

Kierunek: Biometan

Raport Polskiej Organizacji Biometanu

2023



Polska Organizacja
Biometanu

Spis treści

WSTĘP

DEFINICJE I ŹRÓDŁA PRAWA 4

I. WPROWADZENIE 6

- 1. Biometan w prawie europejskim oraz perspektywy jego rozwoju 12
 - 1.1 Biometan w strategiach unijnych perspektywy rozwoju sektora 12
 - 1.2 Aktualne unormowania prawa europejskiego w zakresie biometanu 19
- 2. Biometan w Polsce oraz perspektywy jego rozwoju 26

II. PRAWNE PODSTAWY DLA BIOMETANU W POLSCE AKTUALNE UNORMOWANIA 30

- 1. Biogaz jako paliwo gazowe zatłaczane do sieci gazowej 32
 - 1.1 Pojęcie biogazu 32
 - 1.2 Pojęcie biogazu rolniczego 35
 - 1.3 Pozostałe kategorie biogazu 37
 - 1.4 Pojęcie biometanu 38
 - 1.5 Pojęcie paliw gazowych 38
- 2. Biogazownia jako instalacja OZE 39
- 3. Prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu 41
- 4. Wprowadzanie biogazu do sieci gazowej 44
 - 4.1 Prawne podstawy przygotowania projektu biometanowego 44
 - 4.2 Parametry jakościowe biogazu wprowadzanego do sieci gazowej 50
 - 4.3 Obowiązek odbioru biogazu wprowadzanego do sieci gazowej 54
- 5. Instrumenty wsparcia wytwarzania biogazu rolniczego 56
 - 5.1 Ekwiwalentna ilość energii elektrycznej przeliczanej z biogazu wprowadzanego do sieci gazowej 56
 - 5.2 Świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego 58
 - 5.3 Aukcje OZE dla biogazu rolniczego 61
- 6. Pomoc inwestycyjna na wspieranie budowy instalacji biometanowych 64
 - 6.1 Dotacje i preferencyjne pożyczki 64
 - 6.2 Ulgi podatkowe dla biometanu jako napędu do silników spalinowych 66
- 7. Zagospodarowanie uciążliwych substratów kluczowe zagadnienia 67
 - 7.1 Obostrzenia dot. magazynowania na otwartej powierzchni obornika oraz wykorzystywania upraw energetycznych 67
 - 7.2 Krajowe ograniczenia dotyczące rozprowadzania pofermentu 70
 - 7.3 Ograniczenia dotyczące stosowania ubocznych produktów pochodzenia zwierzęcego 72
- 8. Biogaz i biometan w świetle procesu legislacyjnego wdrażającego przepisy RED II 74
 - 8.1 Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (nr UC99) 74
 - 8.2 Projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (nr UC 110) 77

III. POSTULATY DLA DALSZYCH PRAC LEGISLACYJNYCH 82

- 1. Wprowadzenie definicji legalnej biometanu 85
- 2. Wprowadzenie instrumentów operacyjnego wsparcia wytwarzania biometanu 86
- 3. Integracja instalacji biometanowych z siecią gazową 93
- 4. Ułatwienia w procesie inwestycyjno-budowlanym 96
- 5. Wykorzystanie biometanu w celu realizacji NCW 100



Wstęp

Szanowni Państwo,

Polska Organizacja Biometanu działa zaledwie mniej niż rok, ale dynamicznie rozwija się jako organizacja, zrzeszając ekspertów branżowych oraz przedstawicieli wiodących grup paliwowych, energetycznych i ciepłowniczych działających w Polsce. Tak samo jak dynamicznie zmienia się nasze otoczenie, w którym coraz większą rolę pełnią Odnawialne Źródła Energii. Ubiegły rok przyniósł nowe kierunki jasno wskazujące na konieczność przyśpieszenia produkcji i wykorzystania biometanu w Unii Europejskiej. Zgodnie z celami Komisji Europejskiej ujętymi w REPowerEU państwa członkowskie mają zwiększyć produkcję biometanu do 35 mld m³ do 2030 r. Tymczasem w Polsce do tej pory nie powstała żadna instalacja produkująca zeroemisyjny i ekologiczny odpowiednik gazu ziemnego. Zaniedbanie jest tym większe, że krajowy potencjał wytwarzania biometanu szacowany jest na około 8 mld m³ rocznie, a Polska według raportu „GasForClimateReport” zajmuje miejsce w pierwszej piątce państw Unii Europejskiej pod względem możliwości jego wytwarzania. To nasza wspólna szansa, poprzez rozwój rynku biometanowego, na przyśpieszenie procesu transformacji energetycznej oraz ograniczenie uzależnienia od importu gazu kopalnianego. Tymczasem nadal podstawową barierą uniemożliwiającą rozwój branży biometanowej jest brak odpowiednich regulacji kształtujących rynek i wspierających inwestorów w pionierskich projektach biometanowych.

Dlatego tak istotną kwestią jest analiza obecnych uwarunkowań prawnych stanowiących podstawę prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na produkcji, wprowadzaniu do sieci gazowej oraz sprzedaży paliwa gazowego w postaci biogazu i biogazu rolniczego, a docelowo biometanu. W niniejszym raporcie znajdziecie Państwo kompleksową diagnozę stanu prawnego branży biometanowej oraz postulaty dalszych kierunków wsparcia i rozwoju inwestorów. Wprowadzenie definicji legalnej biometanu oraz instrumentów operacyjnego wsparcia jego wytwarzania, integracja instalacji biometanowych z siecią gazową, ułatwienia w procesie inwestycyjno-budowlanym oraz wykorzystanie biometanu w realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego to najważniejsze obszary wymagające konkretnych zapisów w projektowanych ustawach i artykułach.

Jako Polska Organizacja Biometanu wyrażamy ogromną nadzieję i przekonanie, że obecny 2023 rok będzie kolejnym rozdziałem w historii OZE w Polsce i pierwszym rozpoczynającym realną działalność członków branży biometanowej. Niniejsze opracowanie jest szczegółowym przewodnikiem po prawnych uwarunkowaniach zbudowania od podstaw zupełnie nowej dziedziny energetyki i gospodarki.



Michał Tarka

**Dyrektor Generalny,
Polska Organizacja Biometanu**

Zapraszam do lektury.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Michał Tarka', written in a cursive style.

Michał Tarka



Polska Organizacja Biometanu

Członkowie Polskiej Organizacji Biometanu:





ANALIZA PRAWNA

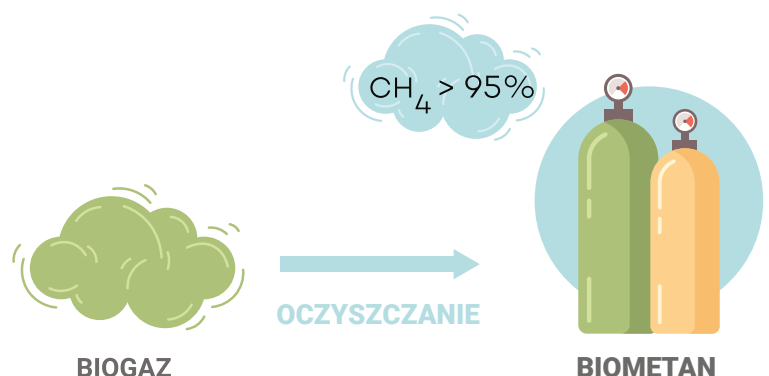
Wprowadzenie



Trwający w Unii Europejskiej proces transformacji systemu energetycznego znalazł się w punkcie zwrotnym: o ile unijne cele wyznaczone na 2020 r. w zasadniczej części zostały zrealizowane, o tyle realizacja założeń na 2030 r. stanowi o wiele większe wyzwanie, nie mówiąc już o ścieżce głębokiej dekarbonizacji do 2050 r. W latach 2020-2030 w wielu państwach członkowskich należy oczekiwać radykalnego zmniejszenia udziału węgla w wytwarzaniu energii, rozpoczęcia procesu dekarbonizacji w branży transportowej, a także działań mających na celu ściślejszą integrację procesów końcowego wykorzystania i dostaw energii, czemu służyć będą strategię integracji sektorowej. W tym zakresie kluczową rolę miał odegrać gaz ziemny jako źródło energii podlegające magazynowaniu, a więc czynnik zapewniający swobodę działania podmiotom w sektorze wytwarzania energii. Niemniej, zmniejszenie dostaw tego paliwa na rynek europejski zaowocowało przyspieszeniem transformacji w sektorze gazowym mającej na celu redukcję emisji CO₂ w tej branży. Obecnie odpowiada on za ok. 25% całkowitej emisji CO₂ w Unii Europejskiej i 20% emisji w unijnym sektorze energetycznym. Strategiczna decyzja wydaje się podjęta – najlepsze obecnie rozwiązanie w tej sytuacji stanowią biogaz i powstały w wyniku jego uzdatniania biometan, a także działania, których celem jest ograniczenie emisji metanu na wcześniejszych etapach w łańcuchu dostaw. W dłuższej perspektywie zastosowanie znajdzie tzw. zielony wodór otrzymywany ze źródeł energii odnawialnej lub właśnie z odnawialnych paliw gazowych.

W tym zakresie na styku sektora energetycznego, transportowego i rolnego znajduje się biometan, czyli metan powstający w procesie beztlenowej fermentacji różnorodnych biodegradowalnych surowców biomasowych, który to biogaz następnie podlega konwersji do parametrów biometanu z wykorzystaniem technologii uzdatniania. W konsekwencji w wielu krajach UE pojawia się nowa perspektywa inwestycyjna związana z wytwarzaniem biometanu, obejmującego wytwarzanie biogazu, a następnie jego uszlachetnianie do parametrów jakościowych gazu ziemnego oraz załączanie do sieci gazowej, wytworzenia bioCNG lub bioLNG.

Stosując odpowiednie urządzenia oraz technologie oczyszczania można uzyskać biogaz o parametrach gazu wysokometanowego typu E, a więc zawartości metanu powyżej 95% – **tak oczyszczony biogaz nazywany jest potocznie biometanem.**



Głównym procesem uzdatniania biogazu do biometanu o jakości gazu ziemnego jest oddzielenie CO₂ w celu osiągnięcia wysokiej czystości metanu, przy jak najniższych jego stratach oraz niskim zużyciu energii. Ostatecznym celem jest zapewnienie, aby biometan stał się zrównoważonym elementem dostaw gazu i był konsekwentnie wykorzystywany we wszystkich branżach używających paliwa gazowe. Jedynie na marginesie prowadzonych rozważań można wskazać, że tradycyjne metody uzdatniania biogazu można podzielić na następujące typy procesów: separacja membranowa, oczyszczanie/płukanie (metody

absorpcji), adsorpcja zmiennociśnieniowa i separacja kriogeniczna. Technologie separacji membranowej i płukania wodą cieszą się pewną przewagą jako preferowane techniki uzdatniania. Zastosowanie membran wzrosło, dzięki czemu od 2014/2015 r. stały się one wiodącą technologią na rynku. Biometan ma zatem niebagatelne znaczenie w kontekście bezpieczeństwa energetycznego, efektywnej dekarbonizacji systemów energetycznych i transportu, rozwoju obszarów lokalnych i optymalizacji w sektorze rolnictwa, a także w kontekście rozwoju i dekarbonizacji przemysłu chemicznego.

I. Bezpieczeństwo energetyczne



w 2018 r. UE sprowadziła
363 mld m³ gazu ziemnego
o wartości
90 mld EUR

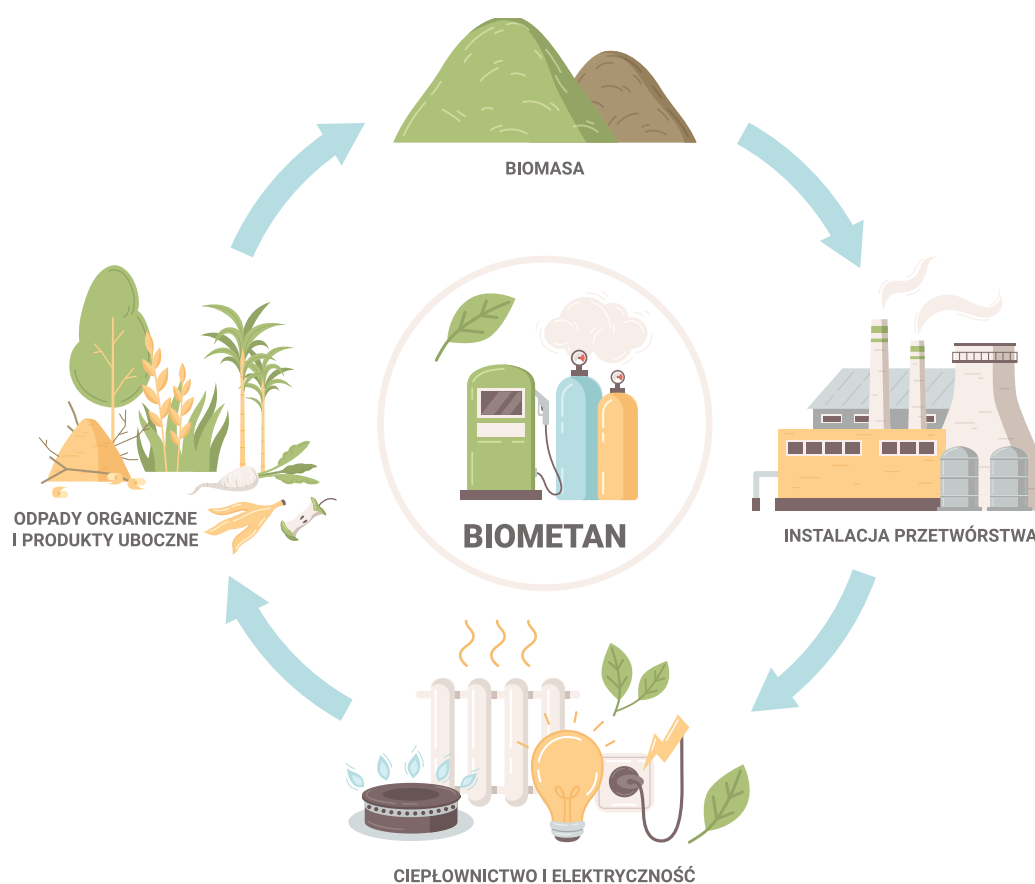
W 2018 r. UE sprowadziła 363 mld metrów sześciennych (m³) gazu ziemnego o wartości 90 mld EUR, co stanowi ponad 20% jego całego importu energii¹. **Import był zdominowany przez dostawy spółki Gazprom (40% w 2018 r.), który z powodu powszechnie znanych przyczyn będzie musiał być zastąpiony.** Bezspornym wydaje się zatem, że kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego jest optymalne wykorzystanie surowców energetycznych dostępnych w poszczególnych państwach członkowskich UE. W analizowanym kontekście odnawialnym źródłem energii (dalej: OZE), które może być wykorzystywane do produkcji paliw gazowych jest biogaz uzdatniany do parametrów gazu wysokometanowego obecnego w danej sieci gazowej. Biometan jest obecnie wprowadzany do sieci gazowej w ilości ok. 3 mld m³/rok i może skutecznie zahamować spadek produkcji paliw gazowych w poszczególnych państwach członkowskich UE i ograniczyć wzrost importu w omawianym okresie (*zob. Europejskie Stowarzyszenie Biogazu (EBA), Statistical Report 2022*).

¹ Należy zwrócić uwagę, że pod względem wartości 70% kosztów unijnego importu przypada na ropę naftową w płynnej formie. Jej największym dostawcą zewnętrznym jest Rosja, która zaspokaja 30 proc. popytu UE, a dalej Norwegia (13%). Średnie wydatki EU na import zmalały z rekordowej kwoty średnio 38 mld EUR miesięcznie w 2012 r. do 25 mld EUR w pierwszej połowie 2018 r. Zob. <https://ec.europa.eu>.

II. Efektywna dekarbonizacja i ograniczenie emisji

Biogaz i biometan tworzą rdzeń gospodarki o obiegu zamkniętym. Do ich wytwarzania stosuje się bowiem rozmaite surowce (uprawy energetyczne, odpady lub pozostałości rolnicze, pozostałości przemysłowe, odpady spożywcze i odpady z gospodarstw domowych).

Uzyskane z nich paliwo daje się magazynować, a pozostałości w postaci masy pofermentacyjnej są bogate w składniki odżywcze i nadają się do wykorzystania jako nawóz organiczny, co zmniejsza zapotrzebowanie na energię i nawozy sztuczne, przy jednoczesnym ograniczeniu zanieczyszczenia wód i gleb.



Sektor rolniczy odpowiada za 10% wielkości emisji gazów cieplarnianych (GHG) w UE¹. Biogaz to jedno z najbardziej zrównoważonych źródeł energii, w przypadku którego możliwe jest osiągnięcie redukcji w zakresie emisji gazów cieplarnianych, związanych z uniknięciem emisji metanu z m.in. obornika rolniczego dzięki jego wykorzystaniu jako

substratu wsadowego. W minionych latach w UE rosło również zużycie nawozów azotowych (wytwarzanych z gazu ziemnego) w przeliczeniu na jeden hektar, sięgając 11,5 mln ton w 2015 r. Wykorzystanie masy pofermentacyjnej może przyczynić się także do ograniczenia importu nawozów, którego wartość w 2017 r. wyniosła 4,29 mld EUR, przy jednocześnie

¹ "Greenhouse Gas Emission Statistics - Emission Inventories", Statistics Explained, Eurostat, czerwiec 2018 r., publikacja dostępna pod adresem <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/pdfscache/1180.pdf>

rosnącym imporcie żywności do UE². Biometan nadaje się także do wykorzystania w branży transportowej, która odpowiada za 24% całkowitej emisji GHG w UE w tym zwłaszcza w autobusach miejskich, samochodach ciężarowych o dużej ładowności, a także w żegludze morskiej i śródlądowej. Wykorzystanie biometanu pozwoliłoby na ograniczenie emisji CO₂ w sektorze transportu oraz redukcję zanieczyszczeń, jako że w przypadku biometanu właściwie nie występują emisje tlenków azotu (NO_x). Biometan sprzyjałby zatem realizacji celów niedawno przyjętego **Pakietu na rzecz mobilności ekologicznej (Clean Mobility Package)**. Mając również na uwadze fakt, że można wprowadzać go bezpośrednio do sieci gazowej, biometan umożliwiłby także optymalne wykorzystanie istniejącej infrastruktury gazowej, co do zasady obniżając koszty przekształcenia sektora energetycznego.

Rozwój obszarów wiejskich

Produkcja biogazu i biometanu na terenach wiejskich może stanowić narzędzie rozwoju nowych form działalności gospodarczej, zapewniając stabilne zatrudnienie (średnio od 4 do nawet 10 stałych etatów w przypadku większej instalacji), a także miejsca pracy związane z budownictwem, przetwarzaniem odpadów/pozostałości czy dostawami substratów i odbiorem pofermentu. Co więcej, pozyskanie paliw gazowych zaspokajających potrzeby energetyczne odbiorców końcowych ze źródeł krajowych nie tylko zmniejsza zapotrzebowanie na import, ale wpływa również na rozwój krajowej gospodarki w samym sektorze gazowym oraz sektorach powiązanych (technologie, usługi, surowce energetyczne), a także zaktywizuje gospodarczo regiony wiejskie oraz przyczyni się do podniesienia stabilnych przychodów w rolnictwie, dostarczającym substraty do produkcji biogazu.

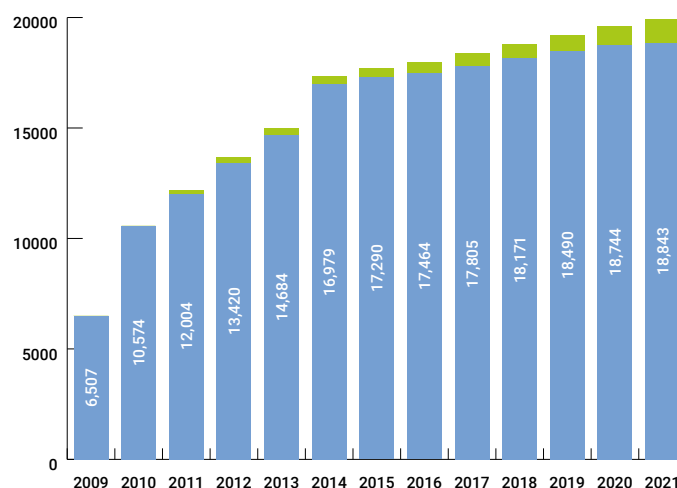
O ile zatem zastosowanie biogazu do wytwarzania w jednostkach CHP już od dłuższego czasu stanowi



preferowane rozwiązane w wielu krajach UE (w szczególności w Niemczech), to w ostatnich latach dynamicznie rozwija się również realizacja projektów z wykorzystaniem biometanu, zwłaszcza na terenie Włoch, Danii i Szwecji, a od niedawna także we Francji, Niemczech i Wielkiej Brytanii. Według danych EBA **na koniec roku 2022 na terenie UE działały 18.843 biogazownie** (z czego mniej więcej połowa w Niemczech), a także **1.067 instalacji wytwarzających biometan** (zob. EBA Statistical Report 2022, s. 30-32).



Poniżej przedstawiono liczbę instalacji do wytwarzania CHP z biogazu oraz instalacji do wytwarzania biometanu w Europie w okresie 2009-2021.



² Warto zauważyć, że UE odnotowuje ogólną nadwyżkę w handlu chemikaliami, których eksport w 2017 r. sięgnął 330 mld EUR przy imporcie w tym samym okresie na poziomie 195 mld EUR. W ostatnim czasie UE ograniczyła zawartość kadmu w nawozach do poziomu 60 mg/kg, a przyjęte niedawno unijne rozporządzenie w sprawie produktów nawozowych uznaje masę pofermentacyjną za produkt nawozowy i zachęca do korzystania z materiałów organicznych w charakterze nawozów. Powinno to również ułatwić import nawozów organicznych. Zob.: "Production and international trade in chemicals", Statistics Explained, Eurostat, sierpień 2018 r., publikacja dostępna pod adresem <https://ec.europa.eu>, „Agri-environmental Indicator - Mineral Fertiliser Consumption”, Statistics Explained, Eurostat, czerwiec 2017 r., publikacja dostępna pod adresem <https://ec.europa.eu>.

Wyraźnie zauważalny jest zatem trend wskazujący na rozwój instalacji biometanowych w UE względem ustabilizowanego wzrostu kogeneracyjnych instalacji biogazowych. W zakresie biometanu liczba nowych projektów rozpoczynających produkcję w 2021 r. znacząco wzrosła, gdzie w samej tylko Francji przybyło ponad 150 nowych instalacji biometanowych, wzrost zauważalny jest też w Holandii, Wielkiej Brytanii, we Włoszech, Danii oraz Szwecji. Z łączną produkcją paliw gazowych z biometanu sięgnęła 37 TWh, co przekłada się na 3,5 mld m³ biometanu (zob. *Europejskie Stowarzyszenie Biogazu, EBA Statistical Report 2022*, s. 26-27). **Niestety w Polsce w 2022 r. nie funkcjonowała jeszcze żadna instalacja biometanowa.**

Sytuacja ta wiąże się jednak z szeregiem problemów oraz wyzwań. W pierwszej kolejności są to koszty produkcji oraz związane z nią koszty dotacji publicznych, które sprawiały, że dotychczas biometan był mniej więcej czterokrotnie droższy od gazu ziemnego. Sytuacja ta diametralnie zmieniała się wraz ze wzrostem cen gazu ziemnego, które praktycznie zrównały się z kosztami produkcji biometanu. Jest to więc najlepszy moment na wprowadzanie ewentualnych instrumentów wsparcia, których istota powinna teraz polegać na utrzymaniu tego poziomu w dłuższej perspektywie, umożliwiającej zwrot z inwestycji, w przypadku gdyby rynkowe ceny gazu ziemnego spadły.

Kolejne wyzwanie wiąże się z dokładną oceną dostępności zasobów, optymalizacją ich dostaw z myślą o redukcji kosztów z tym związanych (im większe zapotrzebowanie, tym bardziej złożona logistyka), a wreszcie zapewnieniem ciągłości zaopatrzenia w surowce na dostatecznym poziomie. Szczególnie ważna jest potrzeba dalszego pogłębiania wiedzy i doświadczeń związanych z uprawą roślin energetycznych jako poplonów. Kolejne wyzwania dotyczą społecznej akceptacji takich kwestii jak uciążliwość zapachowa, integracja krajobrazowa czy postrzeganie ryzyka. Czynniki te mogą nie tylko opóźnić realizację danej inwestycji, ale także powodować silny sprzeciw wobec innych projektów, prowadząc nawet do rezygnacji z ich wdrożenia.

Wskazane powyżej zagadnienia zostały ujęte w odpowiednich rozdziałach w ramach przyjętej struktury

opracowania, podzielonej na zagadnienia dotyczące perspektyw przepisów unijnych w zakresie wykorzystania biogazu w sektorze gazowym, a także szczegółowej analizy aktualnych uwarunkowań prawnych dotyczących systemu wsparcia biometanu w Polsce oraz otaczających je krajowych uwarunkowań rynkowych.

W związku z powyższym możliwość wykorzystania biometanu w sektorze gazowym stała się przedmiotem szczegółowych regulacji prawnych kształtujących zasady prowadzenia tego typu działalności gospodarczej. Analizowane w niniejszym opracowaniu zagadnienia dotyczyć będą wybranych instrumentów prawnych mających zachęcić przedsiębiorców do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu oraz m.in. jego załączania do sieci gazowej bądź produkcji bioLNG/bioCNG, wspierając w ten sposób bezpieczeństwo energetyczne w sektorze gazowym. W związku z powyższym szczegółowej analizie prawnej należy poddać zarówno przepisy unijne, wyznaczające ogólne ramy możliwości wykorzystania biometanu w sektorze gazowym, a także bardziej szczegółowe rozwiązania krajowe kształtujące instrumenty wytwarzania biogazu w prawie polskim. Ze względu na ograniczony charakter niniejszego opracowania szczegółowej analizie prawnej zostaną poddane jedynie wybrane instrumenty prawne, które zdaniem autorów są kluczowe dla rozwoju sektora wytwarzania biogazu. Do instrumentów tych należy zaliczyć przede wszystkim obowiązek odbioru biogazu, o którym szerzej mowa w pkt. 4.3 niniejszego opracowania, gwarantujący możliwość wykorzystania sieci gazowej do dostarczania biogazu odbiorcom, a także skorelowane z nim instrumenty operacyjnego wsparcia działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu biogazu.

Instrumenty te choć miały zachęcać przedsiębiorców do podjęcia tego typu działalności to jednak nie spełniły swojej funkcji. W związku z powyższym w rozdziale III niniejszego opracowania zaproponowano postulaty legislacyjne, które zdaniem autorów mogłyby skutecznie zainicjować system wsparcia biometanu w Polsce i umożliwić uruchomienie tego sektora gospodarki.

1. BIOMETAN W PRAWIE EUROPEJSKIM ORAZ PERSPEKTYWY JEGO ROZWOJU

Produkcja i wykorzystanie biogazu są przedmiotem zainteresowania Unii Europejskiej. Zarówno w dokumentach strategicznych, określających cele polityki energetyczno-klimatycznej UE na najbliższe lata, jak i w przyjętych oraz projektowanych przepisach UE odnosi się do kwestii biogazu (biometanu). Poniżej przedstawiono najważniejsze postanowienia obowiązujących w tym zakresie regulacji oraz najistotniejsze założenia wynikające z innych dokumentów, przyjętych m.in. przez Komisję Europejską.

1.1 Biometan w strategiach unijnych perspektywy rozwoju sektora

Europejski Zielony Ład

Unia Europejska wielokrotnie komunikowała, że zamierza w najbliższych latach wspierać rozwój sektora biogazowego. Jednym z ważniejszych dokumentów w ostatnim czasie, w którym poczyniono takie deklaracje jest tzw. Europejski Zielony Ład (*ang. European Green Deal, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Europejski Zielony Ład, COM/2019/640 final*).

Europejski Zielony Ład to nowa strategia rozwoju gospodarczego Unii Europejskiej, zakładająca gruntowną przebudowę gospodarki unijnej, w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Jest odpowiedzią na kryzys klimatyczny i degradację środowiska. Europejski Zielony Ład stanowi zbiór inicjatyw, strategii oraz planów, dzięki którym, najpóźniej do 2050 r. zredukowane zostaną emisje gazów cieplarnianych w Europie do poziomu tzw. „0 netto”.

Z jego założeń wynika, że w perspektywie 30 lat, państwa członkowskie, w tym Polska, przejdą na gospodarkę niskoemisyjną, niekorzystającą (lub korzystającą w bardzo ograniczonym zakresie) z nieodnawialnych zasobów naturalnych. Zostanie to osiągnięte w trybie tzw. sprawiedliwej transformacji energetycznej. Przyjmuje się, że jednym

z elementów odgrywających istotną rolę w tej przebudowie będzie biogaz (biometan).

Strategia UE na rzecz ograniczenia emisji metanu

Jedną z ważniejszych strategii Europejskiego Zielonego Ładu jest Strategia UE na rzecz ograniczenia emisji metanu (Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów dotyczący strategii UE na rzecz ograniczenia emisji metanu, COM/2020/663 final), odnosząca się m.in. do biogazu. Komisja Europejska planuje podjąć działania polegające na redukcji emisji metanu, co przyczyni się zarówno do spowolnienia zmiany klimatu, jak i poprawy jakości powietrza.

Największym źródłem emisji metanu jest rolnictwo (40%-53%). Komisja przyjmuje, że w tym sektorze istnieją potencjalne synergie i rozwiązania kompromisowe mające na celu ograniczenie kosztu redukcji emisji metanu m.in. poprzez produkcję biogazu. Jak wyjaśnia Komisja „biogaz produkowany z odpadów lub pozostałości z rolnictwa może również w sposób racjonalny pod względem kosztów przyczynić się do ograniczenia emisji metanu z sektora rolnictwa

i odpadów. (...) Należy dalej motywować do zbierania i wykorzystywania odpadów organicznych lub pozostałości z rolnictwa powodujących wysokie emisje metanu jako substratów biogazu”.

Co istotne, Komisja zadeklarowała utworzenie projektu pilotażowego mającego na celu wsparcie obszarów wiejskich i społeczności rolniczych w budowaniu projektów dotyczących biogazu i dostępie do funduszy na produkcję biogazu z odpadów z rolnictwa. W omawianej Strategii zasygnalizowano również zmiany legislacyjne w zakresie rynku gazu, aby ułatwić wprowadzanie na ten rynek gazów ze źródeł odnawialnych, w tym dzięki uwzględnieniu takich kwestii, jak połączenie z infrastrukturą i dostęp do rynku dla rozproszonej i lokalnie powiązanej produkcji gazów ze źródeł odnawialnych. Komisja przyjęła również, że nadchodzący przegląd dyrektywy RED II w 2022 r. zapewni możliwości udzielania dalszego ukierunkowanego wsparcia mającego na celu przyspieszenie rozwoju rynku biogazu.

Strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego

Kolejny filar Europejskiego Zielonego Ładu, odnoszący się do kwestii biogazu to Strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego (*Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego, COM/2020/299 final*). Komisja wyjaśniła w tym materiale, że jednym ze sposobów na osiągnięcie integracji sektorowej jest wykorzystanie biogazu.

W Strategii wskazano, że „choć elektryfikacja bezpośrednia i ciepło ze źródeł odnawialnych stanowią w wielu przypadkach najbardziej opłacalne i energooszczędne warianty obniżenia emisyjności, istnieje szereg zastosowań końcowych, w których mogą one okazać się niewykonalne lub wiązać się z wyższymi kosztami. W takich przypadkach można by wykorzystać szereg odnawialnych lub niskoemisyjnych paliw, takich jak zrównoważony biogaz i biometan oraz zrównoważone biopaliwa, wodór odnawialny i niskoemisyjny lub



paliwa syntetyczne. przypadki te obejmują nie tylko szereg procesów przemysłowych, ale również rodzajów transportu, takich jak transport lotniczy i morski, gdzie zasadniczą rolę odgrywać będą zrównoważone paliwa alternatywne, takie jak zaawansowane biopaliwa ciekłe i paliwa syntetyczne”. Komisja podała w swoim Komunikacie, że obecnie biopaliwa, biogaz i biometan stanowią jedynie 3,5 % zużycia wszystkich gazów i paliw oraz że są wytwarzane głównie z roślin spożywczych i pastewnych. Istnieje zatem spora przestrzeń do zagospodarowania w sektorze transportu m.in. przez biogaz i biometan.

Komisja przyznała, że chociaż wykorzystywanie biopaliw i biogazów było dotychczas utrudnione przez niepewność regulacyjną w zmienionej dyrektywie RED II poczyniono pierwszy krok w celu rozwiązania tych problemów poprzez wprowadzenie celu, jakim jest zużycie zaawansowanych biopaliw i biogazu w transporcie na poziomie 3,5%. W Komunikacie zadeklarowano również, że w przyszłości w unijnych regulacjach, wprowadzona zostanie kompleksowa terminologia dla gazów odnawialnych oraz zdekarbonizowanych, takich jak m.in. biogaz, biometan i inne zaawansowane biopaliwa. Komisja przyjęła także, że rozważy dodatkowe środki wsparcia m.in. na rzecz biogazu i biometanu (oraz innych paliw odnawialnych i niskoemisyjnych).

Nowy plan działania UE dotyczący gospodarki o obiegu zamkniętym

Kolejnym filarem Europejskiego Zielonego Ładu jest Nowy plan działania UE dotyczący gospodarki o obiegu zamkniętym (*ang. Circular Economy Action Plan, CEAP, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Nowy plan działania UE dotyczący gospodarki o obiegu zamkniętym na rzecz czystszej i bardziej konkurencyjnej Europy, COM/2020/98 final*).

Plan ten przewiduje podjęcie inicjatyw przywracających zasoby gospodarce, a dotyczących całego cyklu życia produktów, począwszy od etapu projektowania i produkcji aż po ich użytkowanie, naprawę, ponowne wykorzystanie i recykling.

Choć Komisja nie podjęła tej kwestii wprost w ww. Planie, nie ulega wątpliwości, że produkcja i wykorzystanie biogazu (biometanu), w związku z użyciem m.in. odpadów rolniczych, jest jednym z elementów łańcucha w gospodarce o obiegu zamkniętym. W ramach tego łańcucha, z tak powstałego biometanu można m.in. produkować energię elektryczną. W tym kontekście warto podkreślić, że Komisja zadeklarowała, **przewidziane jest wsparcie projektów w ramach gospodarki o obiegu zamkniętym.**

Jak wynika z zaprezentowanych powyżej informacji, w najbliższym czasie można spodziewać się licznych zmian regulacji na poziomie unijnym dotyczących biogazu/biometanu. Z powszechnie dostępnych informacji wynika, że Komisja Europejska opracowuje projekty legislacyjne dotyczące m.in. zmian dyrektywy RED II oraz zmian dyrektywy ETD (*dyrektywa Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej, Dz.U. L 283 z 31.10.2003, str. 51–70, ze zm.*).

W zakresie dyrektywy RED II wprowadzone zostaną najprawdopodobniej modyfikacje, zgodne z przedstawionymi powyżej kierunkami zmian w strategiach i planach (przede wszystkim w Europejskim Zielonym Ładzie), zaprezentowanymi w ostatnich miesiącach przez Komisję Europejską. Z kolei w zakresie przepisów dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej, można spodziewać się zróżnicowania wysokości stawek akcyzy według ekologiczności użycia paliw i energii elektrycznej

oraz wartości energetycznej wyrobu. W takim układzie biopaliwa ciekłe takie jak bioLNG i bioCNG byłyby prawdopodobnie opodatkowane korzystniej niż paliwa kopalne. Wyeliminowane ma zostać również niekorzystne traktowanie biopaliw (*obecnie opodatkowanie biopaliw w przeeliczeniu na EUR/GJ jest nieproporcjonalnie wysokie*).

Fundusz Odbudowy dla Europy

Kryzys związany z COVID-19 stawia przed Europą nowe wyzwanie gospodarcze, w tym także w sektorze energetycznym. Unia Europejska oraz jej poszczególne państwa członkowskie w obliczu niespotykanego w ich historii zjawiska musiały przyjąć środki nadzwyczajne w celu ochrony zdrowia obywateli i zapobieżenia załamaniu się gospodarki. Organy unijne oraz rządy poszczególnych państw członkowskich musiały podjąć nowe działania zmierzające do łagodzenia skutków społeczno-ekonomicznych. Warto w tym miejscu podkreślić, że w początkowej fazie pandemii COVID-19 ciężar związany z pomocą przedsiębiorcom dotkniętym ograniczeniami ekonomicznymi spoczął na barkach państw członkowskich, ale skala skutków pandemii COVID-19 wpływająca na integralność Unii Europejskiej oraz prawidłowość funkcjonowania rynku wewnętrznego sprawiła, że organy unijne wyszły z inicjatywą podjęcia szerokich działań w zakresie zwalczania skutków COVID-19.

Z powyższych względów Komisja Europejska w dniu 27 maja 2020 r. zaproponowała tymczasowe narzędzie służące odbudowie gospodarki Fundusz Odbudowy (NextGenerationEU) o wartości 750 mld euro, a także zwiększenie środków w długoterminowym budżecie UE na lata 2021-2027 z przeznaczeniem na określone cele³. Zaproponowany pakiet działań wobec gospodarki został zatwierdzony przez szefów państw i rządów UE, którzy 21 lipca 2020 r. osiągnęli polityczne porozumienie w sprawie pakietu zaproponowanego przez Komisję Europejską⁴. Zgodnie z osiągniętym konsensusem państw członkowskich Fundusz Odbudowy będzie powiązany z Wieloletnimi

³ Komunikat Komisji *Decydujący moment dla Europy: naprawa i przygotowanie na następną generację* (SWD(2020) 98 final), Bruksela, dnia 27.5.2020 r. COM(2020) 456 final.

⁴ Konkluzje Nadzwyczajnego posiedzenia Rady Europejskiej (17, 18, 19, 20 i 21 lipca 2020 r.) (Nota), Bruksela, 21 lipca 2020 r. (OR_en) EUCO 10/20 (dalej jako: Konkluzje 2020)

Ramami Finansowymi (WRF), albowiem jak wskazano w konkluzjach, potrzebne są działania na rzecz odbudowy jako szybkiej i skutecznej odpowiedzi na wyzwanie o charakterze tymczasowym, jednak działania te przyniosą oczekiwane rezultaty i będą trwałe jedynie wtedy, gdy będą powiązane i zharmonizowane z tradycyjnymi WRF⁵.

U podstaw Funduszu Odbudowy leży założenie, że plan europejskiej odbudowy będzie wymagał ogromnych inwestycji publicznych i **prywatnych** na szczeblu europejskim w celu trwałego sprowadzenia Unii na ścieżkę prowadzącą do zrównoważonej odbudowy gospodarki zwiększającej jej odporność, tworzenia miejsc pracy oraz naprawy bezpośrednich szkód spowodowanych pandemią COVID-19 przy jednoczesnym wspieraniu **zielonych** i cyfrowych priorytetów Unii⁶. Tak określone wyzwanie jasno wskazuje, że filar odbudowy unijnej gospodarki będą stanowiły podmioty z sektora prywatnego, które będą mogły wykazać się swoją przedsiębiorczością w projektach o znaczeniu publicznym. Jednym z obszarów realizacji tych projektów są „zielone priorytety Unii”, a więc przejście na zielone źródła energii w poszczególnych państwach członkowskich Unii Europejskiej.

Fundusz Odbudowy ma istotne znaczenie dla inwestycji w sektorze energetycznym w tym także na rynku biogazowym. Fundusz co prawda w konkluzjach Rady nie odnosi się bezpośrednio do biogazu, ale kładzie wyraźny akcent na zieloną energetykę. Fundusz ma bowiem zapewnić dodatkowe wsparcie dla transformacji UE w czyste, energooszczędne, niskoemisyjne i odporne na zmianę klimatu społeczeństwo, oparte na gospodarce o obiegu zamkniętym⁷. Infrastruktura energetyczna jest natomiast postrzegana jako instrument „Łączący Europę”, pozwalający na swobodny przepływ osób, towarów, kapitału i usług⁸. Fundusz Odbudowy wskazuje także na „zielone” cele, na których realizacji przeznaczają się co najmniej 30% przydzielonych środków⁹.

Najważniejszymi elementami Funduszu jest przeznaczenie 50% środków z Funduszu na modernizację między innymi poprzez: badania naukowe i innowacje z wykorzystaniem programu „Horyzont Europa”, sprawiedliwą transformację klimatyczną i cyfrową z wykorzystaniem Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji i programu „Cyfrowa Europa”, gotowość, odbudowę i odporność na kryzysy, finansowane za pomocą instrumentów przewidzianych w tym programie pomocowym.

Pula środków Funduszu Odbudowy została podzielona pomiędzy takie działy jak Jednolity rynek, innowacje i technologie cyfrowe (10,6 mld euro); spójność, odporność i wartości (721,9 mld euro); zasoby naturalne i środowisko (17,5 mld euro). Środki z Funduszu Odbudowy zostały przypisane do poszczególnych elementów składających się na Fundusz. Do elementów Funduszu należą:

Europejski Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności: najważniejszy element Funduszu Odbudowy, którego budżet wynosi 672,5 mld euro w formie pożyczek (360 mld euro) i dotacji (312,5 mld euro) na wsparcie reform i inwestycji podejmowanych przez państwa UE. Instrument został przyjęty na podstawie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/241 z dnia 12 lutego 2021 r. ustanawiającym Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności¹⁰. Celem tego instrumentu jest złagodzenie gospodarczych i społecznych skutków pandemii COVID-19 oraz zapewnienie, by europejska gospodarka i społeczeństwo były bardziej zrównoważone, odporne i lepiej przygotowane na wyzwania i możliwości związane z transformacją **ekologiczną** i cyfrową. Państwa członkowskie opracowują krajowe plany odbudowy i zwiększania odporności, aby uzyskać dostęp do funduszy w ramach tego instrumentu. Państwa członkowskie UE zostały zobowiązane do przedstawienia do 30 kwietnia 2021 roku planów zawierających spójne pakiety projektów, reform i inwestycji w sześciu dziedzinach polityki:

5 Konkluzje 2020, s. 1

6 Konkluzje 2020, s. 3

7 Konkluzje 2020, s. 48 (pkt 99)

8 Konkluzje 2020, s. 20 (pkt 31)

9 Np. pkt 72 lit. a Konkluzji 2020

10 Dz.U. UE L 57 z 18.2.2021

transformacja
ekologiczna

transformacja
cyfrowa

inteligentne,
zrównoważone
i inkluzywne wzrost
i zatrudnienie

spójność społeczna
i terytorialna

zdrowie
i odporność

polityki na rzecz
następnego
pokolenia,
w tym edukacja
i umiejętności

11

Wsparcie na rzecz odbudowy służącej spójności oraz terytoriom Europy (REACT-EU): Fundusz Odbudowy obejmuje również 47,5 mld euro na nową inicjatywę REACT-EU. W jej ramach środki reagowania kryzysowego i kryzysowe środki naprawcze stosowane w ramach inicjatywy inwestycyjnej w odpowiedzi na COVID-19 są kontynuowane i ulepszone. Narzędzie to pomoże w **ekologicznej** i cyfrowej odbudowie gospodarki i zwiększeniu jej odporności.

Fundusz Sprawiedliwej Transformacji Energetycznej: Fundusz Odbudowy zakłada zasilenie kwotą 10 mld euro Funduszu Sprawiedliwej Transformacji, który ma zaradzić społecznym i gospodarczym skutkom związanym z dążeniem do osiągnięcia przez UE neutralności klimatycznej do 2050 roku. Głównym celem tego Funduszu jest dywersyfikacja gospodarcza terytoriów najbardziej dotkniętych skutkami transformacji klimatycznej, gdzie konieczne będą przekwalifikowywanie i aktywna integracja pracowników oraz osób poszukujących pracy. Finansowanie w ramach Funduszu będzie

obejmowało projekty w zakresie infrastruktury energetycznej i transportowej, w tym infrastruktury gazowej i systemów ciepłowniczych, a także projekty na rzecz dekarbonizacji (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52020PC0022>).

Środki z Funduszu Odbudowy zasilą też dodatkowo inne europejskie programy lub fundusze, takie jak:

- „Horyzont 2020” (5 mld euro);
- InvestEU (5,6 mld euro);
- Programy rozwoju obszarów wiejskich (7,5 mld euro);
- RescEU (1,9 mld euro).

Jednym z największych beneficjentów programu jest Polska, która do końca 2023 r. otrzyma 23 mld euro w dotacjach oraz 34 mld euro pożyczek. Czas na wykorzystanie udzielonych środków to maksymalnie koniec 2026 roku. Realizacją unijnych obowiązków w zakresie Funduszu Odbudowy jest przyjęcie przez Polskę Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększenia Odporności.

Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększenia Odporności (dalej jako: KPO albo Plan) stanowi wyraz planistycznej działalności państwa członkowskiego i samej Unii Europejskiej, która odgrywa ważną rolę w prawidłowym funkcjonowaniu gospodarki, niezależnie od panującego ustroju polityczno-ekonomicznego, a jednocześnie pełni rolę prawotwórczą w kształtowaniu poszczególnych sektorów gospodarki, w tym w szczególności sektora energetycznego. W nowoczesnym i gospodarczo rozwijającym się państwie, planowanie można uznać za niezbędny element kształtowania ładu społeczno-gospodarczego, nienaruszający przy tym zasady swobody działalności gospodarczej opartej na własności prywatnej. Zadaniem planowania gospodarczego w warunkach gospodarki rynkowej jest oddziaływanie na procesy gospodarcze, a w szczególności orientowanie postępowania przedsiębiorców w interesie publicznym (np. zwalczania skutków COVID-19) wyrażonym w polityce gospodarczej państwa, określanie priorytetów i wspieranie inicjatyw gospodarczych.

¹¹ Art. 4 rozporządzenia 2021/241.

Planowanie gospodarcze nie może być jednak kształtowaniem gospodarki wbrew regułom rynku koordynowanego przez mechanizmy konkurencji, lecz powinno stanowić ich wykorzystanie w interesie publicznym.

Pieniądze w ramach KPO będą inwestowane w ramach pięciu filarów:



Odporność i konkurencyjność gospodarki

● 18,671 mld zł (17,3%)

Zielona energia i zmniejszenie energochłonności

● 28,673 mld zł (26,6%)

Transformacja cyfrowa

● 13,706 mld zł (12,7%)

Efektywność, dostępność i jakość ochrony zdrowia

● 19,254 mld zł (17,9%)

Zielona i inteligentna mobilność

● 27,439 mld zł (25,5%)

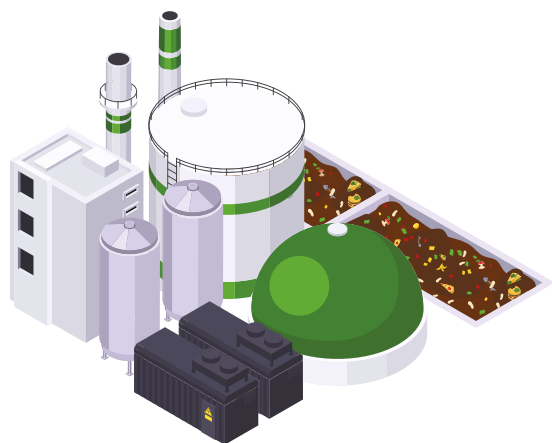
Plan, jak każdy akt tego typu, zawiera część diagnostyczną i programistyczno-zobowiązującą oraz wiele ogólnych stwierdzeń, które wymagają doprecyzowania w ramach konkretnie przyjmowanych aktów normatywnych. KPO zawiera jednak szereg bezpośrednich odniesień do sektora energetycznego oraz biogazu.



KPO stanowi, że rdzeniem zielonej transformacji gospodarki jest transformacja energetyczna opisana w Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 oraz Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku. Będzie ona oparta na trzech filarach: tzw. sprawiedliwej transformacji, budowie zeroemisyjnego systemu energetycznego oraz działaniach na rzecz dobrej jakości powietrza (KPO, s. 177).

Z punktu widzenia rozwoju rynku biogazu najważniejszym filarem KPO jest Filar I, w ramach którego ujęto takie reformy jak czyste powietrze i efektywność energetyczna, poprawa warunków dla rozwoju technologii wodorowych oraz **innych gazów zdekarbonizowanych**, poprawa warunków dla rozwoju odnawialnych źródeł energii, wsparcie zrównoważonej gospodarki wodno-ściekowej na terenach wiejskich, wzrost wykorzystania transportu przyjaznego dla środowiska. Polska poczyniła w ostatnich kilkunastu latach bardzo duże postępy w zmniejszeniu negatywnego wpływu sektora energii na środowisko, w szczególności poprzez modernizację mocy wytwórczych oraz dywersyfikację struktury wytwarzania energii. Zależność od paliw węglowych jest jednak nadal znacznie wyższa od innych państw członkowskich UE. Ponieważ polski bilans energetyczny opiera się na paliwach kopalnych, transformacja gospodarki do modelu niskoemisyjnego będzie wymagała dużych wysiłków ze strony obywateli, sektorów gospodarki i regionów, których funkcjonowanie w dużym stopniu wiąże się z wykorzystaniem wysokoemisyjnych paliw (*str. 175 KPO*).

W zakresie biogazu KPO wyraźnie stanowi, że **wyzwaniem jest także wykorzystanie ogromnego potencjału jaki posiada Polska w zakresie biogazu, który może być wytwarzany z odpadów oraz pozostałości pochodzących w szczególności z sektora rolno-spożywczego oraz sektora komunalnego, szacowanego na blisko 7,8 mld m³ biogazu.**



7,8 mld m³ potencjał Polski w zakresie biogazu

Z danych przedstawionych w KPO wynika, że produkcja biometanu w perspektywie 2030 r. powinna wynosić 1 mld m³/rok, co przykładowo przekłada się na budowę około 500 instalacji o wielkości produkcji biometanu na poziomie 2 mln m³. Dodatkowy popyt będzie pochodził także z innych sektorów, m.in. przemysłu i ciepłownictwa w następstwie zapoczątkowania procesu „zazieleniania” sieci gazowych. Wprowadzenie zmian prawnych pozwalających na rozwój rynku biogazu będzie poprzedzone analizą potencjału oraz zapotrzebowania na biometan ze strony poszczególnych sektorów gospodarki.

KPO zakłada wprowadzenie przepisów, które pozwolą na rozwój rynku biogazu, w tym rozwiązań zdecentralizowanych. Biogaz jest bowiem traktowany jako nowe źródło odnawialnej energii o dużym potencjalne w Polsce, pozwalającym na zwiększenie wykorzystania alternatywnych źródeł energii, a także osiąganie nowych przychodów przez podmioty sektora publicznego oraz prywatnego.

Podkreślić należy takie **rozwiązania prawne** zapowiedziane w KPO jak:

przygotowanie nowelizacji ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii zawierającej określenie zasad prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu (regulacja działalności wytwórców biometanu) tzw. pakiet biometanowy;

przygotowanie nowelizacji ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii zawierającej określenie zasad prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie określenia mechanizmów wsparcia dla tego rodzaju produkcji (systemy wsparcia w ramach systemu FIP, czyli pokrycia ujemnego salda);

przygotowanie rozwiązań legislacyjnych umożliwiających wytwarzanie biometanu i jego włączanie do sieci gazowej oraz wykorzystanie w transporcie;

przygotowanie rozwiązań legislacyjnych wprowadzających system gwarancji pochodzenia dla biometanu włączanego do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazowej, który ma służyć promocji wykorzystania biometanu oraz zachęcać odbiorcę końcowego do ich nabycia celem wykazania, że określona ilość gazu została wyprodukowana ze źródeł odnawialnych;

implementacja do polskiego systemu prawnego obowiązku zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie w tempie 1.1 % /rok do roku w okresie 2021-2030;

notyfikacja programu pomocowego dla sektora biometanu w Komisji Europejskiej.

Z jego założeń wynika, że w perspektywie najbliższych lat Polska powinna inwestować w technologie i projekty pozwalające na przejście na gospodarkę niskoemisyjną, niekorzystającą (lub korzystającą w bardzo ograniczonym zakresie) z nieodnawialnych zasobów naturalnych. Zostanie to osiągnięte poprzez wykorzystanie potencjału polskiej gospodarki w zakresie biogazu.

1.2 Aktualne unormowania prawa europejskiego w zakresie biometanu

W aktualnym stanie prawnym prawodawca europejski dość intensywnie reguluje zarówno rynek gazu ziemnego, jak i system wsparcia odnawialnych źródeł energii. W tym zakresie jednym z odnawialnych źródeł energii zdefiniowanym w art. 2 pkt 1 dyrektywy RED II jest biogaz, a więc gaz pochodzący z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i ze źródeł biologicznych. Biogaz, *expressis verbis* zdefiniowany jest również jako paliwo gazowe wyprodukowane z biomasy, a więc jego stosowanie powinno również znaleźć odzwierciedlenie w regulacjach dotyczących sektora gazowego (art. 2 pkt 28 dyrektywy RED II).

W konsekwencji unormowania dotyczące biogazu znajdują się również w dyrektywie 2009/73/WE, która zawiera systemowe uwarunkowania dotyczące zasad funkcjonowania sektora gazowego w UE. W tym zakresie wskazuje się, że konkurencyjne zasady wprowadzane przedmiotową dyrektywą dotyczą nie tylko gazu ziemnego oraz LNG, ale w niedyskryminacyjny sposób mają również zastosowanie do biogazu oraz innego biogazu pozyskiwanego z biomasy, o ile ich wprowadzanie do systemu gazowego i transport systemem gazowym są technicznie wykonalne i zgodne z normami bezpieczeństwa. W związku z powyższym jedynym warunkiem zastosowania owych konkurencyjnych rozwiązań w stosunku do biogazu, chociażby w zakresie dostępu do infrastruktury gazowej, jest konieczność zagwarantowania bezpieczeństwa oraz odpowiednich warunków technicznych umożliwiających załączenie biogazu do sieci gazowej. Ponadto, w motywie 41 Preambuły do dyrektywy 2009/73/WE prawodawca europejski zwrócił uwagę, że niedyskryminacyjny dostęp do systemu gazowego dla biogazu powinien uwzględniać charakterystykę chemiczną tych gazów. W związku z powyższym należy wskazać, że dyrektywa 2009/73/WE, co do zasady zapewnia dostęp instalacjom wytwarzającym biogaz do gazowej infrastruktury technicznej, choć umożliwia państwom członkowskim ograniczenie tego dostępu ze względu na parametry

techniczne oraz chemiczne (jakościowe) wytwarzanego biogazu. Natomiast w motywie 26 wskazano, że państwa członkowskie powinny podjąć konkretne środki w celu wsparcia szerszego stosowania biogazu i gazu z biomasy, których producenci, pod wskazanymi powyżej warunkami, powinni uzyskać niedyskryminacyjny dostęp do systemów gazowych.

Na konieczność zastosowania szeregu instrumentów prawnych w zakresie wspierania integracji odnawialnych źródeł energii z odpowiednimi sieciami energetycznymi wskazuje również dyrektywa RED I oraz dyrektywa RED II. O ile zatem unormowania zawarte w dyrektywie RED I w zdecydowanej większości dotyczyły instrumentów kierowana do instalacji OZE wykorzystujących biogaz do produkcji energii elektrycznej, to unormowania zawarte w dyrektywie RED II większy nacisk kładą już na wprowadzenie biogazu do sieci gazowych, a następnie jego wykorzystanie jako stabilne i podlegające magazynowaniu paliwo z OZE do celów ciepłowniczych oraz transportowych, w tym zarówno bezpośrednio jako bioLNG bądź bioCNG lub jako biokomponent do produkcji tradycyjnych paliw transportowych drugiej generacji.

W zakresie dostępu do sieci gazowej państwa członkowskie oceniają konieczność rozszerzenia istniejącej infrastruktury sieci gazowniczej, aby ułatwić integrację gazu ze źródeł odnawialnych. Państwa członkowskie mogą również nałożyć na gazowych operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych na swoim terytorium obowiązek publikowania przepisów technicznych dotyczących zasad przyłączenia do sieci, które obejmują wymagania dotyczące jakości, nawaniania i ciśnienia gazu, a także obowiązek publikacji taryf przyłączeniowych za przyłączenie gazu z odnawialnych źródeł w oparciu o obiektywne, przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria (art. 20 dyrektywy RED II). Unormowania te przesądzają, że koszty związane z transportem biometanu sieciami gazowymi nie powinny być sztucznie zawyżane,

uniemożliwiając w ten sposób dostęp do sieci gazowej. Co więcej, wskazano, że koszty przyłączenia do sieci gazowej dla nowych producentów gazu z odnawialnych źródeł energii powinny mieć charakter obiektywny, przejrzysty i niedyskryminujący. Ponadto, właściwie uwzględnione powinny być korzyści, jakie daje sieci gazowej przyłączenie nowych oraz lokalnych producentów gazu z odnawialnych źródeł energii. W związku z tym państwa członkowskie UE nie powinny obciążać wytwórców biometanu całością kosztów związanych z przyłączeniem ich instalacji do sieci gazowej.

Należy zatem wskazać, że w aktualnym stanie prawnym przepisy unijne jednoznacznie wskazują na konieczność integrowania sieci gazowej z instalacjami OZE wytwarzającymi biometan, choć nie formułują w tym zakresie jednolitych standardów jakościowych, pozostawiając tę kwestię poszczególnym państwom członkowskim. Powyższe oznacza, że parametry jakościowe oraz fizykochemiczne umożliwiające zatłaczanie biometanu do sieci gazowej mogą przyjmować różny poziom w poszczególnych państwach członkowskich (J. Holewa, E. Kukulska-Zajac, M. Pęgielska, *Analiza możliwości wprowadzania biogazu do sieci przesyłowej*, Nafta-Gaz 8/2012, s. 524).

Znaczący impuls do rozwoju branży biogazowej przyniosły też rozwiązania prawne zobowiązujące do stosowania paliw gazowych z biomasy. Przede wszystkim należy wskazać, że prawodawca europejski wprowadzając unormowania zawarte w art. 25-31 dyrektywy RED II dąży do zwiększenia roli energii odnawialnej w sektorze transportu. W tym zakresie w art. 25 dyrektywy RED II wprowadzono obowiązek, by dostawcy paliw do 2030 r. zapewnili co najmniej 14% udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii w sektorze transportowym – tzw. udział minimalny – z czego wkład zaawansowanych biopaliw i biogazu wyprodukowanych z surowców wymienionych w załączniku IX część A do dyrektywy RED II jako udział w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu ma wynieść co najmniej 0,2% w 2022 r., co najmniej 1% w 2025 r. oraz co najmniej 3,5% w 2030 r. Chodzi zatem o stosowanie w sektorze transportu zaawansowanych biopaliw i biokomponentów II generacji, które pochodzą

z wykorzystania różnego rodzaju biodegradowalnych odpadów w szczególności bioodpadów, odpadów pochodzenia zwierzęcego, osadów ściekowych, frakcji biomasowych odpadów przemysłowych nienadających się do wykorzystania w łańcuchu żywnościowym ludzi i zwierząt, w tym materiałów z przemysłu rolno-spożywczego, rybołówstwa i akwakultury.

Co więcej, zgodnie z art. 27 ust. 2 lit a) dyrektywy RED II udział biopaliw i biogazu dla transportu wyprodukowanych z surowców wymienionych w załączniku IX część A może być uznany za dwukrotność ich wartości energetycznej. W kontekście tych unormowań biometan wprowadzany do sieci gazowej zyskuje strategiczne znaczenie dla sektora paliwowego, gdyż może być stosowany bezpośrednio, jako gazowe paliwo transportowe w postaci bioCNG lub bioLNG, ale również może stanowić zaawansowany biokomponent pochodzenia odpadowego dodawany do paliw ciekłych będących produktem przetwarzania we wspólnym procesie biomasy (biogazu) i paliw kopalnych (ropy naftowej). W tym zakresie wartym odnotowania jest jeszcze art. 28 ust. 4 dyrektywy RED II, w którym wskazano, że do dnia 31 grudnia 2021 r. Komisja przyjmuje akty delegowane zgodnie z art. 35 w celu uzupełnienia niniejszej dyrektywy poprzez określenie metodyki wyznaczania udziału biopaliwa oraz biogazu dla transportu będących produktem przetwarzania we wspólnym procesie biomasy i paliw kopalnych (...).

Podobne unormowania stanowiące impuls dla rozwoju branży biogazowej prawodawca europejski wprowadził dla sektora ciepłowniczego. Zgodnie z art. 23 ust. 1 RED II w celu promowania korzystania z energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia każde państwo członkowskie dąży do zwiększenia udziału energii odnawialnej w tym sektorze o 1,3 punktu procentowego jako roczna średnia wyliczona dla okresów 2021-2025 i 2026-2030. Bazowym punktem odniesienia jest udział energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia osiągniętego w 2020 r., a wnikające z krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł poszczególnych państw członkowskich. W przypadku państw członkowskich, w których nie wykorzystuje się ciepła

odpadowego i chłodu odpadowego, wskazany systematyczny wzrost korzystania z energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia może być ograniczony do 1,1 punktu procentowego. Jednym z naturalnych kierunków transformacji systemów ciepłowniczych opartych na gazie ziemnym może być jego stopniowe zastępowanie odnawialnymi paliwami gazowymi w postaci biogazu (biometanu) w celu zwiększenia udziału energii odnawialnej w systemach ciepłowniczych i chłodniczych.

Niezależnie od instrumentów prawnych wspierających integrację instalacji OZE z siecią gazową oraz zagadnień związanych ze zwiększeniem stosowania biogazu w transporcie oraz ciepłownictwie, kluczowe unormowania z punktu widzenia prowadzonych rozważań zawarte są w art. 4 ust. 1 dyrektywy RED II. Prawodawca europejski wskazał tam, że w celu osiągnięcia lub przekroczenia unijnego celu w zakresie 32% udziału OZE, realizowanego na poziomie krajowym przez wkład każdego państwa członkowskiego w jego realizację, państwa członkowskie mogą stosować systemy wsparcia w odniesieniu do rozpowszechniania stosowania energii odnawialnej. W konsekwencji prawodawca europejski dopuszcza możliwość tworzenia na poziomie krajowym odpowiedniego systemu wsparcia zachęcającego przedsiębiorców do dostarczania na rynek poszczególnych rodzajów energii z OZE, w tym w szczególności w postaci instrumentów operacyjnego wsparcia prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania biogazu.

Pomoc operacyjna stanowi formę finansowego wsparcia bieżącej działalności wytwórców energii z OZE, a więc polega na przysporzeniu różnego rodzaju dodatkowych przychodów związanych z wytwarzaniem określonego rodzaju energii z OZE. W założeniach, tego rodzaju pomoc państwa pokrywa różnicę między kosztami wytwarzania energii z OZE, a rynkową ceną danego rodzaju energii ustalaną co do zasady przez najtańsze źródła energii w postaci paliw kopalnych. Co ważne, wskazane kompetencje państw członkowskich w stosunku do tworzenia instrumentów wsparcia OZE w sektorze gazowym nie są poddane ograniczeniom dotyczącym form prawnych ukształtowania tych

instrumentów wsparcia, zawartych w art. 4 ust. 2-8 dyrektywy RED II tak jak ma to miejsce w stosunku do instrumentów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej. Niemniej, unormowania te znajdują zastosowanie bez uszczerbku dla art. 107 i 108 TFUE, co oznacza, że muszą być zgodne z regułami dozwolonej pomocy publicznej w UE.

Możliwość legalnego stosowania instrumentów pomocowych, podlega szczegółowemu nadzorowi ze strony Komisji Europejskiej, w drodze zastosowania tzw. wyłączeń grupowych zawartych w rozporządzeniu 651/2014 potocznie określane jako GBER od ang. **General Block Exemption Regulation** albo w drodze oceny przez Komisję indywidualnego zawiadomienia o zamiarze przyznania pomocy przez dane państwo członkowskie (tzw. notyfikacja), której szczegółowa procedura unormowana jest w rozporządzeniu Rady (UE) Nr 2015/1589 z dnia 13 lipca 2015 r. ustanawiającego szczegółowe zasady stosowania art. 108 TFUE (Dz. Urz. UE L 249, 24.9.2015, s. 9). W tym zakresie należy wskazać, że o ile rozporządzenie 651/2014 nie zawiera szczegółowych unormowań w zakresie możliwości tworzenia odpowiednich instrumentów operacyjnego wsparcia wytwarzania biogazu (biometanu), to odpowiednie unormowania prawne można znaleźć w pkt 77-134 Wytycznych CEEAG. Powyższe oznacza, że poszczególne państwa członkowskie tworząc stosowne instrumenty operacyjnego wsparcia wytwarzania biogazu wprowadzanego do sieci gazowej powinny skorzystać z procedury indywidualnej notyfikacji środka pomocowego.

Zawarte w CEEAG wytyczne określają sposób oceny zgodności środków pomocy z zakresu ochrony środowiska (ochrony klimatu, oraz na cele związane z energią), podlegających wymogowi zgłoszenia zgodnie z art. 107 ust. 3 lit. c) Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Komisja Europejska wskazuje czternaście zasadniczych kategorii objętych zakresem przedmiotowego komunikatu, wśród których znajduje się pomoc na rzecz redukcji i usuwania emisji gazów cieplarnianych, w szczególności poprzez wsparcie energii ze źródeł odnawialnych (pkt 16).

Wytyczne dot. tworzenia instrumentów wsparcia zostały zawarte w sekcji 4.1 komunikatu. Uzasadniając pomoc publiczną w omawianym zakresie Komisja wskazała, że wsparcie udzielane przez państwa członkowskie może być konieczne dla realizacji ambitnych celów polityki klimatycznej UE określonych m.in. w rozporządzeniu 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu oraz w dyrektywie 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.

Kluczowe znaczenie z perspektywy omawianej problematyki ma zastrzeżenie zawarte w punkcie 80, zgodnie z którym wsparcie dot. biopaliw, biopłynów, biogazu (w tym biometanu) oraz paliw z biomasy może zostać zatwierdzone przez Komisję w procesie notyfikacji wyłącznie w zakresie, w jakim paliwa, które miałyby zostać objęte pomocą, są zgodne z kryteriami zrównoważonego rozwoju i ograniczeniami emisji gazów cieplarnianych zawartymi w dyrektywie 2018/2001 (REDII) oraz w aktach wykonawczych i delegowanych dokumentach. Dodatkowo, należy podkreślić, iż pomoc na produkcję energii z odpadów może być uznana za zgodną z określonymi w komunikacie wytycznymi wyłącznie w zakresie w jakim dotyczy odpadów mieszczących się w definicji odnawialnych źródeł energii (pkt 81). Komunikat nie zawiera wyrażonej wprost definicji OZE lecz odwołanie do RED II, zgodnie z którą energia z odnawialnych źródeł oznacza *energię wiatru, energię promieniowania słonecznego (energię słoneczną termiczną i energię fotowoltaiczną) oraz energię geotermalną, energię otoczenia, energię pływów, fal i inną energię oceanów, hydroenergię, biomasę oraz gaz pochodzący z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i ze źródeł biologicznych (biogaz)* (art. 2 pkt 1).

Pomoc w ramach działań na rzecz redukcji i usuwania emisji gazów cieplarnianych oraz na rzecz efektywności energetycznej (sekcja 4.1.2.2) obejmuje co do zasady wszystkie technologie, które przyczyniają się do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Powyższe uwzględnia również m.in. wsparcie na rzecz redukcji lub unikania emisji powstających w wyniku procesów przemysłowych, w tym przetwarzania surowców, wsparcie dla produkcji energii niskoemisyjnej lub paliw syntetycznych

wytwarzanych z wykorzystaniem energii niskoemisyjnej oraz wsparcie na rzecz magazynowania energii (pkt 83). Warto dodać, iż na gruncie omawianej sekcji pomoc na produkcję energii z odpadów jest dopuszczalna, o ile dotyczy odpadów wykorzystywanych do zasilania instalacji wchodzących w zakres definicji wysokosprawnej kogeneracji (pkt 86).

Istotną część wytycznych stanowią zasady dotyczące zminimalizowania zakłóceń konkurencji i wymiany handlowej, które podzielono na pięć zasadniczych części obejmujących kwestie konieczności pomocy, adekwatności, kwalifikowalności, konsultacji publicznych oraz proporcjonalności. W sekcji dot. konieczności pomocy, Komisja wskazuje, iż państwa członkowskie powinny wykazać potrzebę zastosowania przewidywanego wsparcia w odniesieniu do kryteriów określonych w punkcie 38, zgodnie z którym należy wykazać, że projekt nie zostałby zrealizowany w przypadku nieudzielenia pomocy, przy czym państwo członkowskie powinno uwzględnić sytuację alternatywną oraz powiązane koszty i przychody, uwzględniając obecnie funkcjonujące rozwiązania (pkt 90). Ocena dokonywana przez Komisję odbędzie się na podstawie określenia ilościowego (opisanego w sekcji 3.2.1.3), lub w oparciu o analizę przedstawioną przez państwo członkowskie. W powyższym zakresie należy wskazać również na obowiązek aktualizacji analizy kosztów i przychodów co trzy lata (pkt 92).

Istotny element Wytycznych stanowią środki odnoszące się do kwalifikowalności przyznawanej pomocy. W opinii Komisja narzędzia ukierunkowane na konkretne rodzaje działalności, konkurujące z działalnościami niesubsydjowanymi, będą niekorzystnie wpływać na poziom zakłóceń konkurencji, porównując z narzędziami otwartymi dla wszystkich konkurujących rodzajów działalności. W konsekwencji mechanizmy wsparcia nieobejmujące wszystkich konkurujących ze sobą technologii i projektów, posiadających techniczne możliwości redukcji emisji gazów cieplarnianych powinny zostać przez państwo członkowskie uzasadnione, w oparciu o obiektywne przesłanki (tj. związane m.in. z efektywnością lub kosztami). Komisja enumeratywnie wskazuje przypadki, w których po ocenie uzasadnienia uzna, że ograniczenie

kwalifikowalności nie oznacza nadmiernego zakłócenia konkurencji. Zgodnie z punktem 96 nadmierne zakłócenie konkurencji nie zachodzi, jeżeli:

- środek jest ukierunkowany na konkretny cel sektorowy lub technologiczny ustanowiony w prawie UE;
- środek ma wspierać w szczególności projekty demonstracyjne;
- środek zmierza do obniżenia emisyjności, jednocześnie wspierając poprawę jakości powietrza;
- państwo członkowskie wskaże powody, aby oczekiwać, że kwalifikowalne sektory lub innowacyjne technologie mogą potencjalnie wnieść istotny i efektywny kosztowo wkład w ochronę środowiska i znaczące obniżenie emisyjności w perspektywie długoterminowej;
- środek ma przeciwdziałać zwiększeniu problemów związanych ze stabilnością sieci;
- bardziej selektywne podejście może prowadzić do niższych kosztów ochrony środowiska lub mniejszych zakłóceń konkurencji;
- projekt wybrano w drodze otwartego naboru w dużym zintegrowanym projekcie transgranicznym, opracowanym wspólnie przez kilka państw członkowskich i mającym na celu wniesienie istotnego wkładu w ochronę środowiska we wspólnym interesie Unii, oraz stosuje się w nim innowacyjną technologię, która jest wynikiem działalności badawczej, rozwojowej i innowacyjnej (BRI) prowadzonej przez beneficjenta lub inny podmiot, pod warunkiem że beneficjent nabywa prawa do korzystania z wyników wcześniejszej działalności BRI lub należy do podmiotów, które wcześniej zastosowały innowacyjną technologię w swoim sektorze.

Komisja w wytycznych wprowadza również uregulowania dot. konsultacji publicznych, które będą mieć zastosowanie od 1 lipca 2023 r. Obowiązek przeprowadzenia konsultacji publicznych będzie dotyczył co do zasady wszystkich środków pomocy na redukcję i usuwanie emisji gazów cieplarnianych, w tym poprzez wsparcie energii ze źródeł odnawialnych i efektywności energetycznej, o ile nie zachodzą nadzwyczajne,

uzasadnione okoliczności. Wytyczne zawierają rozróżnienie wymogów dot. sposobu przeprowadzania konsultacji publicznych w zależności od wysokości przyznanego wsparcia. Wsparcie o szacunkowej wysokości co najmniej 150 mln EUR rocznie powinno zostać poprzedzone konsultacjami publicznymi trwającymi co najmniej sześć tygodni, z kolei czas trwania konsultacji w przypadku wsparcia o szacunkowej wartości poniżej ww. kwoty został ograniczony do co najmniej trzech tygodni. Należy przy tym wskazać, iż konsultacje publiczne poprzedzające przyznanie pomocy publicznej w wysokości co najmniej 150 mln EUR powinny również spełnić szerszy zakres kryteriów, aniżeli pomoc w niższej kwocie (pkt 99). Zwolnieniu z powyższego obowiązku podlegają środki, których szacowana wartość opiewa na mniej niż 150 mln EUR rocznie jeżeli stosowane są procedury przetargowe zgodne z zasadami konkurencji, a środek nie służy wsparciu inwestycji w produkcję, w tym energii, ani inną działalność opartą na paliwach kopalnych (pkt 100).

Przechodząc do konkretnych form przyznawania pomocy publicznej należy wskazać, iż preferowany przez Komisję sposób przyznawania wsparcia stanowi procedura przetargowa, zgodna z przedstawionymi w dokumencie zasadami konkurencji (pkt 103). Dostęp do mechanizmu w postaci procedury przetargowej powinien być zasadniczo otwarty dla wszystkich kwalifikujących się beneficjentów. Komisja określa jednak dwa przypadki, w których procedura przetargowa może być ograniczona do jednej lub kilku kategorii beneficjentów. Ograniczenie jest możliwe w przypadku, gdy pojedyncza procedura otwarta dla wszystkich kwalifikujących się beneficjentów prowadziłyby do nieoptymalnych wyników lub nie pozwalałyby na osiągnięcie celów danego środka, także jeżeli istnieje znaczna rozbieżność między wysokościami ofert, jakie mają złożyć różne kategorie beneficjentów (104).

Należy podkreślić, iż przedstawione przez Komisję wytyczne zawierają wyjątki od wymogu przydzielania pomocy i określania poziomu pomocy w drodze procedury przetargowej zgodnej z zasadami konkurencji. Odejście od ww. wymogów może być uzasadnione w przypadku przedstawienia przez państwo członkowskie dowodów wskazujących, iż zachodzi jedna z trzech określonych

w komunikacji sytuacji. Pierwszy przypadek obejmuje sytuację, w której istnieje niewystarczająca potencjalna podaż lub liczba potencjalnych oferentów dla zapewnienia konkurencji, przy czym państwo członkowskie musi wówczas wykazać, że nie jest możliwe zwiększenie konkurencji w drodze ograniczenia budżetu lub ułatwienie udziału w procedurze przetargowej. Wyjątek pozwalający na odstąpienie od procedury przetargowej zachodzi również wtedy, gdy beneficjentami udzielanej pomocy są tzw. małe projekty zdefiniowanych w komunikacji (m.in. w przypadku technologii wytwarzania ciepła i produkcji gazu – projekty o mocy zainstalowanej lub równoważnej wynoszącej nie więcej niż 1 MW, a w przypadku projektów należących w 100 % do MŚP lub społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej – projekty o mocy zainstalowanej lub maksymalnym zapotrzebowaniu wynoszących nie więcej niż 6 MW). Ostatnią przesłankę do odstąpienia od wymogu przydzielania pomocy w drodze procedury przetargowej stanowi łączne spełnienie przez dany projekt następujących warunków, wskazanych uprzednio w punkcie 96 CEEAG:

- projekt został wybrany w drodze otwartego naboru do udziału w projekcie transgranicznym, opracowanym wspólnie przez kilka państw członkowskich, mającym na celu wniesienie istotnego wkładu w ochronę środowiska we wspólnym interesie UE oraz
- w projekcie stosuje się innowacyjną technologię, będącą wynikiem działalności BRI prowadzonej przez beneficjenta lub inny podmiot, pod warunkiem że beneficjent nabywa prawa do korzystania z wyników wcześniejszej działalności BRI lub należy do podmiotów, które wcześniej zastosowały innowacyjną technologię w swoim sektorze (107).

Wprowadzane mechanizmy wsparcia mające służyć obniżeniu emisyjności mogą przyjmować różne formy, w tym również formę wstępnego finansowania za pomocą dotacji i umów dotyczących bieżących wypłat pomocy (m.in. kontrakty na transakcje różnicowe), przy czym mechanizmy pokrywające koszty związane w przeważającej mierze z eksploatacją powinny być stosowane wyłącznie w przypadku, gdy państwo członkowskie wykaże, iż skutki takiego mechanizmu są korzystniejsze dla środowiska (124).

Państwa członkowskie ustalając wysokość oraz sposób przyznawanego wsparcia mogą korzystać z konkurencyjnych certyfikatów lub systemów zobowiązań dostawców, mogą również korzystać z formy obniżek podatków lub opłat parafiskalnych (np. opłaty na finansowanie celów polityki ochrony środowiska). Powyższe rozwiązania są jednak obwarowane wymogami spełnienia określonych w wytycznych kryteriów (pkt 108-109).

W omawianym kontekście warto wskazać na istotne zastrzeżenie, zgodnie z którym opracowując mechanizmy wsparcia państwa członkowskie są zobowiązane uwzględnić informacje na temat wsparcia już otrzymanego z dokumentacji dotyczącej systemu bilansu masy (w rozumieniu art. 30 RED II (pkt 111)).

Udzielane wsparcie może przyjąć również formę pożyczki uprzywilejowanej dla dostawcy usług mających na celu poprawę charakterystyki energetycznej w ramach umowy o poprawę efektywności energetycznej. Wówczas państwa członkowskie powinny zapewnić znaczną stopę współinwestowania przez komercyjnych dostawców finansowania dłużnego (pkt 113).

Co istotne, od 1 lipca 2023 r. każdy z proponowanych mechanizmów powinien zawierać oszacowanie wysokości dotacji na tonę unikniętych emisji równoważnika CO₂, a także przedstawić założenia oraz metodykę obliczeń, przy czym przyjęta metodyka powinna być podobna dla wszystkich środków promowanych przez państwo członkowskie, co ma pozwalać na porównanie kosztów przyjmowanych środków. Zgodnie z wytycznymi, państwa członkowskie powinny określić w ramach szacunków wysokości dotacji w przeliczeniu na tonę unikniętych emisji, określić redukcję emisji netto w wyniku proponowanego działania, uwzględniając emisje wytworzone lub ograniczone w okresie cyklu życia. Kolejny niezbędny element stanowi opis krótko- i długoterminowych interakcji z wszelkimi innymi stosownymi strategiami politycznymi lub mechanizmami (uwzględniając m.in. EU ETS).

Należy podkreślić, iż omawiane wytyczne zobowiązują państwa członkowskie do wykazania, że zostaną wprowadzone racjonalne środki, mające gwarantować rzeczywistą realizację projektów, na które pomoc została przyznana. Jako przykład takich narzędzi Komisja wskazuje wyznaczenie jasnych terminów realizacji projektów, sprawdzenie wykonalności projektów w ramach kwalifikacji wstępnej do otrzymania pomocy, wymaganie od uczestników wpłacenia zabezpieczeń lub monitorowanie procesu opracowania i wykonania projektów (120).

Warto wskazać również dwa poniższe przypadki, w których co do zasady Komisja nie będzie uznawać skutków proponowanych mechanizmów za pozytywne. Pierwszy z nich dotyczy sytuacji, w której pomoc na obniżenie emisyjności prowadzi do wyparcia inwestycji w bardziej ekologiczne rozwiązania alternatywne, dostępne na rynku, lub jeżeli blokuje pewne technologie poprzez utrudnienie rozwoju rynku w ww. zakresie. Druga sytuacja dotyczy pomocy państw członkowskich na rzecz biopaliw, biopłynów, biogazu i paliw z biomasy, która nie może wykraczać poza określone w art. 26 Dyrektywy 2018/2001 maksymalne progi procentowe wyznaczone w odniesieniu do udziału takich paliw w końcowym zużyciu energii w sektorach transportu drogowego i kolejowego.

Mając zatem na uwadze powyższe rozważania dotyczące unijnych zasad stosowania biogazu (biometanu) w sektorze gazowym, a także możliwości tworzenia odpowiednich instrumentów wspierających jego wytwarzanie, w dalszej części niniejszego opracowania należy dokonać przeglądu aktualnie obowiązujących unormowań prawnych w zakresie biogazu wprowadzanego do sieci gazowej w polskim ustawodawstwie, a następnie osadzić te unormowania w otoczeniu rynkowym wpływającym na popyt oraz podaż paliw gazowych w postaci biogazu i biometanu.



2. BIOMETAN W POLSCE ORAZ PERSPEKTYWY JEGO ROZWOJU

W roku 2020 w Polsce zużyto około 20 mld m³ gazu ziemnego. Ze względu na specyfikę polskiego rynku energii wiele wskazuje na to, że popyt na gaz ziemny będzie rósł w obecnej dekadzie, by następnie ustabilizować się lub stopniowo spadać. Zgodnie z zapowiedziami Komisji Europejskiej związanymi z dążeniem do neutralności klimatycznej, konieczne jest zmniejszenie udziału gazu ziemnego (kopalnego/mineralnego) w miksie energetycznym o około 70% do 2050 roku.

Dlatego konieczne jest określenie możliwości uzupełnienia paliw gazowych biometanem, który może być substytutem gazu ziemnego co do jego właściwości fizycznych i chemicznych oraz jego zastosowania, a jednocześnie ze względu na sposób jego powstawania brakuje mu wad jego kopalnego/mineralnego odpowiednika.

Zgodnie z Krajowym Dziesięcioletnim Planem Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2020-2029 zapotrzebowanie na paliwo gazowe będzie mieściło się w zakresie od 21 do 30 mld m³/rok (w zależności od scenariusza) i poziom ten powinien utrzymać się w kolejnych latach. Z kolei zgodnie z zatwierdzoną "Polityką Energetyczną Polski 2040" już od 2030 r. 10% paliw gazowych transportowanych sieciami gazowymi powinno być paliwami odnawialnymi i niskoemisyjnymi.

Ponadto zgodnie z "Polityką Energetyczną Polski 2040" ważnym elementem zaproponowanej w niej strategii będzie dążenie do optymalnego wykorzystania własnych zasobów energetycznych, co będzie wiązało się z zastąpieniem paliw kopalnych ich odnawialnymi odpowiednikami. W tym przypadku oczekuje się, że popyt na paliwa gazowe zostanie częściowo zaspokojony poprzez wykorzystanie krajowego potencjału produkcyjnego biogazu,

biometanu, innych gazów odnawialnych. Jeśli spełnione zostaną odpowiednie warunki techniczne, gazy te będą mogły być wprowadzane do sieci gazowej, podobnie jak kopalny metan, co będzie miało pozytywny wpływ na zwiększenie ich wykorzystania. Kolejnym ważnym elementem strategii wskazanej w niniejszym dokumencie będzie również zapewnienie, że część popytu na produkty naftowe zostanie pokryta przez większe wykorzystanie biokomponentów i paliw alternatywnych, a także biometanu. Istotnym elementem strategii zawartej w tej ustawie jest również rozbudowa krajowej sieci gazowej, co będzie oznaczało rozbudowę i modernizację w obszarze dystrybucji.

Należy również zauważyć, że planowana rozbudowa pojemności magazynowych gazu ziemnego oraz wykorzystanie kawern solnych w ramach obecnej strategii stworzy lepsze warunki do popularyzacji wspomnianych wcześniej gazów dekarbonizowanych, takich jak biogaz i biometan. Obecna łączna pojemność siedmiu podziemnych magazynów gazu wysokometanowego (PMG) wynosi ok. 3,2 mld m³ co stanowi blisko 1/6 rocznego zużycia krajowego, a zdywersyfikowane położenie geograficzne istniejących magazynów jest zdecydowanym atutem wspierającym elastyczność pracy systemu gazowego. W celu dalszego zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego dokument ten wzywa do rozbudowy PMG do poziomu co najmniej 4 mld m³ (wzrost o 1/3 obecnej mocy) oraz do zwiększenia obecnej maksymalnej mocy odbiorczej gazu z magazynów z 53,5 mln m³/dobę do co najmniej 60 mln m³/dobę (wzrost o ok. 1/6 obecnej przepustowości) do sezonu zimowego 2030/2031.

Warto również wspomnieć, że zgodnie z tym dokumentem rynek energii zmienia się, co skutkuje zwiększonym wykorzystaniem niskoemisyjnych lub zeroemisyjnych źródeł energii. Odpowiadając na te potrzeby oraz mając

na uwadze plany zwiększenia wykorzystania biogazu i biometanu w europejskich sieciach gazowych, operatorzy gazowi muszą zaangażować się w badania i rozwój możliwości wprowadzenia tych gazów do sieci, ich transportu i magazynowania. Parametry techniczne istniejących sieci dopuszczają obecnie jedynie niewielki udział paliw gazowych innych niż gaz ziemny w miksie transportowym, co utrudnia zwiększenie wykorzystania tych gazów zdekarbonizowanych. Powinno się to odbywać w ścisłej współpracy między operatorami gazowymi i producentami tych gazów, tak aby uwzględniać zarówno parametry techniczne sieci, jak i jakość gazów.

Na potencjał produkcji biometanu wpływa również przyjęta w 2018 r. dyrektywa RED II, która wprowadza obowiązek osiągnięcia do 2030 r. 14% udziału OZE w transporcie (głównie biokomponentów w biopaliwach ciekłych), w tym co najmniej 3,5% z zaawansowanych biopaliw (z niespożywczej materii roślinnej). Oznacza to znaczny wzrost zapotrzebowania na biokomponenty, biometan i energię elektryczną z OZE wykorzystywaną w transporcie. Dodatkowe ograniczenia wprowadzone dyrektywą RED II, takie jak ograniczenie wykorzystania surowców spożywczych (7% i wzrost maksymalnie o 1% w stosunku do poziomu z 2020 r.), wzrost wymogów dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych z produkcji biopaliw, a także wspomniany wyżej cel dla zaawansowanych biopaliw, wskazują na konieczność transformacji tego sektora w perspektywie najbliższych lat. Aby osiągnąć cel w odniesieniu do udziału OZE w transporcie, określa się krajowy cel orientacyjny (NIT) na każdy rok, tj. minimalny udział paliw odnawialnych biokomponentów w całkowitej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zużytych w ciągu roku kalendarzowego w transporcie drogowym i kolejowym.

Wykorzystanie OZE w transporcie to doskonała okazja do wykorzystania krajowych zasobów biomasy i lokalnego potencjału. Z punktu widzenia konkurencji surowcowej pomiędzy energetyką a przemysłem rolno-spożywczym oraz dla celów popularyzacji gospodarki o obiegu zamkniętym racjonalne jest zwiększenie wykorzystania biokomponentów pochodzenia odpadowego. Wykorzystanie biometanu do celów transportowych, wytwarzanego

m.in. z odpadów komunalnych i przemysłu rolno-spożywczego, staje się szczególnie ważne, a wyniki badań nad zwiększeniem możliwości transportu gazów innych niż gaz ziemny poprzez sieci gazowe będą kluczowe dla skuteczności zastosowania tej technologii.

Dokument przewiduje również, że wzrośnie energetyczne wykorzystanie biomasy, zarówno termicznej, jak i beztlenowej (biogaz) w biogazowniach i do produkcji biopaliw. Powodem takiego rozwoju biomasy jest rosnący strumień bioodpadów wynikający z rosnącej konsumpcji oraz zaostrzenie przepisów dotyczących gospodarki odpadami, które stopniowo ograniczają składowanie bioodpadów. Biomasa rolnicza będzie nadal odgrywać dużą rolę w zaspokajaniu popytu na surowce i ważne jest, aby nie istniała konkurencja surowcowa między sektorem energetycznym a rolnictwem, przemysłem rolno-spożywczym i przetwórczym. Ponadto biomasa powinna być wykorzystywana jak najbliżej miejsca jej pochodzenia, tak aby jej transport, w tym związane z tym emisje i koszty, nie wpływał niekorzystnie na skutki środowiskowe i gospodarcze.

Zgodnie z aktualnymi przewidywaniami rozwoju wykorzystanie OZE (zwłaszcza biogazu) w wytwarzaniu energii elektrycznej będzie systematycznie wzrastać, zwłaszcza po 2025 r., ze względu na oczekiwaną dojrzałość technologiczną i ekonomiczną poszczególnych technologii. Szacuje się, że w 2030 r. udział energii z OZE w energetyce wyniesie co najmniej 32% netto, a w 2040 r. około 40%. Uwarunkowania prawne i mechanizmy systemowe będą wspierać realizację tego celu i rozwój poszczególnych technologii, w sposób zapewniający bezpieczeństwo pracy sieci i akceptowalność cen energii elektrycznej. W tym przypadku potencjał biogazu i biometanu zostanie wykorzystany głównie w ciepłownictwie, ale część zasobów zostanie również skierowana na wytwarzanie energii elektrycznej, zwłaszcza w kogeneracji. Zaletą biogazu jest możliwość wykorzystania go do celów regulacyjnych, co jest szczególnie istotne dla elastyczności działania.

W dziedzinie polityki energetycznej należy również dodać, że obecna sytuacja międzynarodowa wpływa na wiele aspektów polityki energetycznej i obecnie implikuje

potrzebę zmiany podejścia do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w kierunku większej dywersyfikacji i niezależności. Z tego powodu 29 marca 2022 r. Rada Ministrów przyjęła założenia aktualizacji „Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku”.



Zaktualizowana polityka energetyczna Polski musi uwzględniać również suwerenność energetyczną, ze swoim specyficznym komponentem szybkiego oddzielenia gospodarki narodowej od importowanych paliw kopalnych (węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny) oraz ich pochodnych (LPG, olej napędowy, ropa naftowa i nafta) z Federacji Rosyjskiej i innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi. Zostanie to osiągnięte poprzez dywersyfikację dostaw, inwestycje w moce produkcyjne, infrastrukturę liniową i magazynowanie oraz paliwa alternatywne. W pozostałych filarach polityki energetycznej Polski sprawiedliwej transformacji, zeroemisijnym systemie energetycznym i dobrej jakości powietrza wzmocnione zostaną działania zmniejszające zapotrzebowanie na paliwa kopalne ze strony Federacji Rosyjskiej i innych krajów objętych sankcjami gospodarczymi w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

W związku z tym przewiduje się pewne modyfikacje PEP2040 w odniesieniu do biometanu.

Zmiany te będą związane głównie z dalszą dywersyfikacją dostaw i zapewnieniem alternatyw dla węglowodorów/paliw płynnych. Zmniejszenie zapotrzebowania na paliwa płynne zostanie zrealizowane poprzez zintensyfikowane działań związanych z wykorzystaniem alternatywnych źródeł energii w transporcie, tj. biokomponentów w paliwach ciekłych, biometanie, biogazie czy energii elektrycznej. Zwiększona promocja obejmie korzystanie z „czystego” transportu publicznego, zmianę zachowań kierowców na bardziej ekologiczną jazdę lub szersze wykorzystanie kolejowego transportu towarowego. Podjęte zostaną również dalsze działania mające na celu zastąpienie zapotrzebowania na gaz ziemny gazami zdekarbonizowanymi i innymi paliwami o ugruntowanej efektywności, w tym m.in. poprzez rozwój technologii opartych na biometanie stanowiących istotną alternatywę dla gazu ziemnego.

Biorąc powyższe pod uwagę, należy podkreślić, że minimalny poziom udziału gazu zdekarbonizowanego w 2030 r. powinien wynieść 10%, czyli 2-3 mld m³/rok. Biorąc pod uwagę wariant docelowy (2050), czyli dążenie Komisji do wdrożenia Zielonego Ładu oraz zakładając, że zapotrzebowanie na paliwo gazowe nie zmniejszy się drastycznie, ilość gazów odnawialnych w polskim systemie gazowym powinna wynieść 70%, czyli od 14 do 21 mld m³/rok. Przez gazy odnawialne rozumiemy tutaj biometan i biowodór.

Powyższe wyliczenia pokazują, przed jak wielkim wyzwaniem stoi polska gospodarka w zakresie zdolności do produkcji, przesyłu i dystrybucji tych nowych paliw odnawialnych. Aby było to możliwe, potrzebne są bardzo konkretne i szybkie działania na szczeblu polityczno-legislacyjnym, umożliwiające tworzenie nowych odnawialnych źródeł gazu oraz rozbudowę i przebudowę sieci gazowych. Wraz z rozwojem sektora produkcji biogazu rolniczego rośnie znaczenie energetycznego wykorzystania rolniczych produktów ubocznych i pozostałości z przetwórstwa rolno-spożywczego. Potencjał energetyczny sektora rolno-spożywczego do produkcji biogazu rolniczego szacowany jest na ponad 7,8 mld m³ rocznie.

Odniesienia i wskazania dotyczące biometanu i biogazu są również zawarte w "Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030". Dokument ten podkreśla rolę poszczególnych technologii OZE w miksie energetycznym, wskazując biogaz i biometan jako kontrolowane źródła energii, które pozwolą m.in. uzupełnić inne niestabilne źródła odnawialne i zapewnić możliwości wykorzystania szczególnie uciążliwych odpadów lub wykorzystania lokalnych zasobów bioenergii. Większe wykorzystanie tych paliw biogazowych jest również istotne dla osiągnięcia wskazanego w tym planie celu zwiększenia udziału OZE w sektorze elektroenergetycznym do około 32% w 2030 roku.

Plan ten określa również cel osiągnięcia 14% udziału energii odnawialnej w transporcie do 2030 r., co jest ważne w tym przypadku, ponieważ biometan jest kilkakrotnie wymieniany jako część rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych. Plan odwołuje się do finansowania szeregu przedsięwzięć związanych z infrastrukturą paliw w ramach Funduszu Niskoemisyjnego Transportu. Jednak Fundusz Niskoemisyjnego Transportu został zlikwidowany dnia 30 września 2020 r., zaś w jego miejsce utworzono nowe wieloletnie zobowiązanie Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który zobowiązany został na podstawie art. 401c ust. 9c ustawy Prawo ochrony środowiska, do przeznaczania swoich środków w wysokości nie mniejszej niż 15% m.in. na następujące cele:

dofinansowanie budowy lub rozbudowy infrastruktury dla dystrybucji lub sprzedaży CNG lub LNG, w tym pochodzącego z biometanu, lub wodoru lub budowy lub rozbudowy infrastruktury do ładowania pojazdów energią elektryczną, wykorzystywanych w transporcie;

pomoc dla wytwórców oraz przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie paliw odnawialnych, CNG lub LNG, w tym pochodzącego z biometanu, wykorzystywanych w transporcie;

dofinansowanie dla producentów środków transportu wykorzystujących do napędu energią elektryczną, CNG lub LNG, w tym pochodzący z biometanu, lub wodór, a także dla przedsiębiorców prowadzących działalność w zakresie produkcji podzespołów do tych środków transportu;

dofinansowanie badań związanych z opracowywaniem nowych rodzajów biokomponentów, biopaliw ciekłych, innych paliw odnawialnych, lub wykorzystaniem CNG lub LNG, w tym pochodzącego z biometanu, lub wodoru, lub energii elektrycznej, wykorzystywanych w transporcie lub związanych z tym nowych rozwiązań konstrukcyjnych;

dofinansowanie zakupu nowych pojazdów lub jednostek pływających zasilanych biopaliwami ciekłymi, CNG lub LNG, w tym pochodzącym z biometanu, lub wodorem, lub wykorzystujących do napędu energią elektryczną;

promocję wytwarzania i wykorzystywania biokomponentów i biopaliw ciekłych.

Zasady i wysokość udzielanego dofinansowania w zakresie wskazanych wyżej celów określać będzie każdorazowo Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej na swojej internetowej. Obecnie funkcjonuje kilka programów prowadzonych przez ten fundusz, których celem jest dofinansowanie przedsięwzięć zmierzających do obniżenia zużycia energii i paliw w transporcie publicznym (program „Zielony transport publiczny”), czy finansowanie dopłat do pojazdów zeroemisyjnych (m.in. programy „GEPARD” i „Mój elektryk”).

Ponadto jeden z załączników do ww. planu wskazuje, że biometan może być również kluczowym elementem uzasadniającym budowę lokalnych, samodzielnych rurociągów zlokalizowanych w miejscach, do których obecnie nie dociera sieć gazowa i gdzie istnieje potencjał do produkcji biometanu, który mógłby zaspokoić lokalne potrzeby energetyczne.



Prawne podstawy dla
biometanu w Polsce
aktualne unormowania



Prowadzenie szczegółowych rozważań nad systemem unormowań prawnych dotyczących biometanu w prawie polskim w pierwszej kolejności wymaga jednak wyjaśnienia pewnych zagadnień terminologicznych związanych z pojęciem biogazu oraz biometanu w polskim prawodawstwie, a także ustalenia znaczenia pojęcia instalacji OZE w kontekście instalacji służących do wytwarzania oczyszczonego biogazu wprowadzanego do sieci gazowej. Ustalenia te pozwolą następnie przejść do analizy zagadnień związanych z unormowaniami dotyczącymi możliwości wprowadzania biogazu i biometanu do sieci gazowych, a także analizy dostępnych w polskim prawodawstwie instrumentów wsparcia wytwarzania biogazu i biometanu wprowadzanego do sieci gazowej.

Należy jednak zauważyć, że działalność gospodarcza w zakresie produkcji biometanu obejmuje zakres procesu legislacyjnego wdrażającego przepisy RED II, który zostanie szczegółowo omówiony w rozdziale V niniejszego memorandum. Oznacza to, że obecne przepisy mogą ulec zmianie szczególnie w zakresie obecnego systemu wsparcia. Proces formowania ostatecznych regulacji nie jest jednak jeszcze zakończony, dlatego zasadne jest zapoznanie się z aktualnie obowiązującymi przepisami, a następnie dokonanie przeglądu aktualnie proponowanych propozycji zmian w tych przepisach. W niniejszym rozdziale wskazujemy obecne regulacje dotyczące biometanu w polskim prawie.

1. BIOGAZ JAKO PALIWO GAZOWE ZATŁACZANE DO SIECI GAZOWEJ

1.1 Pojęcie biogazu

Pojęcie biogazu w prawie polskim, zostało uregulowane w art. 2 pkt 1 u.o.z.e. Zgodnie z definicją ustawową biogaz jest gazem uzyskiwanym podczas procesu przetwarzania biomasy, w szczególności przy wykorzystaniu instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów. Chodzi więc o biogaz powstały w wyniku procesu fermentacji beztlenowej substancji stanowiących biomasę, przy czym w ramach przykładu ustawodawca wskazuje, że może to być biogaz powstały z fermentacji odpadów zwierzęcych i roślinnych albo biogaz powstający na składowiskach odpadów (tzw. biogaz składowiskowy) bądź biogaz powstały w wyniku fermentacji osadów ściekowych (tzw. biogaz z oczyszczalni ścieków). Pojęcie biogazu obejmuje zatem najszersze spektrum biomasy, z której biogaz ten może być wytworzony. W kontekście analizowanych zagadnień kluczowe znaczenie ma zatem odwołanie się do ustawowej definicji biomasy, wskazanej w art. 2 pkt 3 u.o.z.e., która wskazuje jakie substraty mogą być poddane procesowi fermentacji beztlenowej, prowadzącej do powstania biogazu z biomasy.

Zgodnie z obecnym stanem prawnym biomasa to ulegającą biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, w tym substancje roślinne i zwierzęce, leśnictwa i związanych działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, przetworzoną biomasę, w szczególności w postaci brykietu, peletu, toryfikatu i biowęgla, a także ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych lub komunalnych pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków,

w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów.

Rozkładając tę definicję na części pierwsze w pierwszej kolejności należy wskazać, że za biomasę można uznać szeroko pojmowane spektrum stałych lub ciekłych substancji, które ulegają biodegradacji. W konsekwencji pojęcie biomasy jest immanentnie związane z biodegradacją, czyli rozkładem materii organicznej przez organizmy żywe na prostsze składniki chemiczne. Innymi słowy, warunkiem uznania danego produktu, odpadu lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa za biomasę jest wymóg jego pełnej biodegradowalności. W tym stanie rzeczy nie będą biomasą czy też innym paliwem odnawialnym (bez względu na stopień przetworzenia), odpady i opakowania pochodzące z tworzyw sztucznych.

W dalszej części definicji ustawodawca wskazuje przykłady substancji, które mogą być uznane za biomasę jeżeli spełniają wymóg pełnej biodegradowalności. Chodzi m.in. o część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, (w tym substancje roślinne i zwierzęce), leśnictwa i związanych działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury. Takie sformułowanie definicji daje dość dużą swobodę w zakresie uznawania substratów biologicznych za biomasę, która może podlegać procesowi biodegradacji, czyli tlenowego lub beztlenowego rozkładu związków organicznych na elementy prostsze, w tym na biogaz.

Wyjątkowo za biomasę będą także uznawane ulegające biodegradacji część odpadów przemysłowych lub komunalnych pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego,

w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów. Innymi słowy, szczegółowe unormowania prawne umożliwią częściowe zaliczenie różnego rodzaju zmieszanych odpadów, które jednak dysponują odpowiednią frakcją biodegradowalną.

Szczegółowy katalog odpadów które, mogą zostać wykorzystane przy produkcji biogazu zostały zawarte w załączniku do rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 2 stycznia 2020 r. w sprawie katalogu odpadów (Dz. U. z 2020 r. poz. 10). W tym akcie wykonawczym jako substraty podpadające pod kategorie odpadów pochodzących z rolnictwa, ogrodnictwa, upraw hydroponicznych, rybołówstwa, leśnictwa, łowiectwa oraz przetwórstwa żywności (grupa opatrzona kodem 02) zostają wymienione między innymi:

- osady pochodzące z mycia i czyszczenia produktów rolnych (kod rodzaju odpadów 02 01 01 oraz 02 02 02);
- odpadowa masa roślinna (kod rodzaju odpadów 02 01 03);
- odchody zwierzęce (kod rodzaju odpadów 02 01 06);
- odpady z gospodarki leśnej (kod rodzaju odpadów 02 01 07);
- zwierzęta padłe i ubite z konieczności (kod rodzaju odpadów 02 01 82);
- odpady z upraw hydroponicznych (kod rodzaju odpadów 02 01 83);
- inne niewymienione odpady należące do odpadów z rolnictwa, ogrodnictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, łowiectwa i rybołówstwa (kod rodzaju odpadów 02 01 99);
- surowce i produkty nienadające się do spożycia i przetwórstwa (kod rodzaju odpadów 02 02 03 oraz 02 03 04);
- osady z zakładowych oczyszczalni ścieków (kod rodzaju odpadów: 02 02 04 dla produkcji mięsnej; 02 03 05 dla odpadów pochodzących z przygotowania, przetwórstwa produktów i używek spożywczych oraz odpadów pochodzenia roślinnego; 02 04 03 dla odpadów przemysłu cukrowniczego; 02 05 02 dla odpadów przemysłu mleczarskiego; 02 06 03 dla

odpadów przemysłu piekarniczego i cukierniczego; 02 07 05 dla odpadów z produkcji napojów alkoholowych i bezalkoholowych);

- odpady konserwantów (kod rodzaju odpadów 02 03 02);
- odpady poekstrakcyjne (kod rodzaju odpadów 02 03 03);
- wyciąki, osady i inne odpady pochodzące z przetwórstwa produktów roślinnych (z wyłączeniem 02 03 81) (kod rodzaju odpadów 02 03 80);
- odpady z produkcji pasz roślinnych (kod rodzaju odpadów 02 03 81);
- odpady tytoniowe (kod rodzaju odpadów 02 03 82);
- inne niewymienione odpady pochodzące z przygotowania, przetwórstwa produktów i używek spożywczych oraz odpady pochodzenia roślinnego, w tym odpady z owoców, warzyw, produktów zbożowych, olejów jadalnych, kakao, kawy, herbaty oraz przygotowania i przetwórstwa tytoniu, drożdży i produkcji ekstraktów drożdżowych, przygotowywania i fermentacji melasy (z wyłączeniem podgrupy 02 07) (kod rodzaju odpadów 02 03 99);
- osady z oczyszczania i mycia buraków (kod rodzaju odpadów 02 04 01);
- wyciąki (kod rodzaju odpadów 02 04 80);
- inne niewymienione odpady pochodzące z przemysłu cukrowniczego (kod rodzaju odpadów 02 04 99);
- odpadowa serwatka (kod rodzaju odpadów 02 05 80);
- inne niewymienione odpady pochodzące z przemysłu mleczarskiego (kod rodzaju odpadów 02 05 99);
- nieprzydatne do wykorzystania tłuszcze spożywcze (kod rodzaju odpadów 02 06 80);
- inne niewymienione odpady pochodzące z przemysłu piekarniczego i cukierniczego (kod rodzaju odpadów 02 06 99);
- odpady z destylacji spirytualiów (kod rodzaju odpadów 02 07 02);
- wyciąki, osady moszczowe i pofermentacyjne, wywary (kod rodzaju odpadów 02 07 80);
- inne niewymienione odpady pochodzące z produkcji napojów alkoholowych i bezalkoholowych (z wyłączeniem kawy, herbaty i kakao) (kod rodzaju odpadów 02 07 99).

Pojęcie biogazu jak wcześniej wspomniano jest szersze od pojęcia biogazu rolniczego co sprawia, że może

ono obejmować także inne odpady wymienione w wyżej wspomnianym rozporządzeniu, nawet jeśli nie będą one miały charakteru rolniczego. W tym przypadku jako potencjalnie możliwe do wykorzystania substraty biologiczne można wymienić:

- organiczne odpady inne niż wymienione w 16 03 05, 16 03 80 (kod rodzaju odpadów 16 03 06);
- produkty spożywcze przeterminowane lub nieprzydatne do spożycia (kod rodzaju odpadów 16 03 80) (miedzy innymi odpady ze sklepów wielkopowierzchniowych)
- pozostałości z żywienia pacjentów oddziałów zakaźnych (kod rodzaju odpadów 18 01 82);
- ciecze z beztlenowego rozkładu odpadów komunalnych (kod rodzaju odpadów 19 06 03);
- prefermentowane odpady z beztlenowego rozkładu odpadów komunalnych (kod rodzaju odpadów 19 06 04);
- ciecze z beztlenowego rozkładu odpadów zwierzęcych i roślinnych (kod rodzaju odpadów 19 06 05);
- prefermentowane odpady z beztlenowego rozkładu odpadów zwierzęcych i roślinnych (kod rodzaju odpadów 19 06 06);
- tłuszcze i mieszaniny olejów z separacji olej/woda zawierające wyłącznie oleje jadalne i tłuszcze (kod rodzaju odpadów 19 06 09);
- odpady kuchenne ulegające biodegradacji (odpady

pochodzące z restauracji lub innego rodzaju lokali gastronomicznych) (kod rodzaju odpadów 20 01 08);

- oleje i tłuszcze jadalne (kod rodzaju odpadów 20 01 25);
- niesegregowane (zmieszane) odpady komunalne (kod rodzaju odpadów 20 03 01);
- odpady z targowisk (kod rodzaju odpadów 20 03 02).

Trzeba jednak mieć na uwadze, że substraty te, aby mogły być skutecznie wykorzystane do procesu fermentacji, muszą podlegać wstępnemu przetworzeniu tak, aby substraty te nie były zanieczyszczone i mogły skutecznie podlegać procesowi fermentacji metanowej.

Jeżeli zatem mówimy o produkcji samego biogazu w jego najszerszej definicji, to możliwe jest wykorzystanie wszystkich wskazanych powyżej substancji, odpadów lub produktów. Natomiast ustawodawca wyróżnia też szczególne rodzaje biogazu, które dla zachowania swojego statusu wymagają wykorzystania określonych rodzajów substratów. W tym zakresie możemy zatem mówić o biogazie rolniczym, biogazie ze składowiska odpadów, biogazie z oczyszczalni ścieków oraz biogazie innym. W pierwszej kolejności należy przeanalizować pojęcie biogazu rolniczego jako tego rodzaju biogazu, który może liczyć na największe preferencje ze strony ustawodawcy, w tym odnoszące się do procesu inwestycyjno-budowlanego oraz najwyższego poziomu ceny referencyjnej warunkującego poziom wsparcia OZE.



1.2 Pojęcie biogazu rolniczego

Niezależnie od pojęcia biogazu ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie odrębnej szczególnej definicji biogazu rolniczego, zawartej w art. 2 pkt 2 u.o.z.e biogaz rolniczy jest to gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, lub biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących ze składowisk odpadów, a także oczyszczalni ścieków, w tym zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których nie jest prowadzony rozdział ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków. W tym kontekście szczególnego znaczenia nabiera możliwość wykorzystania biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, która przesądza o otwartym charakterze katalogu substratów mogących podlegać fermentacji metanowej prowadzącej do wytworzenia biogazu rolniczego.

W kontekście analizowanej definicji biogazu rolniczego, na szczególną uwagę zasługuje zagadnienie możliwości wykorzystania osadów ściekowych pochodzących z zakładowych oczyszczalni ścieków (ścieki przemysłowe). W tym zakresie w ramach nowelizacji u.o.z.e. z 19 lipca 2019 r. ustawodawca zmienia definicję biogazu rolniczego, wskazując, że nie obejmuje ona biogazu pozyskanego z oczyszczalni ścieków, w tym zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których nie jest prowadzony rozdział ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków. W tym zakresie należy zatem wskazać, że osady ściekowe pochodzące z przetwórstwa rolno-spożywczego jako substrat niezwykle wartościowy z uwagi na jego dostępność oraz korzyści płynące z jego wykorzystania związane ze zmniejszeniem kosztów funkcjonowania

oczyszczalni ścieków zarówno dzięki produkcji energii, jak i zagospodarowaniu odpadu, mogą być wykorzystywane do produkcji biogazu rolniczego, o ile jego gromadzenie następuje bez łączenia z osadem bytowym pochodzenia antropogenicznego. Innymi słowy, do wytwarzania biogazu rolniczego może być wykorzystany tylko taki osad ściekowy, który przed trafieniem na instalację OZE jest selektywnie gromadzony oraz magazynowany w danym zakładzie produkcyjnym, w ramach odrębnej instalacji wodno-kanalizacyjnej niezależnej od bytowych osadów ściekowych trafiających na komunalne oczyszczalnie ścieków. Osady te nie mogą w żadnym elemencie infrastruktury mieszać się ze sobą i jeżeli ścieki przemysłowe zostaną skutecznie oddzielone od bytowych osadów ściekowych to mogą być wykorzystane do produkcji biogazu rolniczego. Natomiast osady ściekowe pochodzenia antropogenicznego mogą być zagospodarowane tylko w ramach wytworzenia biogazu innego niż rolniczy, w szczególności jako mieszanina różnych substratów (biogaz inny) albo jako biogaz z oczyszczalni ścieków.

W związku z powyższym z fizykochemicznego punktu widzenia biogaz rolniczy jest biogazem, choć jego wytworzenie musi nastąpić z enumeratywnie wymienionych powyżej substratów. Należy zatem podkreślić, że w polskim systemie prawnym funkcjonuje zarówno pojęcie biogazu, jak i biogazu rolniczego, z tym zastrzeżeniem, że nie każdy biogaz jest biogazem rolniczym. Podział ten nie ma znaczenia z punktu widzenia procesu biotechnologicznego, natomiast wywiera duże skutki prawne w sferze legislacyjnej. W związku z tym w dalszej części niniejszego opracowania autorzy będą posługiwali się pojęciem biogazu rolniczego jako gazu pozyskanego wyłącznie z substratów, o których mowa w art. 2 pkt 2 u.o.z.e. oraz pojęciem biogaz, które utożsamiać będą z innym niż biogaz rolniczy, biogazem powstałym z biomasy, w tym biogazem powstałym na wysypisku odpadów lub oczyszczalni ścieków.

W świetle rozważań nad zakresem stosowania substratów umożliwiających wytwarzanie biogazu rolniczego ważna jest również informacja Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa z dnia 9 kwietnia 2020 r., sygn. GEN.DI.WOZE.760.8.2020.BPE.1 (dalej: Informacja KOWR). Jak wskazano w pkt 11 definicji biogazu rolniczego przybrała otwarty katalog, w tym znaczeniu, że oprócz odpadów z produkcji rolniczej możliwe jest także zagospodarowanie biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne np. odpady z zieleni miejskiej, selektywnie zbierane komunalne odpady biodegradowalne itp. Niemniej, w tym zakresie pewnego rodzaju ograniczeniem jest właśnie treść Informacji KOWR, w której wskazano, że nie jest możliwe zastosowanie jako wsadu (substratu) do produkcji biogazu rolniczego odpadów rozpoczynających się liczbą 20 oznaczającą: odpady komunalne łącznie z frakcjami gromadzonymi selektywnie. Zwykle stosowana wykładnia odpowiednich unormowań u.o.z.e. w tym w szczególności odwołująca się do możliwości wykorzystania biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne nie jest w tym zakresie wiążąca. Możliwe jest wnioskowanie o inną interpretację ale to wymagałoby stosownego uargumentowania, co mogłoby wydłużyć ewentualne postępowania, w tym w szczególności procedurę wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (art. 24 ust. 1 u.o.z.e.).

Jak wskazano powyżej jako możliwe do wykorzystania przy produkcji biogazu substraty można zaliczyć bez jakichkolwiek wątpliwości odpady należące do kategorii 02 odpady z rolnictwa, ogrodnictwa, upraw hydroponicznych, rybołówstwa, leśnictwa, łowiectwa oraz przetwórstwa żywności (szczegółowa lista w pkt 8). Odrębna sytuacja dotyczy odpadów nienależących do grupy opatrzonej kodem 02, gdzie istnieje potencjalna możliwość ich wykorzystania natomiast trzeba wziąć pod uwagę stanowisko wyrażone w Informacji KOWR, które można stosownie podważyć na drodze prawnej. Z praktyki wykorzystania różnych substratów można jeszcze wskazać na procedurę potwierdzenia możliwości stosowania danego substratu przez KOWR.

Powoduje to, że w razie chęci wykorzystania odpadów nieopatrzonych kodem 02 powinno się najpierw zawnioskować do Dyrektora Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa o wydanie odpowiedniej informacji potwierdzającej dopuszczalność użycia tych odpadów w procesie produkcji biogazu.

Wykorzystanie odpowiednich substratów przy produkcji biogazu rolniczego jest szczególnie znaczące ponieważ wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego jest zobowiązany wykorzystywać wyłącznie substraty wymienione w definicji biogazu rolniczego. W przypadku naruszenia ww. obowiązku, które wykazane może zostać przez Dyrektora Generalnego KOWR w ramach prowadzonej na podstawie art. 33 u.o.z.e. kontroli, organ ten jest uprawniony do wydania decyzji o zakazie wykonywania przez danego producenta działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego. Konsekwencją wydania takiej decyzji o zakazie wykonywania działalności gospodarczej będzie wykreślenie wpisu z rejestru wytwórców biogazu rolniczego, przy czym ponowny wpis wytwórca może uzyskać nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wydania decyzji o zakazie wykonywania tej działalności gospodarczej.

Co więcej, ze względu na kwalifikowany charakter biogazu rolniczego zgodnie z odpowiednimi unormowaniami dotyczącymi instrumentów wsparcia (np. aukcja OZE, FIT/FIP), osoby fizyczne reprezentujące danego wytwórcę zobowiązane są do złożenia stosownego oświadczenia pod groźbą odpowiedzialności karnej, że wykorzystywane będą tylko substraty, o których mowa w art. 2 pkt 2 u.o.z.e., a więc służące do produkcji biogazu rolniczego. Stosowne oświadczenie jest składane za pouczeniem o świadomości odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. - Kodeks karny (t.j. Dz. U. z 2022 r., poz. 1138 ze zm.), które aktualnie co do zasady zagrożone jest karą pozbawienia wolności od 6 miesięcy do lat 8.

1.3 Pozostałe kategorie biogazu

Krajowe unormowania zawarte w u.o.z.e. pośrednio wyróżniają także „biogaz składowiskowy” powstający z odpadów mających przynajmniej częściowo biodegradowalny charakter i zdeponowanych na kwaterach tworzących składowisko odpadów. W tym przypadku nie istnieje odrębna ustawowa definicja, która szczegółowo określała rodzaj wykorzystywanych substratów. W tym zakresie chodzi o status miejsca, w którym składowane są biodegradowalne odpady, a miejsce takie musi mieć formalny status składowiska odpadów w rozumieniu art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (t.j. Dz. U. z 2022 r., poz. 699 ze zm.). W tym zakresie definicja biogazu występująca w u.o.z.e. pozwala przyjąć, że do wytworzenia biogazu składowiskowego będzie można wykorzystać każdy rodzaj biomasy, o ile będzie on należał do materii biodegradowalnej, która będzie znajdować się na składowiskach odpadów.

Podobny charakter ma wyróżnione w u.o.z.e. pojęcie „biogaz z oczyszczalni ścieków”. Tak, jak w przypadku biogazu ze składowiska odpadów również ten typ biogazu nie posiada ustawowej definicji, która określałaby rodzaj substratów wykorzystywanych do jego produkcji. Chodzi

zatem o biogaz, który jest wytwarzany z rozkładu związków organicznych w postaci osadów ściekowych, które trafiają na konkretne miejsce jakim są oczyszczalnie ścieków. Mając również na uwadze definicję biogazu rolniczego, która jako substrat umożliwi wykorzystanie ścieków przemysłowych należy wskazać, że w skład biomasy wykorzystywanej w celu wytworzenia biogazu na oczyszczalni ścieków będą wchodziły w szczególności ścieki bytowe pochodzenia antropogenicznego.

Unormowania u.o.z.e. posługują się również pojęciem „biogaz inny” niż te wskazane już powyżej (np. w art. 70a ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt.1 lit. d u.o.z.e. w przypadku wymieniania podmiotów mogących korzystać z systemu wsparcia FIT i FIP oraz w art. 77 ust. 5 pkt. 4 i 4a u.o.z.e. w przypadku regulacji dotyczących określania ceny referencyjnej energii sprzedawanej na aukcjach OZE). Pojęcie to przede wszystkim należy wiązać z różnego rodzaju mieszaninami różnych rodzajów biogazu, ale także do biogazu powstającego z innych substratów niż rolnicze wskazane w art. 2 pkt 2 u.o.z.e., jeśli nie będzie on wytwarzany na składowiskach odpadów lub oczyszczalniach ścieków.



1.4 Pojęcie biometanu

W tym zakresie należy jeszcze wskazać, że polskie prawodawstwo nie zawiera definicji legalnej biometanu, a w związku z tym jest to pojęcie języka prawniczego, pozwalające opisać oczyszczony biogaz doprowadzony do parametrów jakościowych danej sieci gazowej, pozwalający na jego wprowadzenie do systemu gazowego. W tym zakresie pojęcie biometanu pojawia się jedynie w u.b.b.c., gdzie definiuje się pojęcie skroplony biometan jako skroplony metan wytworzony z biomasy (art. 2 pkt 9b u.b.b.c., tzw. bioLNG), sprężony biometan jako mieszaninę sprężonych gazów węglowodorowych, głównie metanu C1, wytworzonych z biomasy (art. 2 pkt 9c u.b.b.c., tzw. bioCNG), a także biowodór jako wodór wytworzony z biomasy (art. 2 pkt 9d u.b.b.c.), które mogą być wykorzystywane jak biokomponent przeznaczony do wytwarzania paliw ciekłych albo stanowiące samoistne paliwa transportowe (biopaliwa ciekłe).

W kontekście wykorzystania biometanu w sektorze transportowym kluczowy wydaje się również art. 23 ust. 1f u.b.b.c., wskazujący, że minister właściwy do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia, metodykę obliczania zawartości biowodoru w paliwach, do produkcji których w procesie wytwórczym wykorzystano biometan, biorąc pod uwagę stan wiedzy technicznej w tym zakresie, wynikający z badań dotyczących zawartości tych biokomponentów w paliwach lub doświadczenia w ich stosowaniu. Przepis ten zaczął obowiązywać od 1 stycznia 2020 r. i umożliwił wykorzystanie biowodoru produkowanego z biometanu jako biokomponentu zawartego w paliwach ciekłych stosowanych we wszystkich rodzajach transportu. Niemniej, na dzień opracowania niniejszego memorandum minister właściwy do spraw energii nie wydał stosownych przepisów wykonawczych.

1.5 Pojęcie paliw gazowych

Ostatnim już pojęciem niezbędnym z punktu widzenia niniejszego opracowania jest pojęcie paliw gazowych, zdefiniowanych w art. 3 pkt 3a u.p.e. Zgodnie z jej brzmieniem paliwami gazowymi są gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia (zob. A. Dobrowolski, *Komentarz do art.3 ustawy - Prawo energetyczne* [w:] Z. Muras, M. Swora (red.), *Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1-11s*, Lex/el.). W związku z powyższym za paliwo gazowe należy uznać zarówno *expressis verbis* wymieniony w definicji biogaz rolniczy (niezależnie od stanu skupienia oraz sposobu dostarczania), a także inny biogaz (wysypiskowy, z oczyszczalni ścieków lub mieszany) wyłącznie w przypadku, gdy jest on dostarczany za pomocą sieci gazowej. Innymi słowy biogaz inny niż biogaz rolniczy, może być uznany za paliwo gazowe jedynie w przypadku jego wprowadzenia do sieci gazowej. W związku z powyższym kluczowe dla możliwości wykorzystania biogazu jako paliwa gazowego jest obowiązek jego odbioru, o którym szerzej w pkt 4.3 niniejszego rozdziału.



2. BIOGAZOWNIA JAKO INSTALACJA OZE

Kontynuując rozważania nad siatką terminologiczną należy przejść już do analizy pojęcia instalacji OZE w kontekście instalacji służącej do wytwarzania biogazu wprowadzanego do sieci gazowej. W tym zakresie należy wskazać, że zgodnie z art. 2 pkt 13 lit. a) i b) u.o.z.e. przedmiotem odpowiednich mechanizmów i instrumentów wsparcia są instalacje stanowiące wyodrębniony zespół: a) urządzenia służące do wytwarzania energii opisane przez dane techniczne i handlowe, w których energia jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii lub b) obiekty budowlane i urządzenia stanowiących całość techniczno-użytkową służące do wytwarzania biogazu rolniczego. Instalacja OZE może być także połączona z magazynem energii, w tym magazynem biogazu rolniczego. **Zatem interpretując powyższą definicję można wskazać, że instalacją OZE będzie zarówno:**

a) wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, opisany przez odpowiednie dane techniczne i handlowe;

b) wyodrębniony zespół obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu rolniczego;

c) połączenie obu tych instalacji, a więc wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, opisany przez dane techniczne i handlowe oraz zespół obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu rolniczego.

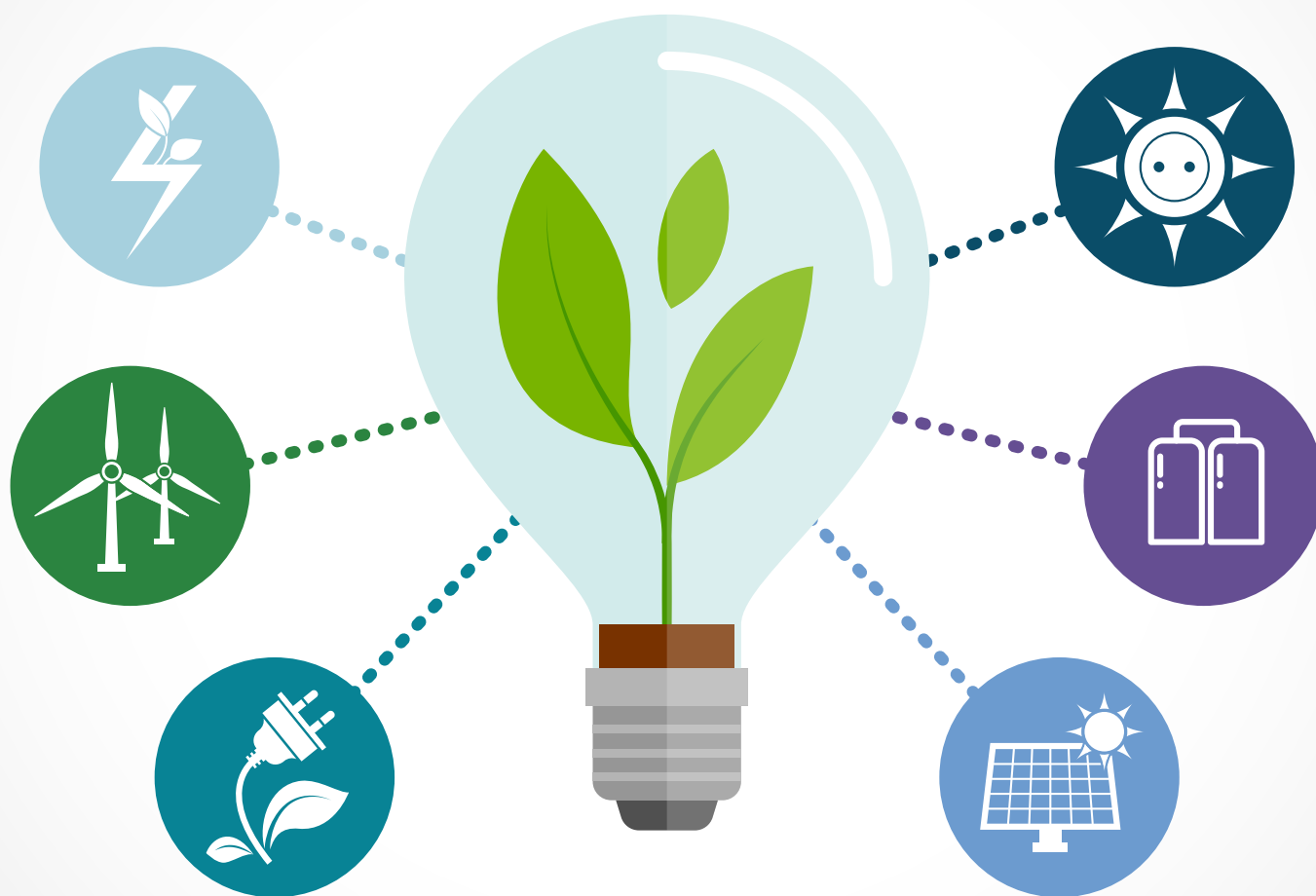
Konkluzja ta powstaje po uwzględnieniu znaczenia spójnika „lub” w procesie językowej wykładni pojęcia instalacji OZE. Użycie przez ustawodawcę takiego wyrażenia jest przykładem zastosowania alternatywy nierozłącznej, dzięki której uwzględnia ona możliwość wystąpienia wszystkich trzech, wskazanych powyżej rodzajów instalacji OZE. Wydaje się, że w sektorze biogazu rolniczego najbardziej rozpowszechnionymi instalacjami OZE są właśnie te instalacje, które stanowią konglomerat wspólnie powiązanych technologicznie obiektów budowlanych i urządzeń służących do wytwarzania biogazu rolniczego (zbiornik fermentacyjny oraz sieć rurociągów) oraz urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy (poszczególne jednostki wytwórcze oraz sieć elektroenergetyczna wraz z miejscem ich przyłączenia do sieci). Niemniej nie można też wykluczyć funkcjonowania wyodrębnionego zespołu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, opisanego przez odpowiednie dane techniczne (np. tabliczka znamionowa, miejsce przyłączenia) oraz handlowe (faktury, oferty handlowe itp.).

Niemniej co najważniejsze z punktu widzenia prowadzonych rozważań, instalacją OZE, w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. b u.o.z.e., jest również wyodrębniony zespół obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową, służących jedynie do wytwarzania biogazu rolniczego (tzw. instalacja biometanowa). W tym zakresie należy ponownie podkreślić, że pojęciem instalacji OZE nie są objęte instalacje wytwarzające biogaz inny niż biogaz rolniczy (np. biogaz składowiskowy, czy z oczyszczalni ścieków), które wprowadzają to paliwo gazowe do sieci gazowej. W związku z powyższym przedmiotem odpowiednich mechanizmów i instrumentów wsparcia zawartych w przepisach u.o.z.e. które będą przedmiotem

szczegółowych rozważań zawartych w pkt 5 niniejszego rozdziału są jedynie instalacje OZE wytwarzające paliwa gazowe z biogazu rolniczego, a brak jest odpowiednich instrumentów dedykowanych innym instalacjom, które wytwarzają paliwa gazowe z innego biogazu niż biogaz rolniczy. W tym zakresie *de lege ferenda* należałoby

postulować rozszerzenie pojęcie instalacji OZE również na wyodrębniony zespół obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową, służących jedynie do wytwarzania biogazu (niezależnie od tego czy jest to biogaz rolniczy).

Instalacje OZE

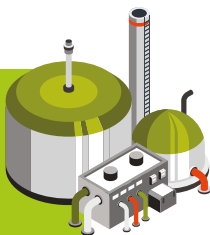


3

3. PROWADZENIE DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ W ZAKRESIE WYTWARZANIA BIOGAZU

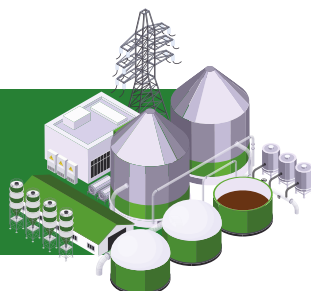
Zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie biogazu rolniczego zawarte są w rozdziale 3 u.o.z.e. W ramach niniejszego Raportu pominąć należy rozważania dotyczące wytwórcy biogazu rolniczego w instalacji OZE o rocznej wydajności biogazu rolniczego do 200 tys. m³ (mikroinstalacje biogazu rolniczego), jako rodzaj działalności, która nie wpłynie istotnie na rozwój komercyjnego wytwarzania biogazu rolniczego w celu jego sprzedaży na rynku.

**mikroinstalacje biogazu rolniczego
poniżej 200 tys. m³**



Natomiast działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego w instalacjach OZE innych niż mikroinstalacja biogazu rolniczego roczna wydajność biogazu rolniczego ponad 200 tys. m³ jest działalnością regulowaną i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego, zwanego rejestrem wytwórców biogazu rolniczego. Rejestr ten prowadzony jest przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, który dokonuje stosownych wpisów, na podstawie wniosku wytwórcy wykonującego działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego.

**działalność regulowana
ponad 200 tys. m³**



Procedura wpisu do takiego rejestru jest znacząco uproszczona i opiera się na stosownych oświadczeniach wytwórcy objętych pouczeniem organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

Wniosek o wpis do rejestru wytwórców biogazu rolniczego zawiera jedynie:

- 1) podstawowe dane identyfikujące danego wytwórcę;
- 2) określenie rodzaju i zakresu wykonywania działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego oraz miejsca lub miejsc jej wykonywania, a także rocznej wydajności danej instalacji, w której jest wytwarzany biogaz rolniczy, mierzonej w m³/rok;
- 3) oświadczenie odnośnie dysponowania odpowiednimi obiektami i instalacjami, w tym urządzeniami technicznymi, spełniającymi wymagania określone w szczególności w przepisach o ochronie przeciwpożarowej, w przepisach sanitarnych i w przepisach o ochronie środowiska, umożliwiającymi wykonywanie tej działalności gospodarczej;
- 4) dokument potwierdzający tytuł prawny do obiektów budowlanych, w których będzie wykonywana działalność gospodarcza w zakresie biogazu rolniczego.

Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego jest zobowiązany do stosowania wyłącznie substratów wymienionych w art. 2 pkt 2 u.o.z.e. służących do produkcji biogazu rolniczego, posiadać dokumentację potwierdzającą datę wytworzenia

po raz pierwszy biogazu rolniczego w danej instalacji OZE, a także prowadzić dokumentację dotyczącą:

- a) ilości oraz rodzaju wszystkich substratów wykorzystanych do wytworzenia biogazu rolniczego, w tym z uwzględnieniem szczegółowych wymagań odnośnie wykorzystania odpadów z zakładowych oczyszczalni ściekowych, a także dodatkowego oznaczenia odpadów pochodzących z szeroko rozumianego sektora rolniczego;
- b) łącznej ilości wytworzonego biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości biogazu rolniczego wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej gazowej, wykorzystanej do wytworzenia energii elektrycznej w układzie rozdzielonym lub kogeneracyjnym lub wykorzystanej w inny sposób;
- c) ilości produktu ubocznego powstałego w wyniku wytworzenia biogazu rolniczego;
- d) ilości zakupionego biogazu rolniczego oraz danych podmiotu, od którego został zakupiony biogaz rolniczy;

z uwzględnieniem powyższych informacji wytwórca jest zobowiązany przekazywać Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa sprawozdania kwartalne w terminie 45 dni od dnia zakończenia każdego kwartału, w którym eksploatowana jest biogazownia rolnicza.

Wskazany powyżej organ dokonuje wpisu wytwórcy do rejestru wytwórców biogazu rolniczego w terminie 7 dni od dnia otrzymania stosownego wniosku wraz ze wszystkimi wymaganymi oświadczeniami. Jeżeli wpis nie nastąpi w terminie 14 dni od dnia wpływu stosownego wniosku wytwórca może rozpocząć stosowną działalność gospodarczą. Natomiast odmowa wpisu do rejestru może nastąpić jedynie w ściśle określonych i enumeratywnie wyliczonych przypadkach, gdy wydano prawomocne orzeczenie zakazujące danemu wytwórcy wykonywania działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego albo w okresie 3 lat poprzedzających złożenie

wniosku o wpis do rejestru wytwórcę wykreślono z tego rejestru z powodu zakazu wykonywania tego rodzaju działalności.

Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa wydaje decyzję o zakazie wykonywania przez wytwórcę działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego w przypadku:

- 1) złożenia przez wytwórcę we wniosku o wpis do analizowanego rejestru oświadczenia niezgodnego ze stanem faktycznym;
- 2) posługiwania się przez wytwórcę nieprawdziwymi dokumentami potwierdzającymi tytuł prawny do obiektów budowlanych, w których będzie wykonywana działalność gospodarcza w zakresie biogazu rolniczego, spełnienia przez te obiekty wymagań szczegółowych lub dokumentami potwierdzającymi datę wytworzenia po raz pierwszy biogazu rolniczego;
- 3) nieusunięcia przez wytwórcę naruszeń warunków dotyczących przedkładanych sprawozdań lub obiektów budowlanych, w których będzie wykonywana działalność gospodarcza w zakresie biogazu rolniczego
- 4) naruszenia obowiązków sprawozdawczych lub wykorzystania wyłącznie substratów nie objętych definicją biogazu rolniczego

w tym zakresie wskazany organ administracji może przeprowadzić stosowną kontrolę wykonywania działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego (art. 33 u.o.z.e).

W przypadku wydania decyzji o zakazie wykonywania przez danego wytwórcę działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa z urzędu wykreśla tego wytwórcę z prowadzonego rejestru, co uniemożliwia mu dalsze prowadzenia tego rodzaju działalności gospodarczej. Wtwórca, który został objęty wskazaną decyzją może ponownie uzyskać wpis do tego rejestru nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wydania pierwotnej decyzji. Natomiast dana instalacja OZE biogazownia

rolnicza służąca do wykonywania działalności gospodarczej objętej taką decyzją może ponownie służyć jej wykonywaniu nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wydania decyzji.

Trzeba też wskazać, że w stosunku do innych kategorii biogazu, które mogą stanowić paliwo gazowe wprowadzane do systemu gazowego, w szczególności biogazu pochodzącego z oczyszczalni ścieków przyłączonej do sieci gazowej, zastosowanie znajdują generalne unormowania odnośnie obowiązku koncesyjnego zawartego w art. 32 u.p.e. W tym zakresie należy jednak wskazać,

że zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 1 lit a) u.p.e. wskazanym obowiązkiem nie jest objęte prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw gazowych, w tym również biogazu innego niż biogaz rolniczy, jeżeli zgodnie z art. 3 pkt 3a u.p.e. biogaz ten jest wprowadzany do sieci gazowej. Innymi słowy należy wskazać, że w aktualnych uwarunkowaniach prawnych prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw gazowych z biogazu generowanego na oczyszczalni ścieków lub biogazów mieszanych nie podlega stosownym ograniczeniom (reglamentacji) w zakresie możliwości podejmowania tego typu działalności gospodarczej.



4

4. WPROWADZANIE BIOGAZU DO SIECI GAZOWEJ

4.1 Prawne podstawy przygotowania projektu biometanowego

Proces inwestycyjno-budowlany dla przedsięwzięć z zakresu OZE jest procesem wieloetapowym polegającym na ciągu działań prawnych i faktycznych zmierzających do realizacji obiektu lub kompleksu takich obiektów służących do wytwarzania lub przetwarzania paliw gazowych z OZE. Uwzględniając ogólne zasady dotyczące prowadzenia procesu inwestycyjno-budowlanego, poniżej przedstawiono wymagania związane z realizacją poszczególnych etapów inwestycji polegającej na budowie instalacji OZE wytwarzającej biogaz lub biogaz rolniczy.

Pierwszym z etapów jest znalezienie odpowiedniej nieruchomości gruntowej, na której możliwe będzie zrealizowanie inwestycji w zakresie biogazowni (instalacji biometanowej). Etap ten obejmuje szereg czynności sprawdzających dany teren pod kątem zarówno uwarunkowań technicznych, jak i formalnoprawnych. Na tym etapie w szczególności należy wziąć pod uwagę aspekty dotyczące lokalizacji przedsięwzięcia, dokonując ich analizy pod kątem możliwości terenowych, uwarunkowań środowiskowych, czy uzyskania warunków przyłączenia planowanej instalacji do sieci gazowej lub elektroenergetycznej, które determinować będą możliwość realizacji przedsięwzięcia. Mając na uwadze fakt, że biogazownie w przeważającej większości będą lokowane na terenach wiejskich to kluczowe będą dwa zagadnienia. Po pierwsze uwzględnić należy ograniczenia wynikające z zasad doty-

czących ograniczeń w obrocie nieruchomościami rolnymi, a w dalszej kolejności możliwość ich przeznaczenia na cele inne niż działalność rolnicza (tzw. odrolnienie).

W kontekście pierwszego z zasygnalizowanych wyzwań kluczowa regulacja znajduje się w art. 2a ustawy z dnia 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego (Dz. U. z 2022 r., poz. 461 tj. ze zm.), który to ustanawia ograniczenia w nabywaniu własności rolnej. W związku z tym chociażby spółki celowe inwestujące w poszczególne projekty biogazowe bez przeszkód mogą nabywać nieruchomości rolne mniejsze niż 1 ha. Natomiast większe nieruchomości rolne mogą być zbywane wyłącznie za zgodą Dyrektora KOWR, która wydawana jest tylko w ściśle określonych okolicznościach, które w zasadzie nie występują w przypadku biogazowni.

W przypadku większych nieruchomości ograniczenia te mogą być dywersyfikowane poprzez podział geodezyjny na kilka działek nieprzekraczających wskazanej powierzchni bądź też poprzez uzyskanie korzystnej interpretacji w KOWR potwierdzającej, chociażby że inwestycja w biogazownię rolniczą mieści się w zakresie działalności rolniczej na nabywanej nieruchomości. Możliwy jest także model nabycia przedmiotowej nieruchomości już po zmianie jej przeznaczenia na cele inne niż rolne.

Natomiast w zakresie konieczności przeznaczenia danej nieruchomości na cele inne niż działalność rolnicza warto lokalizować biogazownię rolniczą na gruntach pochodzenia mineralnego klasy IVa-VI umożliwiającym uniknięcie opłaty za wyłączenie gruntów z produkcji rolnej, zgodnie z unormowaniami ustawy z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (*Dz. U. z 2022 r., poz. 2409 tj. ze zm.*).

Po drugie należy zbadać, czy istnieją realne możliwości przyłączenia takiej instalacji OZE do sieci elektroenergetycznej (odległość projektowa od głównej stacji transformatorowej (GPZ), moc transformatorów, moc linii itp.) oraz do sieci gazowej (odległość inwestycji od gazociągu, przepustowość gazociągu itp.). Dostępność do infrastruktury elektroenergetycznej lub gazowej jest jednym z kluczowych elementów branych pod uwagę przy wyborze lokalizacji inwestycji z zakresu instalacji biometanowych, bowiem bezpośrednio i znacząco wpływa to na koszt całej inwestycji. Co więcej dostępność tego rodzaju miejsc przyłączenia jest ograniczona (zdecydowanie bardziej niż miejsc przyłączenia do sieci elektroenergetycznej) tym bardziej, jeżeli weźmiemy pod uwagę miejsca, gdzie sezonowość odbioru paliwa gazowego nie wpływa negatywnie na deklarowane ilości odbieranego paliwa gazowego w postaci biometanu. W zakresie uzyskiwanych warunków przyłączenia do sieci gazowej obserwowane są bowiem warunki, które wskazują, że w miesiącach wiosenno-lętnich operatorzy system gazowego ograniczają (nawet do 0%) możliwości wprowadzania paliwa gazowego do odpowiedniej sieci uzasadniając to brakiem chłonności tej sieci spowodowanej niskim odbiorem tego paliwa przez odbiorców końcowych. Konieczna jest zmiana tego stanu rzeczy poprzez zapewnienie odpowiedniego poziomu inwestycji w budowę i modernizację sieci gazowych oraz uwzględnienie kosztów operacyjnych i inwestycyjnych w tym zakresie w taryfach, o czym szerzej m.in. w Rozdziale III pkt. 2 niniejszego raportu. Dodatkowo trzeba podkreślić w tym zakresie, że zabezpieczenie tytułu prawnego do nieruchomości musi obejmować nie tylko biogazownię, ale także drogę dojazdową i nieruchomości umożliwiające realizację rurociągu do podłączenia do odpowiedniej sieci (najczęściej w ramach służebności przesyłu).

W przypadku biogazowni rolniczych na tym etapie realizacji inwestycji warto również zadbać o jak najszerszą kampanię informacyjną wśród lokalnej społeczności w zakresie korzyści jakie płyną z tego rodzaju inwestycji, szczegółową prezentację projektu danej inwestycji oraz wyjaśnienia ewentualnych wątpliwości związanych z bezpieczeństwem inwestycji tak, aby na kolejnych etapach nie powodować niepotrzebnych sporów społecznych. Dlatego przed rozpoczęciem dalszych działań należałoby podjąć zarówno konsultacje z miejscowymi władzami, jak i lokalną społecznością.

W kolejnym etapie należy przejść już do uzyskiwania odpowiednich aktów administracyjnych umożliwiających legalne rozpoczęcie budowy danej instalacji biometanowej. W tym zakresie na inwestorze w instalację OZE większą niż stanowiąca ekwiwalent instalacji 500 kW spoczywa obowiązek uwzględnienia w procesie inwestycyjnym uwarunkowań środowiskowych. Zgodnie z art. 75 u.o.o.ś. w trakcie prac budowlanych inwestor realizujący przedsięwzięcie jest obowiązany uwzględnić ochronę środowiska na obszarze prowadzenia prac, a w szczególności ochronę gleby, zieleni, naturalnego ukształtowania terenu i stosunków wodnych. Jeżeli ochrona elementów przyrodniczych nie jest możliwa, należy podejmować działania mające na celu naprawienie wyrządzonych szkód, w szczególności przez kompensację przyrodniczą. Co więcej, niektóre przedsięwzięcia inwestycyjne mogą wymagać uzyskania tzw. decyzji środowiskowej oraz przeprowadzenia szczegółowego raportu oceny oddziaływania na środowisko. **Zgodnie z art. 71 ust. 2 u.o.o.ś. uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach jest wymagane dla planowanych:**

- przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko oraz
- przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko.

Wykaz przedsięwzięć zaliczanych do obu ww. kategorii zawiera rozporządzenie Rady Ministrów z 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2019 r. poz. 1839).

Według wskazanego rozporządzenia tego typu decyzje nie są wymienione wśród przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko. Z kolei w przypadku przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko instalacje wytwarzające biogaz rolniczy powinny być kwalifikowane jako instalacje do produkcji paliw z produktów roślinnych (§3 pkt 47 tego rozporządzenia), ewentualnie jako instalacje związane z przetwarzaniem odpadów innych niż określone w §3 pkt 47 tego rozporządzenia jeżeli oprócz substratów pochodzenia rolniczego będą na tej instalacji biometanowej przetwarzane także inne substraty, które będą miały status odpadów (§3 pkt 82 analizowanego rozporządzenia). Tego rodzaju inwestycje w instalacje biometanowe potencjalnie mogą wymagać uzyskania szczegółowego raportu oddziaływania na środowisko, o ile organ prowadzący postępowanie stwierdzi obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i określi zakres tego raportu. Alternatywnie organ może też wydać decyzję, w której stwierdza brak konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, a w konsekwencji całe postępowanie dotyczące oddziaływania takiej inwestycji na środowisko kończy się na etapie tzw. **screeningu**, którego konkluzją jest brak konieczności przygotowywania przez inwestora szczegółowego raportu oddziaływania tej inwestycji na środowisko.

Co ważne w obu przypadkach zastrzeżono również, że do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko nie są zaliczane instalacje do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 u.o.z.e., o zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 0,5 MW lub wytwarzające ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej. Powyższe oznacza, że tego rodzaju instalacje biometanowe są wprost wyłączone z zakresu inwestycji, które choćby potencjalnie mogą wymagać przygotowania szczegółowego raportu oddziaływania na środowisko, a w konsekwencji w ogóle nie będzie potrzebne uzyskanie stosownej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.





Kolejnym etapem jest uwzględnienie w toku procesu inwestycyjno-budowlanego unormowań wynikających z zasad zagospodarowania przestrzennego. W tym zakresie wymagana jest zgodność inwestycji w instalację biometanową z zapisami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Inwestor powinien zatem w pierwszej kolejności sprawdzić, czy miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego został w ogóle przyjęty przez właściwą Radę Gminy, a następnie dopiero ewentualną zgodność planowanej inwestycji z tymi zapisami. Plan ten zawiera zarówno część opisową, jak i graficzną, dlatego dla pełnej analizy niezbędnym jest uzyskanie zarówno wypisu, jak i wyrysów z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Analiza tego planu pozwoli ustalić, jakie są dopuszczalne na danym terenie możliwości zabudowy, podstawowe parametry inwestycji oraz zorientować się co do sposobu zagospodarowania sąsiednich terenów. Plan ten udostępniany jest we właściwej miejscowo gminie, a zgodnie z art. 30 ust. 1 u.p.z.p. każdy podmiot bez wykazania interesu prawnego ma prawo wglądu do planu miejscowego oraz otrzymywania z nich niezbędnych wypisów i wyrysów. W tym celu niezbędne jest złożenie odpowiednio skonstruowanego wniosku oraz uiszczenie stosownej opłaty skarbowej. Należy przy tym pamiętać, że inwestor nie może wpływać na parametry planu zagospodarowania przestrzennego bez jego zmiany, co jest bardzo długą i kosztowną procedurą. Jednocześnie w przypadkach, w których istnieje miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, należy również pamiętać, że grunty przeznaczone pod budowę instalacji biometanowej muszą być zdefiniowane jako teren przemysłowy, a nie rolniczy.

W przypadku braku obowiązującego miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego dla danej nieruchomości, biogazownia rolnicza będzie mogła być realizowana w oparciu o indywidualnie wydaną decyzję o warunkach zabudowy określającą dopuszczalną zabudowę i przeznaczenie danej nieruchomości, o której mowa w art. 59 u.p.z.p. Nowelizacja zasad wydania decyzji o warunkach zabudowy dla instalacji OZE wprowadziła w art. 61 ust. 3 u.p.z.p. bardzo korzystne rozwiązania dotyczące

braku konieczności spełniania warunków tzw. dobrego sąsiedztwa w zakresie konieczności wykazania, że nieruchomość na której planuje się lokalizację biogazowni rolniczej ma dostęp do drogi publicznej, a także wykazania, że co najmniej jedna działka sąsiednia, dostępna z tej samej drogi publicznej, jest zabudowana w sposób pozwalający na określenie wymagań dotyczących nowej zabudowy w zakresie kontynuacji funkcji, parametrów, cech i wskaźników kształtowania zabudowy oraz zagospodarowania terenu, w tym gabarytów i formy architektonicznej obiektów budowlanych, linii zabudowy oraz intensywności wykorzystania terenu co niewątpliwie znacząco ułatwia uzyskanie tego typu decyzji administracyjnej.

Kolejnym etapem jest zawarcie odpowiedniej umowy o przyłączenie do sieci z właściwym przedsiębiorstwem energetycznym realizującym zadania operatora gazowego systemu dystrybucyjnego albo przesyłowego (dalej: przedsiębiorstwo sieciowe). W procedurze zawierania umowy o przyłączenie do sieci kluczowe znaczenie ma określenie warunków na jakich wykonanie przyłączenia będzie uzasadnione ze względów technicznych oraz ekonomicznych. Przedsiębiorstwo sieciowe określa owe warunki w dokumencie nazwanym przez ustawodawcę „warunkami przyłączenia”. Stanowią one informację przekazywaną przez przedsiębiorstwo sieciowe określającą warunki na jakich wykonanie danego przyłącza będzie uzasadnione na gruncie art. 7 ust. 1 u.p.e, co skutkuje jednocześnie obowiązkiem zawarcia umowy przyłączeniowej w okresie obowiązywania owych warunków przyłączenia. Informacje te stanowią podstawę do rozpoczęcia negocjacji kształtujących ostateczną wersję umowy o przyłączenie, stanowiącej bezpośrednie źródło realizacji przyłączenia danej instalacji OZE do sieci gazowej. Trzeba również podkreślić, że inaczej niż w przypadku przyłączeń elektroenergetycznych wnioski o określenie warunków przyłączenia nie wymaga załączenia stosownej decyzji o warunkach zabudowy bądź wypisu i wyrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego.

W odniesieniu do sieci elektroenergetycznych, wprowadzono instytucję zaliczki na poczet umowy przyłączeniowej uiszczanej wraz z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia. Stanowi ona środek zaradczy, mający zniechęcić nierzetelnych wnioskodawców oraz uwiarygodnić celowość planowanego przedsięwzięcia. Zaliczka ta powinna być zwracana po odpowiednim rozliczeniu, w przypadku rezygnacji z zamierzenia inwestycyjnego przez podmiot ubiegający się o przyłączenie instalacji OZE. Jeżeli jednak inwestycja jest kontynuowana, to zgodnie z przeznaczeniem tej zaliczki powinna być ona zarachowana na poczet samej opłaty przyłączeniowej, której warunki zostaną ustalone w negocjowanej przez strony umowie przyłączeniowej. W aktualnie obowiązującej u.p.e ustawodawca nie wymaga uiszczenia stosownej zaliczki i jej udokumentowania wraz ze złożeniem wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej, niemniej analiza planowanych do wprowadzenia unormowań prawnych (nowelizacja u.p.e.) wskazuje na możliwość jej wprowadzenia także w stosunku do inwestorów w sektorze gazowym.

Ustawodawca przyjął też szereg instrumentów prawnych mających wspierać przyłączanie instalacji OZE do sieci gazowej, choć są one zdecydowanie mniej zintensyfikowane niż w stosunku do bliźniaczych instalacji biogazowych przyłączanych do sieci elektroenergetycznej. W tym zakresie art. 7 ust. 1 u.p.e. wskazuje, że pomimo założenia o równoprawnym traktowaniu podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci gazowej, to jednak w pierwszej kolejności powinny być przyłączane instalacje OZE. Ustawodawca nie precyzuje jednak w jaki sposób w praktyce należy realizować pierwszeństwo przyłączania instalacji OZE do tej sieci. Stąd wydaje się, że doprecyzowanie owego dodatkowego kryterium będzie musiało nastąpić w praktykach przyjętych przez poszczególne przedsiębiorstwa sieciowe, uregulowanych chociażby w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci.

Choć obowiązek ów został zredagowany przez ustawodawcę w bardzo ogólny sposób to wydaje się, że obliuguje on przedsiębiorstwa sieciowe do takiego zarządzania swoim majątkiem sieciowym, aby umożliwiło to przyłączenie w pierwszej kolejności instalacji OZE do danej sieci gazowej. Dobrym standardem stanowiącym zastosowanie kryterium pierwszeństwa może być priorytetowe rozpatrywanie wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla instalacji biometanowych.

Ustawodawca w szczególny sposób ingeruje też w treść postanowień umownych, które muszą być zawarte w umowie o przyłączenie podstawowe elementy takiej umowy zawarte są w art. 7 ust. 2 u.p.e. Samą rozbudowę sieci służącą do przyłączenia instalacji należących do podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci zapewnia przedsiębiorstwo sieciowe, umożliwiając ich wykonanie zgodnie z zasadami konkurencji także innym przedsiębiorcom zatrudniającym pracowników o odpowiednich kwalifikacjach i doświadczeniu w tym zakresie. W związku z tym inwestor co do zasady odpowiedzialny jest jedynie za pozyskanie tytułu prawnego oraz budowę gazociągu między wyznaczonym przez przedsiębiorstwo sieciowe miejscem przyłączenia, a miejscem gdzie zlokalizowana ma być instalacja biometanowa. W tym zakresie istotne jest jednoznaczne określenie przez strony umowy o przyłączenie dokładnego zakresu odpowiedzialności obu stron za realizowaną inwestycję i budowę przyłącza, uwzględniające w tym zakresie treść przepisów prawa, w tym definicję przyłącza wynikającą z Rozporządzenia systemowego oraz ugruntowane orzecznictwo. O ile przedsiębiorstwo sieciowe odpowiada za realizację zakresu przyłączenia opisanego w umowie przyłączeniowej to opłata przyłączeniowa związana z przyłączeniem źródeł współpracujących z siecią gazową ustalana jest na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

Przy omawianiu procesu inwestycyjnego instalacji biogazowych warto również wspomnieć o innym instrumencie wspierającym przyłączenie instalacji OZE w postaci preferencyjnej opłaty za przyłączenie do sieci.

Równoważąc interesy przedsiębiorstw sieciowych i podmiotów ubiegających się o przyłączenie instalacji OZE, ustawodawca postanowił ustalić, że za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej instalacji OZE należy pobierać jedynie połowę opłaty przyłączeniowej ustalonej na podstawie rzeczywistych wydatków. Przepisy te należy zakwalifikować jako rozwiązania prawne mające na celu wsparcie wytwarzania energii elektrycznej z OZE, w tym z biogazu. Niestety tego rodzaju instrument wsparcia nie obejmuje instalacji biometanowych, które zamierzają wprowadzać paliwo gazowe do sieci gazowej. Stąd ekonomiczny ciężar przyłączenia instalacji biometanowej do sieci gazowej ponosi inwestor.

W odniesieniu natomiast do wytwarzania oraz sprzedaży biogazu rolniczego szczególnie istotne są warunki wprowadzania biogazu do gazowej sieci dystrybucyjnej. Warunki te nie tylko umożliwiają fizyczny transport oraz handel paliwem gazowym w postaci biogazu, ale są też ważnym elementem objęcia tego typu instalacji odpowiednim systemem wsparcia. Stąd w dalszej części niniejszego memorandum szczególnej analizie prawnej należy poddać dopuszczalne przez przedsiębiorstwa sieciowe parametry jakościowe (fizyko-chemiczne) paliwa gazowego w postaci biogazu (biometanu).

4.2 Parametry jakościowe biogazu wprowadzanego do sieci gazowej

Kluczowym elementem związanym z wytwarzaniem oraz sprzedażą biogazu są szczegółowe warunki wprowadzania biogazu do gazowej sieci dystrybucyjnej, a szerzej również do gazowej sieci przesyłowej. Warunki te nie tylko umożliwiają fizyczny transport oraz handel paliwem gazowym w postaci biogazu, ale są też ważnym elementem objęcia tego typu instalacji odpowiednim systemem wsparcia.

W tym zakresie trzeba wskazać, że w poprzednim stanie prawnym funkcjonowało rozporządzenie o charakterze *lex specialis* wprowadzające szczegółowe parametry jakościowe wyłącznie dla biogazu rolniczego wprowadzanego do gazowej sieci dystrybucyjnej. Parametry te były zawarte w rozporządzeniu biogazowym, które wydane było na podstawie art. 9a ust. 11 u.p.e., który po wejściu w życie u.o.z.e. nie zawiera już delegacji ustawowej do wydania przedmiotowego rozporządzenia. Niemniej, zgodnie z przepisami przejściowymi zawartymi w u.o.z.e. rozporządzenie to obowiązywało do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 62 u.o.z.e., jednak nie dłużej niż przez okres 24 miesięcy od dnia wejścia w życie rozdziału 4 u.o.z.e., tj. do dnia 1 lipca 2018 r. Rozporządzenie biogazowe określało w szczególności parametry jakościowe biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej gazowej. W tym zakresie należy wskazać, że co do zasady były one tożsame z określonymi w §38 rozporządzenia systemowego parametrami jakościowymi paliw gazowych transportowanych przesyłowymi i dystrybucyjnymi sieciami gazowymi. Wyjątek stanowił jedynie maksymalny zakres wartości liczby Wobbego dla gazu wysokometanowego, który w rozporządzeniu systemowym wynosi od 45,0 MJ/m³ włącznie do 56,9 MJ/m³, a w rozporządzeniu biogazowym do 54,0 MJ/m³ włącznie.

Rozporządzenie biogazowe określało też szczegółowe warunki przyłączenia do dystrybucyjnej sieci gazowej instalacji wytwarzających biogaz rolniczy, które w tym

zakresie stanowiły *lex specialis* w stosunku do uregulowań zawartych w art. 7 u.p.e. W tym zakresie należy również podkreślić, że przyłączanie do sieci gazowej instalacji wytwarzających biogaz inny niż biogaz rolniczy mogło się odbywać na zasadach ogólnych wskazanych w art. 7 u.p.e. w zw. z art. 1 ust. 3 u.o.z.e.

Niemniej, jak już wskazano, aktualnie obowiązujące odpowiednie parametry jakościowe umożliwiające zatłaczanie biogazu (biometanu) do gazowej sieci gazowej zostały określone w ostatnio znowelizowanym rozporządzeniu systemowym. Rozporządzenie to określa m.in. parametry jakościowe wszystkich paliw gazowych, w tym również biogazu wprowadzanego do sieci gazowej, a także warunki przyłączenia do tej sieci instalacji wytwórczych. W zakresie parametrów jakościowych ustalono następujące właściwości fizykochemiczne wprowadzanego do sieci biogazu:

- zawartość siarkowodoru nie powinna przekraczać 7,0 mg/m³,
- zawartość siarki merkaptanowej nie powinna przekraczać 16,0 mg/m³,
- zawartość siarki całkowitej nie powinna przekraczać 40 mg/m³,
- zawartość par rtęci nie powinna przekraczać 30,0 µg/m³,
- temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa powinna wynosić:
 - a) od dnia 1 kwietnia do dnia 30 września nie więcej niż +3,7°C,
 - b) od dnia 1 października do dnia 31 marca nie więcej niż -5°C.

Ponadto, w zakresie ciepła spalania parametr ten powinien wynosić nie mniej niż 34,0 MJ/m³ dla biogazu (biometanu) wprowadzanego do sieci, którą transportowany jest gaz ziemny wysokometanowy grupy E,

o wartości liczby Wobbego z zakresu od 45,0 MJ/m³ włącznie do 56,9,0 MJ/m³ Omawiane rozporządzenie umożliwi również zatłaczanie biogazu do sieci, którymi transportowany jest gaz zaazotowany podgrupy L_w, L_s, L_n, L_m.

Kluczowe zmiany w zakresie charakterystycznych parametrów fizyko-chemicznych zostały jednak wprowadzone w ramach rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2022 r. poz. 1899). Dokument wprowadza szereg istotnych zmian dotyczących biometanu. Zmieniane rozporządzenie określa m.in. parametry jakościowe paliw gazowych oraz standardy techniczne w zakresie przyłączania do sieci.

W zakresie parametrów technicznych regulowanych rozporządzeniem należy wskazać na zmiany wprowadzone w § 38 określającym wymogi jakościowe paliw gazowych przesyłanych sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi gazowymi. Wskazane w § 38 ust. 1 pkt 6 parametry dot. ciepła spalania, pierwotnie odnoszące się wyłącznie do gazu ziemnego, obecnie obejmują już wszystkie paliwa gazowe transportowane sieciami gazowymi. Ponadto, w obrębie § 38 ust. 1 dodano pkt. 7-15 oraz ust. 1a-1c. W ust. 1 pkt 7 określono maksymalną zawartość tlenu na poziomie 0,5% [mol/mol] w paliwach gazowych wprowadzanych do sieci, przy czym powyższemu wymogowi nie podlegają paliwa gazowe, w przypadku których:

- temperatura punktu rosy wody w obszarze sieci gazowej, do której następuje wprowadzenie paliwa gazowego, wynosi więcej niż -8°C;
- paliwo to będzie stanowiło źródło zasilania instalacji magazynowej - dla których zawartość tlenu w paliwach gazowych nie powinna przekraczać 0,2% [mol/mol].

W dalszej części § 38 ust. 1, w dodanych punktach 8-16, dla paliw gazowych przesyłanych sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi określono:

- zawartość ditlenku węgla nie powinna przekraczać 3,0% [mol/mol];
- zawartość pyłu o średnicy cząstek większej niż 10 µm nie powinna przekraczać 1,0 mg/m³;
- zawartość siloksanów całkowitych nie powinna przekraczać 0,3 mg/m³ w przeliczeniu na krzem;
- gęstość względna powinna wynosić nie mniej niż 0,555 i nie więcej niż 0,700;
- zawartość wodoru nie powinna przekraczać 0,0% [mol/mol];
- zawartość tlenu węgla nie powinna przekraczać 0,1% [mol/mol];
- zawartość związków chloru (jako chlor całkowity) nie powinna przekraczać 1,0 mg/m³;
- zawartość związków fluoru (jako fluor całkowity) nie powinna przekraczać 10,0 mg/m³;
- zawartość amoniaku nie powinna przekraczać 2,0 mg/m³.

Dodając w § 38 ust. 1a-1c, prawodawca doprecyzował sposób określania parametrów jakościowych ustalonych w przedmiotowym paragrafie. W konsekwencji zgodnie z rozporządzeniem dopuszcza się możliwość przekroczenia parametrów jakościowych określonych w § 38 ust. 1 w zakresie wynikającym z dopuszczalnego błędu pomiaru urządzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego. W powyższym zakresie wskazano także, iż parametry jakościowe dla paliw gazowych obejmujące zawartość siarkowodoru, siarki merkaptanowej oraz siarki całkowitej należy określać przed procesem nawonienia. W ramach dodanych przepisów, w przypadku gdy urządzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego, instalacje i sieci są dostosowane do przesyłania paliw gazowych o wyższej zawartości wodoru w sposób zapewniający bezpieczeństwo urządzeń odbiorców końcowych, dopuszczono inną niż określoną w ust. 1 pkt 12 zawartości wodoru w paliwach gazowych, przy czym nie może ona przekraczać 10% [mol/mol].

Poprzez zmiany w § 38 ust. 5 rozszerzono katalog paliw gazowych o innych niż określone w § 38 ust. 1 i 3 parametrach, które na żądanie odbiorcy mogą być dostarczane przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych. W konsekwencji przepis § 38 ust. 5 obejmuje nie tylko gaz ziemny, lecz także pozostałe paliwa gazowe. Powyższa możliwość, dotychczas warunkowana była jedynie brakiem zakłóceń w pracy systemu gazowego. Obecnie, w konsekwencji omawianych zmian, aby dostarczanie paliw gazowych o parametrach jakościowych innych niż określone w rozporządzeniu było zgodne z prawem nie może ono powodować pogorszenia warunków dostawy paliwa gazowego do pozostałych odbiorców oraz pogorszenia parametrów jakościowych tegoż paliwa.

W ramach zmian w obrębie § 38, dodano również ust. 7a-7b określające obowiązki przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biometanu w zakresie częstotliwości badania parametrów jakościowych wskazanych w § 38 ust. 1. Badania ww. parametrów przedsiębiorstwo dokonuje w punktach wejścia do systemu przesyłowego albo dystrybucyjnego (§ 38 ust. 7a). Wyniki pomiarów przedsiębiorstwo jest zobowiązane przekazać operatorowi systemu gazowego (przesyłowego bądź dystrybucyjnego). W przypadku, gdy wynik pomiaru wskazuje na nieprawidłowość w zakresie badanych parametrów, na przedsiębiorstwie energetycznym wytwarzającym biometan spoczywa obowiązek niezwłocznego ponowienia badania, przy czym jeżeli drugie badanie wykaże niespełnienie parametrów jakościowych operator wstrzymuje odbiór paliwa gazowego (§ 38 ust. 7b). Problematyczna może też okazać się częstotliwość wykonywania stosownych badań, które przewidują ich najmniejszą częstotliwość „co najmniej raz na...”, co może oznaczać, że przedsiębiorstwa sieciowe będą wymagały ich przeprowadzania z większą częstotliwością, co w konsekwencji odbije się na wzroście kosztów operacyjnych.

Niewątpliwie istotną zmianę w zakresie przedmiotowego rozporządzenia stanowi również przypisanie podmiotowi wprowadzającemu biometan do sieci odpowiedzialności

za zapewnienie parametrów jakościowych wymaganych przez operatora w punkcie wejścia do systemu gazowego (§ 39 ust. 3). Zgodnie z dotychczasowym brzmieniem przepisu § 39 ust. 2, w przypadku niezachowania dla paliw gazowych parametrów jakościowych określonych w § 38, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych mogło odmówić przyjęcia takich paliw w celu ich przesłania. Na mocy omawianych zmian powyższa możliwość odmowy dotyczy przyjęcia paliw w celu ich przesyłania lub dystrybucji. Należy przy tym zaznaczyć, iż przedsiębiorstwo traci ww. możliwość odmowy, jeżeli świadcząc usługę dodatkową, uzyska dla tych paliw parametry jakościowe określone w § 38.

Warto wskazać również na zawarte w pkt 4.3 załącznika do rozporządzenia wymagania techniczne dla przyłączenia instalacji wytwarzających biometan do sieci gazowej. W ramach wprowadzonych w obrębie ww. punktu zmian, na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się produkcją biometanu nałożono obowiązek zainstalowania urządzenia do badania jakości paliwa gazowego oraz instalacji rewersyjnej umożliwiającej zawrótce biometanu o niewłaściwych parametrach do jego wytwórcy (pkt. 4.3.3.). Ponadto, przepis pkt 4.3.1. ustanawia obowiązek instalacji urządzeń służących do przystosowania parametrów biometanu do parametrów jakościowych paliw gazowych wskazanych w § 38 rozporządzenia, przy czym w powyższym zakresie wyszczególniono urządzenia służące do zwiększania kaloryczności biometanu. W zakresie instalacji sprężania umożliwiających zatłoczenie biometanu do sieci o wyższym ciśnieniu, zgodnie z pkt. 4.3.2. instaluje się je w miejscu przyłączenia. Wyjątek od powyższego obowiązku stanowi przypadek, w którym operator systemu dystrybucyjnego określi w warunkach przyłączenia, iż budowa ww. instalacji nie jest konieczna.

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego w istotny z perspektywy rozwoju sektora biometanu sposób modyfikuje dotychczasowe zasady działania systemu gazowego. Przedmiotowy dokument, m.in. poprzez dostosowanie przepisów rozporządzenia

do wykorzystania w systemie gazowym innych paliw gazowych niż gaz ziemny czy też określenie obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego biometan pozwala na wykorzystanie biometanu w szerszym zakresie.

Powyższe unormowania oznaczają jednak, że w aktualnie obowiązującym rozporządzeniu systemowym parametry jakościowe paliw gazowych transportowanych gazowymi sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi są zatem identyczne z parametrami (poza szczególnymi parametrami wskazanymi w §38 ust. 1 pkt 8-16), których musi dochować biogaz (biometan). Z jednej strony oznacza to, że ustawodawca nie przewiduje żadnego obniżenia standardów jakościowych wytwarzania biogazu zatłaczanego do sieci gazowej w stosunku do transportowanego gazu ziemnego, ale z drugiej, ze względu na tożsame parametry jakościowe oczyszczonego biogazu (biometanu) oraz gazu ziemnego, umożliwia to transportowanie takiego biogazu przy wykorzystaniu wszystkich elementów sieci gazowej. Oznacza to, że instalacja OZE wytwarzająca biogaz po spełnieniu wskazanych parametrów może być skutecznie przyłączona do gazowej sieci dystrybucyjnej, a następnie nabywca tego paliwa gazowego może skutecznie transportować wytworzony biogaz zarówno sieciami dystrybucyjnymi, jak i sieciami przesyłowymi.

Konkludując jednak dotychczasowe rozważania trzeba wskazać, że rozporządzenie systemowe nie wymaga oczyszczenia biogazu wprowadzanego do sieci gazowej do parametrów gazu wysokometanowego typu E, a umożliwia również wprowadzanie do tej sieci biogazu o niższym stopniu ciepła spalania. W tym kontekście możliwymi rozwiązaniami są:

- 1) przyłączenie instalacji biometanowej do istniejącej sieci gazowej zarządzanej przez jednego z OSDg bądź też
- 2) budowa własnej sieci gazowej wraz z przyjęciem roli OSDg na tej sieci, albo wyznaczeniem innego podmiotu realizującego w imieniu właściciela sieci zadania OSDg.

Wariant z budową własnej sieci, choć wiąże się z dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi, jest o tyle korzystny, że pozwala na ustalenie zindywidualizowanych parametrów fizyko-chemicznych wprowadzanego do sieci paliwa gazowego w ramach standardów dopuszczonych w § 38 rozporządzenia systemowego.



4.3 Obowiązek odbioru biogazu wprowadzanego do sieci gazowej

W tym kontekście podstawowa regulacja prawna wskazana jest w art. 118 u.o.z.e., który przesądza, że OSDg w obszarze swojego działania, odbiera biogaz lub biogaz rolniczy spełniający parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 u.p.e., wytwarzanego w instalacji OZE przyłączonej bezpośrednio do sieci tego operatora. Wskazany przepis w istocie powiela wcześniejsze uregulowania dotyczące biogazu rolniczego wskazane w art. 9c ust. 6a u.p.e., choć swoją dyspozycją obejmuje także konieczność odbioru biogazu wprowadzania do sieci gazowej innego niż biogaz rolniczy. W tym zakresie warto jednoznacznie podkreślić, że ów obowiązek dotyczy jedynie przedsiębiorstw energetycznych realizujących zdania OSDg i nie dotyczy już operatora systemu przesyłowego. Obowiązek odbioru wytworzonego biogazu jest również nierozdzielnie związany z obowiązkiem zawarcia umowy o przyłączenie instalacji do sieci gazowej, o którym mowa w art. 7 u.p.e., gdyż instalacja ta musi być bezpośrednio przyłączona do sieci gazowej OSDg, realizującego omawiany obowiązek. W tym zakresie należy jeszcze przypomnieć, że instalacje wytwarzające biogaz, inny niż biogaz rolniczy, nie stanowią instalacji OZE, o której mowa w art. 2 pkt 13 u.o.z.e (zob. pkt 2 niniejszego rozdziału). W związku z powyższym *de lege ferenda* należałoby postulować do ustawodawcy o rozszerzenie treści art. 118 u.o.z.e. i wskazanie, że obowiązek ten dotyczy instalacji wytwarzających biogaz, przyłączonych bezpośrednio do sieci danego OSDg. Pozwoliłoby to na objęcie tym obowiązkiem także innych instalacji, które wytwarzają biogaz inny niż biogaz rolniczy np. biogaz z oczyszczalni ścieków, który ma istotny potencjał rozwojowy w zakresie wprowadzania biogazu do sieci gazowej. Alternatywnym rozwiązaniem byłaby zmiana definicji legalnej pojęcie instalacja OZE zawartej w art. 2 pkt. 13 u.o.z.e., która obejmowałaby wszystkie obiekty budowlane służące do wytwarzania biogazu, a nie jak w aktualnym stanie prawnym wyłącznie do wytwarzania biogazu rolniczego.

Powyższe przepisy stanowią zatem implementację rozwiązań prawnych wskazanych w dyrektywie 2009/73 oraz RED I i RED II, stanowiących gwarancję odbioru każdej ilości biogazu albo biogazu rolniczego zatłaczanego do gazowej sieci dystrybucyjnej, spełniającego jednocześnie odpowiednie parametry jakościowe określone we właściwych przepisach wykonawczych. W tym zakresie polski ustawodawca implementował również rozwiązania umożliwiające ograniczenie konieczności odbioru biogazu rolniczego, ze względu na brak zachowania jakościowych parametrów technicznych oraz norm bezpieczeństwa, co obecnie



może jednak wpływać na zbyt szerokie wykorzystywanie przez operatorów przesłanki niezachowania tych parametrów i norm do odmowy odbioru biogazu.

Odpowiednie parametry jakościowe umożliwiające zatłaczanie biogazu rolniczego do gazowej sieci dystrybucyjnej zostały już określone w pkt 4.2 niniejszego rozdziału. Uwzględniając zatem normę prawną wynikającą z art. 118 u.o.z.e. należy wskazać, że jedynie niedopełnianie przez wytwórcę biogazu powyższych parametrów jakościowych jest jedyną podstawą do odmowy odbioru tak wytworzonego paliwa gazowego w instalacji przyłączonej bezpośrednio do sieci danego OSDg. Jeżeli zatem wytwórca dotrzyma opisanych parametrów jakościowych biogazu, a właściwy OSDg odmówi odbioru takiego biogazu, uniemożliwiając jednocześnie transport tych

paliw gazowych, operator ten podlega karze pieniężnej, wymierzonej przez Prezesa URE na podstawie art. 56 ust. 24 u.p.e. albo na podstawie art. 168 pkt 7 u.o.z.e.

Jednakże, jak wynika z badań przeprowadzonych w zakresie właściwości fizykochemicznych biogazu w nieprzetworzonej postaci (bez oczyszczenia), co do zasady nie spełnia on wymagań jakościowych stawianych przez odpowiednie przepisy rozporządzeń wykonawczych (zob. J. Holewa, E. Kukulska-Zajac, M. Pęgielska, *Analiza możliwości wprowadzania biogazu do sieci przesyłowej*, Nafta-Gaz 8/2012, s. 524-529; M. Wiśniecka, J. Holewa-Rataj, E. Kukulska-Zajac, *Analiza możliwości wprowadzania biogazu do sieci gazu ziemnego*, Instal 11/2016, s. 38-42; W. Kostowski, K. Górny, *Analiza możliwości mieszania biogazu z gazem ziemnym z uwzględnieniem limitów wymaganej jakości gazu sieciowego*, Instal 3/2010, s. 18). Zatem najważniejszym warunkiem, jaki musi być spełniony, aby możliwym było wprowadzanie biogazu do sieci gazowej jest doprowadzenie jego parametrów fizykochemicznych do takiego poziomu, aby odpowiadał on parametrom danej sieci gazowej.

W tym kontekście należy jeszcze podkreślić, że obowiązku odbioru biogazu o wskazanych powyżej parametrach technicznych, nałożonego na OSDg nie należy utożsamiać z obowiązkiem zakupu, dotyczącym chociażby ciepła pochodzącego z OZE (art. 116 i 117 u.o.z.e.). Oznacza to, że wytwórca biogazu może zatłoczyć określoną ilość biogazu do sieci gazowej, choć chcąc sprzedać to paliwo gazowe musi znaleźć na rynku podmiot gotowy kupić ten biogaz oraz wykorzystać go na własne potrzeby (odbiorca końcowy) albo przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi. W związku z powyższym wskazane przepisy nakazują OSDg jedynie fizycznie odebrać przedmiotowy biogaz oraz umożliwić świadczenie usług dystrybucji (transportu) tego biogazu. W tym kontekście niezmiernie ważne jest zatem znalezienie na rynku takiego odbiorcy biogazu, który uwzględniając zarówno jego wartość materialną (paliwo gazowe), jak i niematerialną (paliwo OZE) zapewni ekonomiczną opłacalność przeprowadzonej inwestycji w omawiane instalacje wytwarzające paliwa gazowe z OZE.



5

5. INSTRUMENTY WSPARCIA WYTWARZANIA BIOGAZU ROLNICZEGO

W kontekście dokonanych ustaleń terminologicznych zawartych w pkt 1 i 2 niniejszego rozdziału należy wskazać, że przedmiotem odpowiednich mechanizmów i instrumentów wsparcia unormowanych w u.o.z.e. mogą być zarówno instalacje OZE wytwarzające energię elektryczną z różnych kategorii biogazu (tzw. instalacja biogazowa), jak również instalacje, które swoją działalność opierają wyłącznie na produkcji biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci gazowej (tzw. instalacja biometanowa) postulowane jest rozszerzenie także na inne kategorie biogazu, w tym w szczególności tego pochodzącego z oczyszczalni ścieków. W tym zakresie należy wskazać, że instalacje biometanowe produkujące paliwo gazowe w postaci biogazu rolniczego wprowadzanego do gazowej sieci dystrybucyjnej mogą potencjalnie korzystać z dwóch instrumentów wsparcia w postaci:

1. świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, a także
2. nowowprowadzanych dedykowanych aukcji OZE, w których przedmiotem wsparcia będzie ekwiwalentna ilość energii elektrycznej wynikająca z przeliczenia biogazu rolniczego.

Wyprzedzając zatem niektóre dalsze ustalenia, na tym etapie wystarczające będzie jedynie wskazanie, że polskie prawodawstwo umożliwia objęcie instrumentem wsparcia jedynie instalacje wytwarzające biogaz rolniczy, a także wprowadzające go wyłącznie do gazowej sieci dystrybucyjnej. W tym miejscu trzeba jeszcze wskazać, że planuje wprowadzić się w tym zakresie istotne zmiany, które zostały omówione w pkt 8 niniejszego rozdziału. Projekt ma dotyczyć m.in. obszarów biometanu, klastrów, gwarancji pochodzenia oraz wsparcia najstarszych instalacji OZE, które mogłyby kontynuować okres wsparcia.

5.1 Ekwiwalentna ilość energii elektrycznej przeliczanej z biogazu wprowadzanego do sieci gazowej

Zanim jednak przejdziemy do szczegółowych rozważań nad obowiązującymi instrumentami wsparcia, należy poddać analizie prawnej szczegółowe unormowania dotyczące możliwości potwierdzania danych dotyczących wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzanego do dystrybucyjnej sieci gazowej. Delegacja ustawowa do wydania przedmiotowego rozporządzenia zawarta jest w art. 62 u.o.z.e., które jak było już wskazane w przedmiotowym zakresie ma zastąpić dotychczasowe rozporządzenie biogazowe. Rozporządzenie to wygasło z mocy prawa z dniem 30 czerwca 2018 r., a w tym terminie powinny zostać wydane nowe przepisy wykonawcze oparte bezpośrednio na delegacji ustawowej zawartej

w przepisach u.o.z.e. Niemniej, zakres delegacji ustawowej do wydania obu rozporządzeń nie jest jednak tożsamy. Ewentualne rozporządzenie wydawane na podstawie art. 62 u.o.z.e., ze względu na ograniczenie upoważnienia do wydania przepisów wykonawczych, w odróżnieniu od dotychczasowego rozporządzenia biogazowego nie reguluje w sposób szczegółowy takich zagadnień jak parametry jakościowe biogazu rolniczego wprowadzanego do gazowej sieci dystrybucyjnej oraz warunków przyłączania do sieci dystrybucyjnej gazowej instalacji wytwarzających biogaz rolniczy choć elementy te znalazły się w pierwotnych unormowaniach u.o.z.e., to w toku dalszych nowelizacji

zostały usunięte wprowadzając konieczność stosowania unormowań o charakterze *lex generali* zawartych w rozporządzeniu systemowym (aktualnie trwają prace nad zmianą tego rozporządzenia). W toku reformy systemu wsparcia biogazu wprowadzanego do sieci gazowej *de lege ferenda* postuluje się jednak ponowne wprowadzenie tych elementów do delegacji ustawowej, umożliwiającej wydanie przepisów wykonawczych.

W aktualnym stanie prawnym, zgodnie z art. 62 u.o.z.e. minister właściwy do spraw klimatu w drodze rozporządzenia powinien określić szczegółowy zakres obowiązku potwierdzania danych dotyczących biogazu rolniczego wprowadzanego do gazowej sieci dystrybucyjnej, w tym:

- a) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu rolniczego,
- b) miejsce dokonywania pomiarów ilości wytwarzanego biogazu rolniczego na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych, o których mowa w art. 49 ust. 4 u.o.z.e.,
- c) sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii na potrzeby wypełnienia obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 u.o.z.e.

- biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, dostępne technologie wytwarzania biogazu rolniczego oraz potrzebę ustalenia ilości tego biogazu. Niestety do dnia sporządzania niniejszej analizy minister właściwy do spraw klimatu nie zdecydował się na wprowadzenie tych przepisów wykonawczych tworząc w tym zakresie lukę prawną, *de facto* uniemożliwiającą korzystanie z instrumentów wsparcia biogazu rolniczego wprowadzanego do dystrybucyjnej sieci gazowej. Należy jednak wskazać, że odpowiednie prace były prowadzone czego przejawem było chociażby przedstawienie do konsultacji wewnętrznych z branżą biogazową projektu rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości wytworzonego biogazu rolniczego w instalacji odnawianego źródła energii, w wersji datowanej na 12 czerwca 2018 r.

W kontekście przedmiotowej delegacji ustawowej do wydania rozporządzenia kluczowe jest ustalenie sposobu przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE. Mając jednak na uwadze wskazany powyżej projekt rozporządzenia Ministra Energii datowanej na 12 czerwca 2018 r., należy wskazać, że przewidywało ono utrzymanie dotychczasowego wzoru w zakresie zasady wyliczenia ilości wytworzonego biogazu rolniczego przeliczanego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej możliwej do wytworzenia w instalacji OZE. W konsekwencji w zakresie wyliczania ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej przeliczanej z biogazu rolniczego dotychczasowe rozporządzenie biogazowe wskazywało poniższy wzór:

$$E_{OZEekw} = \sum_{i=m}^n (M_i \cdot r_i) \cdot \eta$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- E_{ozeekw} - ilość energii elektrycznej możliwej do wytworzenia w odnawialnych źródłach energii stanowiącą ekwiwalent wytworzonego biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej [MJ],
- N - ilość partii biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej,
- M - oznaczenie kolejnej partii biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej,
- M_{bri} - ilość biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej w poszczególnych partiach [m³], o określonej wartości opałowej zmierzonej za pomocą urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego,
- r_i - rzeczywistą wartość opałową poszczególnej partii biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej [MJ/m³],
- D - referencyjną wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej w jednostce zużywającej biogaz rolniczy ($\eta = 52,5\%$).

5.2 Świadcstwa pochodzenia biogazu rolniczego

W pierwszej kolejności należy wskazać, że paliwo gazowe w postaci biogazu rolniczego wprowadzanego do dystrybucyjnej sieci gazowej może uzyskiwać świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, o których mowa w art. 48 ust. 1 u.o.z.e. Instrument ten stanowi zatem podstawowy mechanizm operacyjnego wspierania działalności biogazowni rolniczych, które oprócz sprzedaży biogazu zatłaczanego do sieci gazowej mogą również uzyskiwać przychody ze sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia biogazu rolniczego (*tzw. certyfikat brązowy*).

Przed rozpoczęciem przedmiotowej działalności przedsiębiorca musi uzyskać urzędowo potwierdzony efekt zachęty, w którym Prezes URE na podstawie opisu techniczno-ekonomicznego projektowanej inwestycji stwierdza czy projektowane przedsięwzięcie zostałoby zrealizowane w przypadku, gdy przedsiębiorcy nie przysługiwałyby świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, determinujące dodatkowe przychody związane z ich sprzedażą. Ponadto, przedsiębiorca może otrzymać świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego jedynie w przypadku, gdy do produkcji biogazu rolniczego użyto wyłącznie substratów rolniczych, opisanych w art. 2 pkt 2 u.o.z.e. Ostatnim już warunkiem natury formalnej prowadzącym do uzyskania świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego jest konieczność wystąpienia z odpowiednio skonstruowanym wnioskiem do Prezesa URE, który można złożyć jedynie za pośrednictwem odpowiedniego OSDg, na którego obszarze działalności znajduje się dana biogazownia rolnicza. Świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego przysługują przez okres kolejnych 15 lat, licząc od dnia wytworzenia po raz pierwszy biogazu rolniczego, nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2035 r. W tym zakresie należy pamiętać, że pierwsze wytworzenie biogazu rolniczego może nastąpić już w takcie rozruchu technologicznego danej biogazowni rolniczej.

W dalszej części należy zastanowić się nad zasadami funkcjonowania mechanizmu zapewniającego popyt na zakup praw majątkowych wynikających ze świadectw

pochodzenia biogazu rolniczego. Podstawą tego mechanizmu jest obowiązek uregulowany w art. 52 ust. 1 u.o.z.e. nakazujący określonym podmiotom uzyskiwać i przedstawiać do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia lub świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego lub uiścić odpowiednio skalkulowaną opłatę zastępczą. Obowiązek ten wykonują podmioty szczegółowo opisane w art. 52 ust. 2 u.o.z.e., które w dalszej części niniejszego opracowania nazywane będą podmiotami zobowiązanymi. Wskazany powyżej obowiązek uznaje się za wykonany, jeżeli za dany rok suma energii wynikająca z umorzonych świadectw pochodzenia, ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia biogazu rolniczego lub uiszczenia opłaty zastępczej odpowiada określonym limitom, wskazanym w art. 59 pkt 1 lit. a-e oraz pkt 2 lit. a-e u.o.z.e. Zatem mechanizm handlu świadectwami pochodzenia biogazu rolniczego jest częścią funkcjonującego oraz powszechnie znanego w branży OZE systemu wsparcia opartemu na obrocie *tzw. zielonymi certyfikatami*. Niemniej, wprowadzone w tym zakresie zmiany przepisów prawa dotyczą w szczególności zakresu obowiązku umarzania wskazanych świadectw oraz jego szczegółowego podziału na procentowy udział poszczególnych świadectw pochodzenia, realizujących ów obowiązek.

Kluczową zmianą wprowadzoną od dnia 1 lipca 2016 r. jest wydzielenie z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia odrębnego podziału na *tzw. „obowiązek zielony”* tradycyjnie realizowany przez świadectwa pochodzenia (*tzw. zielone certyfikaty*), o czym mowa w art. 59 ust. 1 u.o.z.e. oraz *tzw. „obowiązek błękitny”* nakazujący oddzielny zakup świadectw pochodzenia energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z biogazowni rolniczych, o czym mowa w art. 59 ust. 2 u.o.z.e. (zob. Informacja Prezesa URE z dnia 17 października 2016 r. Nr 54/2016 dotycząca realizacji obowiązku w zakresie uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego albo uiszczenia opłaty zastępczej za rok 2016, s. 3-10).

Jednocześnie ustawodawca jednoznacznie określił proporcje między oboma obowiązkami wskazując, że do 2022 r. obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia uznaje się za spełniony jeżeli udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikający z umorzonych świadectw wynosi odpowiednio 18,5% w stosunku do „obowiązku zielonego” oraz 0,5% w stosunku do „obowiązku błękitnego” co nastąpiło już w stosunku do „obowiązku zielonego, który zarówno w 2020 jak i 2021 r. wynosił 19,5%. Na rok 2023 obowiązek ten zmniejszono odpowiednio do 12% oraz 0,5%. Niemniej, zgodnie z art. 60 u.o.z.e. minister właściwy do spraw klimatu może, w drodze rozporządzenia zmienić wielkość tego procentowego udziału na kolejne lata kalendarzowe. Konsekwencją wyodrębnienia szczególnego obowiązku wyłącznie dla biogazowni rolniczych jest nowelizacja art. 44 ust. 1a u.o.z.e. wprowadzająca wymóg oddzielnego wydawania świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego oraz innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii.

Nie wchodząc zbyt dogłębnie w przepisy intertemporalne (które same w sobie mogłyby stać się przedmiotem odrębnego opracowania) należy stwierdzić, że począwszy od 1 lipca 2016 r. podmioty zobowiązane powinny realizować tzw. „błękitny obowiązek” we wskazanym powyżej zakresie poprzez instrumenty prawne jakimi są świadectwa pochodzenia potwierdzające wytworzenie po 30 czerwca 2016 r. energii elektrycznej z biogazu rolniczego (tzw. błękitne certyfikaty) lub poprzez ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia biogazu rolniczego (tzw. brązowy certyfikat), o których mowa w art. 48 u.o.z.e. lub też ewentualnie poprzez wpłatę odpowiednio skalkulowanej opłaty zastępczej.

Z punktu widzenia niniejszego opracowania najbardziej interesującą kwestią jest możliwość realizacji „obowiązku błękitnego” poprzez przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, wydawanych biogazowniom rolniczym załączającym biogaz do sieci gazowej. Zgodnie z art. 59 pkt 2 u.o.z.e. biogazownie wytwarzające wyłącznie biogaz rolniczy realizują „błękitny obowiązek” w ekwiwalentnej ilości

energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. Oznacza to, że wydane certyfikaty przeliczane są na ekwiwalent energii elektrycznej możliwej do wytworzenia w odnawialnych źródłach energii, zgodnie ze wzorem opisanym w §7 rozporządzenia biogazowego. W tym zakresie pod uwagę bierze się ilość biogazu wprowadzonego do sieci gazowej, wartość opałową tego biogazu oraz referencyjną wartość sprawności określoną na poziomie 52,5%. Zatem uzyskiwanie świadectw pochodzenia biogazu rolniczego umarżanych na potrzeby „obowiązku błękitnego” odpowiada ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej, obliczanej zgodnie z powyższym wzorem dla biogazu rolniczego, z którego nie wytwarza się energii elektrycznej, a załącza do gazowej sieci dystrybucyjnej.

Analizując kształtowany przez ustawodawcę popyt podmiotów zobowiązanych na tzw. brązowe certyfikaty (świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego) należy jeszcze podkreślić, że możliwość powstawania instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego generujących tzw. błękitne certyfikaty mogą uzyskiwać jedynie wytwórcy eksploatujący biogazownie uruchomione przed dniem 1 lipca 2016 r. W związku z powyższym istnieje ich ograniczona liczba, a nadto w aktualnym stanie prawnym nie mogą powstać już kolejne takie instalacje OZE, które mogłyby dostarczać alternatywnych świadectw pochodzenia pożądaných przez podmioty zobowiązane. Natomiast świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego (tzw. brązowe certyfikaty) mogą uzyskiwać także nowoprojektowane biogazownie rolnicze, załączające biogaz do sieci gazowej, dla których maksymalny okres wsparcia ograniczony jest datą 31 grudnia 2035 r.

W tym zakresie należy również wskazać, że perspektywa inwestycji w nowoprojektowane biogazownie rolnicze, które w maksymalnym zakresie chcą wykorzystać okres przysługujących im świadectw pochodzenia biogazu rolniczego skończył się z dniem 1 stycznia 2020 r. W przypadku, gdy rozruch technologiczny (tj. pierwsze wytworzenie biogazu rolniczego) projektowanej biogazowni rozpocznie się po tym terminie instalacja taka będzie mogła uzyskiwać świadectwa pochodzenia biogazu

rolniczego, jednak w odpowiednio krótszym okresie, ograniczonym datą 31 grudnia 2035 r. W związku z powyższym biorąc pod uwagę ograniczoną liczbę aktualnie funkcjonujących biogazowni rolniczych wytwarzających energię elektryczną oraz możliwość zorganizowania dla nich odrębnych „migracyjnych” aukcji OZE należy wskazać, że w perspektywie kolejnych lat realizacja „błękitnego obowiązku” w zasadniczej części będzie mogła opierać się na obrocie świadectwami pochodzenia biogazu rolniczego (tzw. brązowymi certyfikatami), o których mowa w art. 48 u.o.z.e., generowane przez biogazownie rolnicze przyłączone do gazowej sieci dystrybucyjnej.



Ponadto, analizując zagadnienie popytu na świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego należy wskazać na bardzo korzystne uregulowania zawarte w art. 47 ust. 2 u.o.z.e. Przepis ten wskazuje, że podmioty zobowiązane do realizacji zarówno „obowiązku zielonego” jak i „obowiązku błękitnego” w pierwszej kolejności zobligowane są do uzyskania i przedstawienia do umorzenia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. Zatem zgodnie z tym przepisem, podmiot zobowiązany w pierwszej kolejności wykonuje ww. obowiązki poprzez uzyskanie i przedstawienie do umorzenia odpowiednich świadectw, gdy którakolwiek ze średnioważonych cen praw majątkowych wynikających z tych świadectw będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56 u.o.z.e. W związku z powyższym podmioty zobowiązane mogą uiścić opłatę zastępczą, realizując tym samym obowiązki wynikające z art. 52 ust. 1 w zw. z art. 59 pkt 1 i 2 u.o.z.e. jedynie w przypadku, gdy średnioważona cena praw majątkowych

wynikająca np. ze świadectw pochodzenia z biogazu rolniczego będzie wyższa niż jednostkowa opłata zastępcza tj. 300,03 zł/MWh. Dalej, art. 47 ust. 7 u.o.z.e. wskazuje, że podmiot zobowiązany mimo zaistnienia podstaw do realizacji obowiązku przez umorzenie świadectw pochodzenia biogazu rolniczego (tzw. brązowych certyfikatów) lub odpowiednich świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w biogazowni rolniczej (tzw. błękitnych certyfikatów), może uiścić opłatę zastępczą także w przypadku, gdy wykaże, że składał w transakcjach sesyjnych zlecenia kupna praw majątkowych wynikających z tych świadectw, ale z uwagi na brak ofert sprzedaży nie nabył żadnych praw na sześciu sesjach od początku roku kalendarzowego do 31 maja roku następnego, w odpowiedniej liczbie określanej na dany rok (aktualnie 0,5%) brak wystarczającej podaży danych świadectw. Zatem co do zasady, gdy cena dostępnych na rynku świadectw pochodzenia biogazu rolniczego będzie się utrzymywać poniżej jednostkowej ceny opłaty zastępczej 300,03 zł/MWh, podmioty zobowiązane nie będą mogły realizować owego obowiązku poprzez uiszczenie opłaty zastępczej, a w związku z tym będą utrzymywać popyt m.in. na świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego na dość stabilnym poziomie, zbliżonym do wskazanej powyżej kwoty.

Reasumując dotychczasowe rozważania dotyczące instrumentu świadectw pochodzenia biogazu rolniczego (tzw. brązowy certyfikat) należy wskazać, że ustawodawca zamierza dokonać szczegółowej reformy systemu wsparcia biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci gazowej, co jest również związane z brakiem notyfikacji tego instrumentu wsparcia przez Komisję Europejską. W związku z powyższym można pokusić się o konstatację, że instrument ten będzie stopniowo wygaszany i zastępowany nowymi instrumentami wsparcia, a brak wydania odpowiednich przepisów wykonawczych umożliwiających pobieranie owych świadectw stanowi tylko potwierdzenie przedstawionej tezy. Niezależnie od tego wśród podstawowych wad tego instrumentu wsparcia należy wymienić brak stabilności związanej z corocznie ustalonymi przez ministra właściwego do spraw energii poziomem popytu na tego rodzaju świadectwa.

5.3 Aukcje OZE dla biogazu rolniczego

Drugim dostępnym aktualnie instrumentem wsparcia biogazu rolniczego wprowadzanego do dystrybucyjnej sieci gazowej jest natomiast możliwość skorzystania z instrumentu aukcji OZE, unormowanego w art. 71-93 u.o.z.e. W związku z powyższym wytwórca wytwarzający biogaz rolniczy na zasadzie alternatywy rozłącznej ma możliwość dokonania wyboru instrumentu wsparcia biogazu rolniczego w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego albo aukcji OZE dla biogazu rolniczego w ramach zasad i wolumenów przeprowadzania aukcji OZE z tym, że każdy z tych instrumentów wymaga wytworzenia paliwa gazowego w postaci biogazu rolniczego oraz wprowadzania go do gazowej sieci dystrybucyjnej.

Zgodnie z obowiązującymi rozwiązaniami zawartymi w art. 73 ust. 3b u.o.z.e. aukcje OZE dla elektroenergetycznych biogazowni rolniczych, o których mowa w ust. 3a pkt 3, obejmują również sprzedaż biogazu rolniczego, wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii oraz wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej gazowej. Oznacza to, że aukcje OZE dedykowane instalacjom wykorzystującym wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej obejmują również sprzedaż tego biogazu, o ile został on wprowadzony do gazowej sieci dystrybucyjnej. W związku z powyższym przedmiot aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej z biogazu rolniczego w instalacjach OZE jest znacznie szerszy niż wyłącznie sprzedaż tej energii elektrycznej, gdyż obejmuje on również sprzedaż paliwa gazowego w postaci biogazu rolniczego, który zgodnie z przepisami wykonawczymi wydanymi na podstawie art. 62 u.o.z.e. będzie przeliczany na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającej z tego biogazu.

Zasady funkcjonowania systemu aukcyjnego uregulowane w art. 71-93 u.o.z.e., w odpowiedni sposób znajdują zastosowanie również do aukcji biometanowych, a zatem w szczególności wymagają przeprowadzenia postępowania prekwalfikacyjnego, złożenia odpowiednio skalkulowanej oferty aukcyjnej, a także rozliczenia

się z zadeklarowanego poziomu ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej przeliczonej z biogazu rolniczego wprowadzonego do gazowej sieci dystrybucyjnej. Teza ta potwierdzona jest również szczegółowymi unormowaniami zawartymi w Regulaminie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE, który w §12 ust. 7 również przewiduje możliwość złożenia oferty aukcyjnej stanowiącej ekwiwalentną ilość energii elektrycznej przeliczanej z biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci gazowej.

W tym kontekście należy wskazać, że zgodnie z art. 184h ust. 1 u.o.z.e. instalacje biometanowe będą rywalizowały w ramach aukcji OZE z elektroenergetycznymi instalacjami biogazowymi w ramach cen referencyjnych oraz wolumenów przewidzianych dla tego rodzaju aukcji OZE, z tym zastrzeżeniem, że instalacje biometanowe będą rozliczać się z co do zasady wyższego współczynnika ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej przeliczanej z biogazu rolniczego, wyrażonego w MWh, aniżeli klasyczne elektroenergetyczne biogazownie rolnicze, co znacznie podniesie przychody przewidywane dla referencyjnej biogazowni rolniczych o mocy zainstalowanej odpowiadającej 1 MW. Trzeba też podkreślić, że zgodnie z najnowszym stanem prawnym Rada Ministrów w drodze rozporządzenia ustali wolumen energii elektrycznej przeznaczonej na aukcje OZE na poszczególne lata 2022-2027, przy czym ewentualna korekta tych założeń dokonywana w ramach zmiany przepisów wykonawczych będzie mogła następować tylko w górę, a więc w ramach podwyższenia dostępnego wolumenu. Ponadto, zgodnie z art. 77 ust. 6 u.o.z.e. ceny referencyjne określone dla instalacji OZE, o których mowa w ust. 5 pkt 1, 6 i 7, stosuje się odpowiednio do instalacji OZE, w której jest wytwarzany oraz wprowadzany do sieci dystrybucyjnej gazowej biogaz rolniczy, biorąc pod uwagę sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej określony w przepisach wydanych na podstawie art. 62 u.o.z.e.

W tym zakresie system wsparcia biogazu wprowadzanego do gazowej sieci dystrybucyjnej byłby powiązany z cenami energii elektrycznej, co w naturalny sposób odnosiłoby poziom jego wsparcia (dodatkowej pomocy publicznej) do alternatywnego sposobu wykorzystania tego rodzaju paliwa gazowego w postaci biogazu rolniczego na cele kogeneracyjne (tzw. CHP) oraz elektryfikacji transportu (elektromobilność). W związku z powyższym średnie ceny energii elektrycznej notowane w ramach wskaźnika TGeBase (PLN/MWh) stanowiłyby cenę benchmarkową w stosunku do rozliczania ujemnego salda za ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającej z przeliczenia biogazu rolniczego wprowadzonego do gazowej sieci dystrybucyjnej, zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3 u.o.z.e. Jeżeli zatem ceny energii elektrycznej będą spadały w związku z rozwojem OZE to wsparcie kierowane do instalacji biometanowych będzie z tym powiązane i również będzie ulegało ewentualnemu zmniejszeniu wraz ze wskaźnikiem TGeBase.

Co więcej, jak wskazano już w pkt 4 niniejszego rozdziału, prowadzone są prace legislacyjne mające na celu wprowadzenie odpowiednich przepisów wykonawczych mających na celu zapewnienie realizacji przepisów ustawy umożliwiających przeliczanie ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej z biogazu rolniczego wprowadzonego do dystrybucyjnej sieci gazowej. Przede wszystkim chodzi o projekt rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, który utrzymuje dotychczasowy wzór w zakresie zasady wyliczenia ilości wytworzonego biogazu rolniczego przeliczanego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej możliwej do wytworzenia w odnawialnych źródłach energii. Alternatywnie rozważana jest też propozycja wprowadzenia przedmiotowego wzoru na wyliczenie ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej bezpośrednio do przepisów u.o.z.e., co dodatkowo wzmocni stabilność tych unormowań. Wprowadzenie tych przepisów jest niezbędne dla skutecznego funkcjonowania instalacji biometanowych, które na bazie

obecnie obowiązujących przepisów zostałyby ewentualnie zakontraktowane w ramach aukcji organizowanych w kolejnych latach kalendarzowych.

W 2022 r. w ramach rozporządzenia o cenach referencyjnych ustalono również maksymalny poziom wsparcia dostępny w ramach aukcji OZE dla instalacji wykorzystujących biogaz rolniczy. Zgodnie z art. 77 ust. 6 u.o.z.e. przepisy dotyczące instalacji biometanowych wynoszą odpowiednio 785 zł/MWh dla instalacji odpowiadających mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW; 715 zł/MWh dla instalacji odpowiadających mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW oraz 700 zł/MWh dla instalacji odpowiadających mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW. Ceny te będą zatem stanowiły maksymalny poziom zgłaszanych cen aukcyjnych w ramach ofert instalacji biometanowych na aukcji w 2022 r. Warto też podkreślić, że rozporządzenie w sprawie cen referencyjnych przewiduje też wyższe ceny instalacji biogazowych wytwarzających energię elektryczną z wysokosprawnej kogeneracji, co przewrotnie czyni instalacje biometanowe bardziej konkurencyjnymi w stosunku do biogazowni kogeneracyjnych w ramach bezpośredniej rywalizacji tych instalacji OZE w odpowiednich koszykach aukcyjnych, o których mowa w art. 73 ust. 3a w zw. z ust. 3b w zw. z ust. 4 u.o.z.e. Innymi słowy instalacja biometanowa, w związku z tym, że będzie mogła zgłosić niższą cenę referencyjną będzie mogła skutecznie zakontraktować zgłoszoną ekwiwalentną ilość energii elektrycznej przeliczanej z biogazu rolniczego, o ile biogazownie kogeneracyjne będą odnosiły swoje oferty do wyższego poziomu przysługującej im ceny referencyjnej.

Uwzględniając obowiązujące w 2022 ceny referencyjne, a także przyjmując utrzymanie dotychczasowego wzoru wyliczenia ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej można wyliczyć przykładowy model przychodowy dla referencyjnej instalacji biometanowej odpowiadającej mocy zainstalowanej elektrycznej 1 MW zgłoszonej do tegorocznej aukcji OZE.

Dane referencyjnej biogazowni

2.100.000 m³

roczna produkcja oczyszczonego biogazu
rolniczego (biometanu)

38 MJ/m³

rzeczywista wartość opałowa poszczególnej
partii biogazu rolniczego

Oczywiście standardy wprowadzane do sieci biogazu rolniczego zależą od poszczególnej technologii oraz stosowanych standardów oczyszczania paliw gazowych. Parametry poszczególnych partii będą ustalane przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane w miejscu przyłączenia biogazowni rolniczej do gazowej sieci dystrybucyjnej.

Na bazie wskazanych powyżej danych referencyjnych, można wyliczyć **ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającą z biogazu rolniczego wprowadzonego do gazowej sieci dystrybucyjnej:**

$(2.100.000 \text{ m}^3 * 38 \text{ MJ/m}^3 * 0,525) : 3600$

= 11 637 MWh

Wyliczona wartość stanowi roczny ekwiwalent energii elektrycznej wynikający z przeliczenia biogazu rolniczego wprowadzane do gazowej sieci dystrybucyjnej, która następnie będzie stanowiła podstawę do wyliczenia ujemnego salda.

Wyliczony ekwiwalent może zostać zgłaszany do aukcji OZE i podlegać będzie wsparciu w ramach wylicytowanej ceny aukcyjnej, która musi być jednak pomniejszona o element średniej ceny energii elektrycznej (wskaźnik TGeBase PLN/MWh). Dodatkowym elementem przychodowym będzie natomiast sprzedaż paliw gazowych wytworzonych w biogazowni rolniczej. Mając jednak na uwadze drastyczny wzrost cen energii elektrycznej wykorzystywanej w tym modelu do wyliczenia ewentualnej dopłaty za ekwiwalentną ilość energii elektrycznej, czyni to te rozliczenia całkowicie nieopłacalnymi. W konsekwencji aktualnie skonstruowany model nie przystaje do warunków rynkowych i w związku z dużym wzrostem cen energii elektrycznej nie zapewnia wsparcia instalacjom wytwarzającym biogaz rolniczy, które chciałby wprowadzić go do sieci gazowej.

De lege ferenda, przy założeniu braku przeprowadzania szerszych reform, należałoby również postulować, aby opisanym powyżej instrumentem prawnym zapewniającym wsparcie wytwarzania paliw gazowych z OZE objęty został również inny biogaz pochodzący z biomasy, który z technologicznego punktu widzenia, na podobnych zasadach co biogaz rolniczy może być zatłaczany do sieci gazowej. Chodzi tu o wytwarzanie gazu w procesie przetwarzania odpadów biodegradowalnych innych niż rolnicze, który również pozwoli na wytworzenie biogazu, o parametrach jakościowych dostosowanych do parametrów pracy sieci gazowej. W aktualnym stanie prawnym polski ustawodawca nie zdecydował się na wsparcie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw gazowych z innych substratów niż te wskazane w art. 2 pkt 2 u.o.z.e. (biogaz rolniczy), co niewątpliwie negatywnie wpływa na optymalny poziom wykorzystania dostępnych w Polsce surowców energetycznych do produkcji paliw gazowych. W szczególności chodzi tu o dużych ilościach biogazu generowanego na instalacjach do oczyszczania ścieków, który to biogaz w aktualnym stanie prawnym pomimo tego, że byłby zatłaczany do gazowej sieci dystrybucyjnej nie może liczyć na objęcie go dostępnymi instrumentami wsparcia dedykowanymi wyłącznie dla instalacji OZE wytwarzających biogaz rolniczy wprowadzony do takiej sieci gazowej.

6. POMOC INWESTYCYJNA NA WSPIERANIE BUDOWY INSTALACJI BIOMETANOWYCH

6.1 Dotacje i preferencyjne pożyczki

Instrumenty subsydiowania powstawania instalacji wytwarzania biogazu lub biometanu są elementem szeregu programów wsparcia w Polsce w najbliższych latach. W najbliższym okresie źródłem finansowania takich inicjatyw są dwie główne pule środków:

1. Pierwsza pochodzi z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, z którego finansowane są programy operacyjne realizowane na dwóch szczeblach:
 - a. ogólnokrajowym tzw. program operacyjny Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027 (FEnIKS),
 - b. regionalnym tzw. regionalne programy operacyjne, np. Fundusze europejskie dla Zielonej Wielkopolski;
2. Druga pochodzi z Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności, z którego finansowany jest Krajowy Program Odbudowy.

Dofinansowanie w postaci dotacji jest przewidziane w ramach programów operacyjnych finansowanych z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, zaś w ramach Krajowego Programu Odbudowy przewidziane będzie wsparcie w postaci pożyczek. Na chwilę sporządzenia memorandum nie są znane szczegółowe założenia dotyczące naborów wniosków o dofinansowanie do wyżej wskazanych instrumentów wsparcia ani szczególne warunki z nimi związane, jednak założenia w nich zawarte pozwalają na wskazanie kluczowych informacji.

Dotacje

Podstawowym narzędziem wsparcia instalacji biogazowych w najbliższych latach będzie cel szczegółowy 2.2 FEnIKS: Wspieranie energii odnawialnej:

- a) **Obszar wsparcia:** stymulowanie powstawania nowych instalacji do produkcji energii elektrycznej, instalacji do produkcji ciepła oraz wytwarzania paliw alternatywnych z OZE wraz z magazynami energii działającymi na potrzeby danego źródła OZE oraz przyłączeniem do sieci. Brak jest obecnie ograniczeń co do właściwości instalacji.
- b) **Kluczowe Kryteria oceny wniosków:** efektywność kosztowa (wartość dotacji na 1MWh/1MW energii) oraz cele środowiskowe (redukcja emisji CO₂),
- c) **Pula środków** (lata 2021-2027):

I. Biomasa

regiony słabiej rozwinięte (<75% średniego PKB UE-27): 74 117 647 EUR

regiony w okresie przejściowym (75%<x<100% średniego PKB UE-27): 10 588 235 EUR

regiony lepiej rozwinięte (>100% średniego PKB UE-27): 5 294 118 EUR

II. Biomasa o wysokim poziomie redukcji emisji gazów cieplarnianych

regiony słabiej rozwinięte (<75% średniego PKB UE-27): 14 000 000 EUR

regiony w okresie przejściowym (75%<x<100% średniego PKB UE-27): 2 000 000 EUR

regiony lepiej rozwinięte (>100% średniego PKB UE-27): 1 000 000 EUR

Instrumentami wsparcia niezwiązanymi z bezpośrednim finansowaniem instalacji wytwarzania biogazu/biometanu, sprzyjającymi jednak rozwojowi sektora biogazu w Polsce będzie Cel szczegółowy 2.1 FEnIKS: „Wspieranie efektywności energetycznej i redukcji emisji gazów cieplarnianych” skoncentrowany na wsparciu inwestycji w sektorze ciepłowniczym, gdzie stosowanie w jednostkach wytwórczych instalacji biogazowych będzie jednym z elementów uwzględnianych w trakcie udzielenia wsparcia (alokacja: ponad 1 miliard EUR). Dalszym instrumentem sprzyjającym jest Cel szczegółowy 2.3 FEnIKS: „Rozwój inteligentnych systemów i sieci energetycznych oraz systemów magazynowania energii poza transeuropejską siecią energetyczną (TEN-E)” przewidujący dotacje dla rozbudowy, przebudowy, zmiany przeznaczenia i modernizacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych gazu w celu dostosowania ich do przesyłu m.in. biometanu (alokacja: ponad EUR 1 miliard).

Dodatkowo mechanizmy wsparcia zostały przewidziane w ramach regionalnych programów operacyjnych, np. w programie operacyjnym dla regionu Dolnego Śląska na lata 2021-2027 przewidziano ponad EUR 4 milionów, dla regionu Pomorza ponad EUR 8 milionów, dla regionu Wielkopolski ponad EUR 6 milionów, zaś dla Mazowsza: EUR 16 milionów. Część programów operacyjnych zastrzega, że wsparcie będzie dotyczyło małych instalacji (Pomorze, Dolny Śląsk), tj. instalacji o mocy poniżej 0,5 MW dla biogazu.

Pożyczki

W ramach Krajowego Programu Odbudowy przewidziane jest wsparcie w postaci pożyczek dla przedsiębiorców służących celowi B1.2.1 Krajowego Programu Odbudowy: „Efektywność energetyczna i OZE w przedsiębiorstwach” inwestycje o największym potencjale redukcji gazów cieplarnianych.” W ramach projektu KPO przewidziano mechanizm wsparcia o wartości EUR 300 milionów na ogólne działania związane z efektywnością energetyczną i OZE. Krajowy Program Odbudowy przewiduje jednak w zakresie odnawialnych źródeł energii preferencje dla energetyki wiatrowej i słonecznej.

Inne środki

W przypadku Polski zasadniczo środki krajowe związane ze wspieraniem inwestycji w instalacje wytwarzające biogaz i biometan są wspierane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który cyklicznie modyfikuje lub przedstawia nowe mechanizmy wsparcia. Obecnie dostępne jest uzyskanie wsparcia w ramach programu Agroenergia, tj. służącego wspieraniu produkcji energii ze źródeł odnawialnych w sektorze rolniczym, w tym dla biogazowni rolniczych wraz z towarzyszącą instalacją wytwarzania biogazu rolniczego o mocy nie większej niż 500 kW wraz z towarzyszącymi magazynami energii.

Zasady wsparcia

Na chwilę obecną Polska nie notyfikowała do Komisji Europejskiej żadnego specyficznego programu pomocy dla sektora biogazu i biometanu w związku z nową perspektywą finansową. Najprawdopodobniej mechanizmy wsparcia będą w znacznej mierze bazować na tzw. rozporządzeniu w sprawie wyłączeń blokowych (651/2014/UE). W zakresie pomocy inwestycyjnej przewidziane jest dofinansowanie kosztów kwalifikowanych uznawanych jako dodatkowe koszty inwestycji, rozumiane jako:

w przypadku gdy koszty inwestycji w produkcję energii ze źródeł odnawialnych można wyodrębnić z całkowitych kosztów inwestycji jako oddzielną inwestycję (na przykład jako łatwy do wyodrębnienia dodatkowy element w już istniejącym obiekcie), to taki koszt związany z energią ze źródeł odnawialnych stanowi koszty kwalifikowalne;

w przypadku gdy koszty inwestycji w wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych można określić poprzez odniesienie do podobnej, mniej przyjaznej dla środowiska inwestycji, która prawdopodobnie została przeprowadzona w przypadku braku pomocy (np. referencyjna instalacja wytwarzania energii z gazu ziemnego), taka różnica między kosztami obu inwestycji określa koszt związany z energią ze źródeł odnawialnych i stanowi koszty kwalifikowalne.

W pierwszym przypadku wartość dofinansowania wynosi 45% kosztów kwalifikowanych, w drugim przypadku: 30% kosztów kwalifikowanych. Wskazane rozporządzenie przewiduje dodatkowe bonusy wsparcia dla małych (+20%) i średnich przedsiębiorców (+10%) oraz bonusy regionalne: 15% dla regionów spełniających warunki określone w art. 107 ust. 3 lit. a) Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (np. województwo Kujawsko-Pomorskie), oraz o 5 punktów procentowych w przypadku inwestycji prowadzonych na obszarach objętych pomocą, które spełniają warunki określone w art. 107 ust. 3 lit. c) Traktatu (np. województwo Wielkopolskie).

6.2 Ulgi podatkowe dla biometanu jako napędu do silników spalinowych

W ustawodawstwie krajowym nie zidentyfikowaliśmy specjalnych ulg podatkowych czy zwolnień związanych z wykorzystaniem biometanu, jednakże istnieje pewna preferencja podatkowa w podatku akcyzowym w obrocie paliwami w postaci gazów przeznaczonych do napędu silników spalinowych. W szczególności chodzi zatem o CNG i LNG, ale także *expressis verbis* biogazu bez względu na rodzaj substratów, z których on powstał (nie tylko biogaz rolniczy), a także wodoru i biowodoru, które będą definiowane w ramach nowelizacji RESA oraz BBLF. Ustawodawca nie wskazał też stanu skupienia takiego biogazu, stąd chodzi zarówno o tzw. bioCNG, jak i bioLNG, które po spełnieniu parametrów fizykochemicznych mogą być wykorzystywane do napędu silników spalinowych.

Wskazana preferencja podatkowa polega na zastosowaniu zerowej stawki podatku akcyzowego dla paliw metanowych przeznaczonych do napędu silników spalinowych. Niniejszą regulację, wprowadzono w art. 89 ust. 1 pkt 12 lit. aa i b ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r.

o podatku akcyzowym (t.j. Dz. U. 2022 r., poz. 143) dalej AkcyzU. Zerowa stawka akcyzy może być stosowana do CNG, LNG, bioCNG i bioLNG w odniesieniu do których obowiązek podatkowy w podatku akcyzowym powstał z dniem 14 sierpnia 2019 r. albo po tym dniu. W oparciu o art. 163b AkcyzU, prowadzenie tego rodzaju preferencji podatkowych wchodzi w zakres art. 44 Rozporządzenia 651/2014. Zgodnie z literą komentowanego przepisu, zerowa stawka akcyzy ma zastosowanie w okresie stosowania Rozporządzenia 651/2014, które zgodnie z art. 58 i 59, stosuje się do 31.12.2023 r.



7. ZAGOSPODAROWANIE UCIAŹLIWYCH SUBSTRATÓW KLUCZOWE ZAGADNIENIA

7.1 Obostrzenia dot. magazynowania na otwartej powierzchni obornika oraz wykorzystywania upraw energetycznych

Składowanie obornika jest obwarowane szeregiem restrykcji, które wynikają z wytycznych unijnych zawartych m.in. w Dyrektywie Rady 91/676/EWG z dnia 12 grudnia 1991r. dotyczącej ochrony wód przed zanieczyszczeniami powodowanymi przez azotany pochodzenia rolniczego. W odpowiedzi na założone cele dyrektywy azotanowej, na podstawie art. 106 ust. 4 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2233), w dniu 12 lutego 2020 r. opublikowano obecnie obowiązujące rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie przyjęcia „Programu działań mających na celu zmniejszenie zanieczyszczenia wód azotanami pochodzącymi ze źródeł rolniczych oraz zapobieganie dalszemu zanieczyszczeniu” (dalej: **Program ograniczający stosowanie azotanów** lub **Program**).

Zgodnie z art. 16 pkt 30b lit. b ustawy Prawo wodne, obornik należy do nawozu naturalnego stałego. Z kolei w punkcie 1.4 załącznika do Programu określono warunki przechowywania nawozów naturalnych oraz postępowanie z odciekami, gdzie generalną zasadą jest ich przechowywanie w bezpieczny dla środowiska sposób, zapobiegający przedostawaniu się odcieków do wód i gruntu. W tym celu podmioty prowadzące produkcję rolną zapewniają bezpieczne dla środowiska

przechowywanie nawozów naturalnych przez okres, w którym nie jest możliwe ich rolnicze wykorzystanie. Wymaga to zapewnienia powierzchni nieprzepuszczalnych miejsc do przechowywania nawozów naturalnych stałych oraz pojemności przykrytych, w szczególności osłoną elastyczną lub osłoną pływającą, zbiorników na nawozy naturalne płynne, które powinny posiadać szczelne dno i ściany. Pojemność zbiorników na nawozy naturalne płynne powinna umożliwiać ich przechowanie przez okres 6 miesięcy.

Obliczenie wymaganej pojemności zbiorników lub powierzchni miejsc do przechowywania nawozów naturalnych poprzedza sporządzenie obrotu stada, obliczenie przelotowości zwierząt gospodarskich w grupie technologicznej, a następnie wyliczenie stanów średniorocznych. Wyliczone stany średnioroczne zwierząt gospodarskich przelicza się na DJP (tj. duża jednostka przeliczeniowa inwentarza, ang. LU, LSU - Livestock Unit). W przypadku gdy wytworzone w gospodarstwie rolnym nawozy naturalne podlegają procesom technologicznym przetwarzania lub przekazaniu, wymagana pojemność zbiorników oraz powierzchnia miejsc do przechowywania nawozów naturalnych może ulec stosownemu zmniejszeniu.

Podmioty prowadzące produkcję rolną dostosują powierzchnię lub pojemność posiadanych miejsc do przechowywania nawozów naturalnych do wymogów określonych w Programie, w terminie do dnia:

- 1) **31 grudnia 2021 r.** - w przypadku podmiotów prowadzących chów lub hodowlę zwierząt gospodarskich w liczbie większej niż 210 DJP, w tym podmiotów prowadzących chów lub hodowlę drobiu powyżej 40 000 stanowisk lub chów lub hodowlę świń powyżej 2 000 stanowisk dla świń o wadze ponad 30 kg lub 750 stanowisk dla macior;
- 2) **31 grudnia 2024 r.** - w przypadku podmiotów prowadzących chów lub hodowlę zwierząt gospodarskich w liczbie mniejszej lub równej 210 DJP.

Przed upływem wskazanych terminów podmioty te zapewniają przechowywanie nawozów naturalnych płynnych w szczelnych zbiornikach o pojemności umożliwiającej gromadzenie co najmniej 4-miesięcznej produkcji tego nawozu.

Zgodnie z pkt 1.4 ppkt 7 w ramach wyjątku wskazano, że możliwe jest czasowe, jednak nie dłużej niż przez okres 6 miesięcy od dnia utworzenia każdej z przyzmy, przechowywanie obornika bezpośrednio na gruntach rolnych jeżeli:

pryzmy lokalizuje się poza zagłębieniami terenu, na możliwie płaskim terenie, o dopuszczalnym spadku do 3%, w miejscu niepiaszczystym i niepodmokłym, w odległości większej niż 25 m od linii brzegu wód powierzchniowych, pasa morskiego i ujęć wód, jeżeli nie ustanowiono strefy ochronnej na podstawie przepisów ustawy Prawo wodne (Dz.U.2021.2233);

lokalizację przyzmy oraz datę złożenia obornika w danym roku na danej działce zaznacza się na mapie lub szkicu działki, które przechowuje się przez okres 3 lat od dnia zakończenia przechowywania obornika;

obornik na przyzmy ponownie przechowuje się w tym samym miejscu po upływie 3 lat od dnia zakończenia poprzedniego przechowywania obornika.

Wspomniane wyżej warunki przechowywania obornika wyłączają pomiot ptasi (ppkt 8 załącznika Programu). Innymi słowy, pomiotu ptasiego w ogóle nie można przechowywać bezpośrednio na gruncie. Dodatkowo zgodnie z ppkt 10 nawozów naturalnych nie przechowuje się w odległości mniejszej niż 25 m od linii brzegu wód powierzchniowych oraz pasa morskiego, a także studni lub ujęć wód, jeżeli nie ustanowiono strefy ochronnej - na podstawie ustawy Prawo wodne.

Przechodząc już do zagadnienia możliwości wykorzystania na cele biogazowe upraw energetycznych należy wskazać, że dotychczas nie unormowano krajowych regulacji prawnych dotyczących ograniczeń wykorzystywania wybranych roślin energetycznych (np. kiszonka z kukurydzy). Niemniej jednak, unormowania RED II określają m.in. kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych dla biopaliw, bioptynów i paliw z biomasy. W odpowiedzi na częściową implementację dyrektywy RED II do ustawodawstwa polskiego, trwają prace nad nowelizacją u.b.b.c. W tym zakresie szerzej zobacz rozważania zawarte w pkt 8 niniejszego rozdziału.

W zakresie przechowywania kiszonki w ramach Programu ograniczenia stosowania azotanów wskazano jedynie, że kiszonek nie przechowuje się bezpośrednio na gruncie. Kiszonki przechowuje się w szczególności w silosach, rękawach foliowych, na płytach lub na podkładzie z folii, sieczki, słomy, lub innego materiału, który pochłania odcieki oraz pod przykryciem foliowym.

W stosunku do magazynowania innych odpadów z produkcji rolno-spożywczej trzeba też zauważyć, że w 2020 roku weszło w życie rozporządzenie Ministra Klimatu w sprawie szczegółowych wymagań dla magazynowania odpadów (Dz. U. z 2020 r. poz. 1742). W §12 tego rozporządzenia wskazano, że magazynowanie odpadów mogących powodować uciążliwości zapachowe na nieruchomościach sąsiednich w stosunku do miejsca magazynowania odpadów dotyczy również odpadów biodegradowalnych, a więc takich które są stosowane w biogazowniach.



Odpady te magazynuje się wyłącznie w pomieszczeniach, w tym halach magazynowych, wyposażonych co najmniej w:

- systemy wentylacyjne oraz urządzenia wentylacyjne ograniczające w szczególności przedostawanie się pyłów do powietrza, a także ograniczające ewentualne uciążliwości zapachowe;
- bramy szybkie.

Niemniej, substraty przetwarzane w biogazowniach w zasadzie nie powodują uciążliwości zapachowych ze względu na wymaganą szczelność procesu fermentacji, ale okresowo w ramach przeładunku większej ilości substratów związanych z kampanijnością produkcji rolnej (np. krótka kampania buraczana i konieczność odbioru wyśtoków w krótkim odstępie czasu) mogą być źródłem krótkotrwałych emisji niepożądanych zapachów. Przepis ten naraża jednak operatorów na konieczność podjęcia dodatkowych inwestycji, które przez większość czasu w roku nie będą wykorzystywane lub ich pojemność magazynowa będzie wykorzystywana jedynie w niewielkim stopniu. Substraty dostarczane do biogazowni w większości przypadków są wykorzystywane w dniu

dostawy i nie wymagają magazynowania, zważywszy, że biogazownia o mocy 1MW może przetwarzać około 100 ton substratów/odpadów na dobę.

Kolejnym niepożądanym skutkiem tego rozporządzenia jest brak przepisów przejściowych dla instalacji oddawanych do eksploatacji w tym roku. O ile wprowadzono 48-miesięczny okres przejściowy dla instalacji będących w eksploatacji przed wejściem w życie rozporządzenia (1 styczeń 2021) to zupełnie pominięto instalacje w stosunku do których np. inwestor posiada pozwolenie na budowę, ale budowa nie została rozpoczęta lub co gorsza jest w trakcie budowy i nie została zakończona przed styczniem 2021 r. Inwestorzy ci zostali postawieni w sytuacji w której organa WIOŚ odmawiają wyrażenia zgody na oddanie instalacji do eksploatacji (zgodnie z art. 76 prawa o ochronie środowiska), gdyż inwestor nie uwzględnił budowy hali magazynowej do magazynowania odpadów. Aktualnie problem ten został podniesiony przez branżę i trwają prace w Ministerstwie Klimatu i Środowiska celem wprowadzenia możliwych derogacji dla biogazowni.

7.2 Krajowe ograniczenia dotyczące rozpraszania pofermentu

W większości aktualnie funkcjonujących w Polsce biogazowni rolniczych poferment jest ewidencjonowany jako odpad o kodzie 19 06 05 (ciecze z beztlenowego rozkładu odpadów roślinnych lub zwierzęcych) lub kodzie 19 06 06 (przefermentowane odpady z beztlenowego rozkładu odpadów zwierzęcych i roślinnych) i zagospodarowywany na użytkach rolnych, zgodnie z wymaganiami rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 stycznia 2015 r. w sprawie procesu odzysku R10 (Dz.U. z 2015 r. poz. 132). Dotyczy to także przefermentowanych nawozów zwierzęcych, które według ustawy o nawozach i nawożeniu są nawozami naturalnymi, a w świetle przepisów środowiskowych są odpadem o kodzie 02 01 06. Wykorzystanie pofermentu w procedurze odzysku R10 może być stosowane do poprawy jakości gleby, co w świetle obowiązującego prawa definiowane jest jako „obróbka na powierzchni ziemi przynosząca korzyść dla rolnictwa lub poprawiająca jakość środowiska”.

Rozporządzenie dotyczące odzysku R-10 stanowi, że poferment musi spełniać wymogi wynikające z ustawy o nawozach i nawożeniu, a także wymogi sanitarne przewidziane w przepisach weterynaryjnych. Zagospodarowywanie pofermentu w trybie odzysku R10 tworzy szereg trudności, natury formalno-prawnej. Czas oczekiwania na rozpatrzenie wniosku i wydanie zezwolenia przekracza niejednokrotnie 4-6 m-cy, a zmiana listy nieruchomości rolnych, na których jest on stosowany skutkuje koniecznością zmiany zezwolenia. W zależności od ilości przetwarzanego pofermentu starosta bądź marszałek województwa wydając zezwolenie na zagospodarowywanie pofermentu zgodnie z metodą R-10 jest zobowiązany do uzyskania stosownej opinii od wójta/burmistrza właściwego ze względu na miejsce przetwarzania pofermentu jako odpadu. Jednak organy gminy najczęściej nie posiadają fachowej wiedzy specjalistycznej z zakresu nawozowego przetwarzania masy pofermentacyjnej, co jedynie przedłuża czas oczekiwania na wydanie takiego zezwolenia. Ponadto organ wydający zezwolenie na przetworzenie pofermentu metodą R-10 występuje

do Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska (WIOŚ) o przeprowadzenie kontroli w trybie ustawowym mimo, że poferment nie jest magazynowany na polach przed jego przetworzeniem. Cała procedura związana z przystąpieniem do kontroli w tym sama kontrola trwa niekiedy kilka miesięcy.

Kolejnym warunkiem wydania zezwolenia na prowadzenie odzysku metodą R-10 jest przedłożenie wyników badania jakości pofermentu. Inwestor przed uruchomieniem biogazowni nie dysponuje jeszcze masą pofermentacyjną umożliwiającą przeprowadzenie badań. Warto zaznaczyć, iż obowiązujące przepisy prawa nakładają też obowiązek przeprowadzenia analizy gleby na zawartość metali ciężkich przed nawożeniem. Niektóre lokalne organy żądają tych analiz na etapie składania wniosku o zezwolenie na gospodarowanie pofermentem (jako odpadem), co naraża inwestora na dodatkowe koszty. Nadto, ustawa o odpadach definiując proces R-10 nie przewiduje możliwości przetwarzania pofermentu poza instalacjami i urządzeniami bez jego magazynowania. Pofermentu z przyczyn technologicznych nie magazynuje się na polach uprawnych, ale po przywiezieniu na pole bezpośrednio rozpraszają się na nim i możliwie szybko przykrywa odpowiednim zabiegiem agrotechnicznym. Mimo tego każdy podmiot (biogazownia) występujący o wydanie zezwolenia na gospodarowanie odpadami (nawożenie gleby pofermentem) ma obowiązek we wniosku wskazania miejsca i sposobu magazynowania odpadów, a także wykazania się tytułem prawnym do tego miejsca. Zatem brak we wniosku informacji wymaganych przez art. 42 ust. 2 pkt. 5 ustawy o odpadach skutkuje wezwaniem do uzupełnienia braków formalnych wniosku. Niektóre organy oczekują załączenia do wniosku szeregu dokumentów, których przedkładanie nie jest uzasadnione w przypadku stosowania pofermentu na użytki rolne w ramach procesu odzysku R-10, gdy nie przewiduje się jego magazynowania. Przykładowym załącznikiem jest np. udokumentowanie tytułu prawnego do dysponowania

nieruchomością np. umowa dzierżawy zawarta w formie aktu notarialnego podczas gdy podmiot prowadzący biogazownię nie jest właścicielem gruntów i realizuje proces nawożenia pofermentem na podstawie umowy cywilnoprawnej z rolnikiem lub innym podmiotem. W praktyce można spotkać decyzje, w których precyzyjnie określa się też dawkę pofermentu jaką należy stosować na określonej działce ewidencyjnej, którą podmiot prowadzący nawożenie pofermentem obowiązany jest stosować przez 10 lat obowiązywania pozwolenia, abstrahując od zmiany jego składu chemicznego jaki może mieć miejsce w kolejnych latach.

Procedura związana z przedłużeniem pozwolenia na przetwarzanie odpadów w procesie R10 (nawożenie pofermentem) wymaga złożenia nowego wniosku, jest więc taka sama jak w przypadku występowania o pozwolenie po raz pierwszy. Powoduje to nadmierne wydłużenie procedury administracyjnej.

Alternatywną formą zagospodarowania produktu pofermentacyjnego jest jego wykorzystanie jako nawóz, a nie odpad podlegający odzyskowi R-10. Niemniej w tym zakresie niezbędne jest spełnienie warunków wprowadzania nawozu do obrotu. W tym zakresie producent ma dwie możliwe ścieżki, z których może skorzystać.

W ramach pierwszej z nich począwszy od 16 lipca 2022 r. w pełni obowiązuje już rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/1009 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiającym przepisy dotyczące udostępniania na rynku produktów nawozowych UE, zmieniającym rozporządzenie (WE) nr 1069/2009 i (WE) nr 1107/2009 oraz uchylające rozporządzenie (WE) nr 2003/2003 (Dz. Urz. UE L170 z 25.6.2019 r., str. 1). Rozporządzenie to nie zastępuje obowiązujących krajowych przepisów w zakresie nawozów, a Ministerstwo nie planuje uchylać przepisów ustawy o nawozach i nawożeniu, dotyczących dopuszczania do obrotu nawozów i środków wspomagających uprawę roślin. W związku z tym do producentów nawozów (w tym produktu pofermentacyjnego) należy

decyzja, czy przy jego wprowadzaniu do obrotu będzie stosować wymagania rozporządzenie 2019/1009, w tym dotyczących zakresu możliwych do wykorzystania substratów, a także umieszczać oznakowanie CE na swoich produktach (m.in. na bazie pofermentów z biogazowni). Zastosowanie tej procedury oznacza, że te produkty będą mogły być wykorzystywane zarówno w Polsce, jak i swobodnie przemieszczane na jednolitym rynku, bez dodatkowych zezwoleń, ale wyłączeni przy zachowaniu wszystkich warunków wynikających z rozporządzenia 2019/1009.

Z kolei drugą możliwością na jaką może zdecydować się producent jest skorzystanie z krajowych przepisów ustawy o nawozach i nawożeniu. W konsekwencji producenci produktu pofermentacyjnego, którzy z różnych przyczyn nie będą chcieli czy mogli spełnić wymagań rozporządzenia 2019/1009 będą mogli wprowadzać swój nawóz wyłącznie na rynek krajowy na podstawie polskiej ustawy o nawozach i nawożeniu. W tym zakresie niezbędna będzie jednak decyzja administracyjna wydawana przez ministra właściwego do spraw rolnictwa stanowiąca pozwolenie na wprowadzenie do obrotu nawozu albo środka wspomagającego uprawę roślin wyłącznie na rynek krajowy. Przedmiotową decyzję wydaje się w oparciu o wyniki badań nawozu albo środka wspomagającego uprawę roślin, stosowne opinie wydawane przez instytucje naukowe zajmujące się rolnictwem, projekt instrukcji stosowania i przechowywania oraz kopii decyzji powiatowego lekarza weterynarii o zatwierdzeniu zakładu przetwórczego produktów ubocznych pochodzenia zwierzęcego i produktów pochodnych wytwarzającego nawozy lub środki wspomagające uprawę roślin oraz nadaniu weterynaryjnego numeru identyfikacyjnego lub oświadczenie o jej uzyskaniu. Kluczowym mankamentem związanym z możliwością uzyskania tej decyzji jest konieczność zachowania składu chemicznego nawozu objętego decyzją, co w przypadku biogazowni wykorzystujących różne rodzaje i źródła odpadów może być trudne do zachowania w dłuższej perspektywie czasu.

Zgodnie z założeniami Programu na gruntach rolnych nawozy co do zasady można stosować w poniższych terminach:

Rodzaj nawozów	Nawozy azotowe mineralne i nawozy naturalne płynne	Nawozy naturalne stałe
Rodzaj gruntów		
Grunty orne	1 marca -20 października	
Grunty orne na terenie gmin objętych wykazem stanowiącym załącznik nr 2 do Programu	1 marca -15 października	1 marca -31 października
Grunty orne na terenie gmin objętych wykazem stanowiącym załącznik nr 3 do Programu	1 marca -25 października	
Uprawy trwałe	1 marca -31 października	1 marca -30 listopada

7.3 Ograniczenia dotyczące stosowania ubocznych produktów pochodzenia zwierzęcego

Wykorzystanie ubocznych produktów pochodzenia zwierzęcego (dalej: UPPZ) w świetle obowiązujących przepisów sanitarno-weterynaryjnych wymaga spełnienia założeń rozporządzenia 1069/2009 oraz rozporządzenia 142/2011.

Na podstawie art. 10 rozporządzenia 1069/2009 r., poubojowe uboczne produkty pochodzenia zwierzęcego, są zakwalifikowane do materiału z kategorii 3. Odpowiednio skategoryzowanie UPPZ ma znaczenie m.in. w przypadku ich zastosowania. Zgodnie z art. 14 lit. f rozporządzenia 1069/2009 r., poubojowe UPPZ, można przekształcać w biogaz. Jednym z podstawowych wymogów, uregulowano w art. 24 rozporządzenia nr 1069/2009 r., który zobowiązuje osoby fizyczne i prawne, pod których fizyczną kontrolą pozostają UUPZ, aby zapewniły, że kontrolowane przez nie przedsiębiorstwa lub zakłady przetwarzające te produkty uboczne w biogaz były zatwierdzone przez właściwy organ. Zgodnie z krajowym ustawodawstwem zawartym w art. 6 ust. 4 ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o ochronie zdrowia zwierząt oraz zwalczaniu chorób zakaźnych zwierząt

(Dz. U. z 2020 r. poz. 1421), organem właściwym sprawującym nadzór nad prowadzeniem działalności nadzorowanej jest Powiatowy Lekarz Weterynarii.



W konsekwencji każdy podmiot, który zamierza stosować do procesu produkcji biogazu UPPZ m.in. odpady z zakładów mięsnych jest zobowiązany na 30 dni przed rozpoczęciem działalności złożyć wniosek o zatwierdzenie działalności nadzorowanej do odpowiedniego terytorialnie Powiatowego Lekarza Weterynarii.

Przez rozpoczęcie działalności należy rozumieć wprowadzenie do instalacji biogazowej UPPZ np. gnojowicy lub często wykorzystywanych do rozruchu technologicznego pozostałości fermentacyjnych z innej biogazowni (stosującej do produkcji UPPZ). Należy dopełnić tych formalności przy planowaniu rozruchu technologicznego, aby uniknąć przykrych konsekwencji np. w postaci kar administracyjnych sięgających rzędu kilkudziesięciu tysięcy złotych.

Po złożeniu wniosku o zatwierdzenie do Powiatowego Lekarza Weterynarii przeprowadzana zostaje kontrola wstępna w celu określenia czy dana instalacja spełnia wszystkie wymagania formalne i techniczne (opisane w rozporządzeniach nr 1069/2009 i 142/2011 r.) umożliwiające nadanie numeru weterynaryjnego i zatwierdzenie działalności. W art. 44 rozporządzeniu nr 1069/2009 r. przewidziano jednak zapisy na podstawie, których Powiatowy Lekarz Weterynarii może wydać warunkową decyzję na okres 3 miesięcy (maksymalnie do pół roku) w czasie, której podmiot ma czas na pełne dostosowanie instalacji oraz opracowanie i wdrożenie odpowiednich procedur. O ile bowiem prawidłowo zaprojektowana biogazownia na ogół posiada odpowiednie wyposażenie techniczne, to często inwestorzy nie posiadają opracowanych i wdrożonych systemu HACCP.

Ponadto, zgodnie z literą art. 29 ust. 1 lit. b rozporządzenia 1069/2009 r., podmioty wykonujące przekształcania UUPZ w biogaz są zobligowane do wprowadzenia, wdrożenia i utrzymania w mocy stałej pisemnej procedury lub procedury opartej na systemie analizy zagrożeń i systemie krytycznych punktów kontroli (HACCP). Bez opracowanego i wdrożonego systemu HACCP biogazownia nie otrzyma pełnego zatwierdzenia działalności przez Powiatowego Lekarza Weterynarii.

W tym zakresie art. 44 rozporządzenia nr 1069/2009 r., w związku z art. 27 niniejszego rozporządzenia, zawiera opis ogólnych warunków i wymogów zatwierdzenia procedury przedsiębiorstwa lub zakładu. **Natomiast załącznikiem V do rozporządzenia 142/2011 r., wprowadzono szczególne wymagania dotyczące przekształcania produktów**

ubocznych pochodzenia zwierzęcego i produktów pochodnych w biogaz:

- Wybór metody przekształcania UPPZ, decydujący o odpowiedniej infrastrukturze i obowiązkowym wyposażeniu biogazowni rolniczej (pkt. 1. rozdział I sekcji 1),
- Zapewnienie optymalnej odległości wytwórni biogazu od zwierząt gospodarskich (pkt. 3, rozdział I sekcji 1),
- Dysponowanie własnym laboratorium (lub korzystanie z usług laboratorium zewnętrznego), w celu przeprowadzania analiz w porozumieniu z Powiatowym Lekarzem Weterynarii (pkt. 4, rozdział I sekcji 1),
- Opracowanie i wdrożenie specjalnego programu zwalczania szkodników (pkt. 3, rozdział II),
- Dokumentowanie wymogów higienicznych (pkt 4 i 5, rozdział II),
- Standardowe parametry przekształcania dla materiału z kategorii 3: maksymalna wielkość cząstek przed wprowadzeniem do urządzenia: 12mm; minimalna temperatura całego materiału w urządzeniu: 70 st. C oraz minimalny czas obróbki w urządzeniu bez przerw: 60 min. (pkt. 1, rozdział II, sekcja 1).

Po przekroczeniu maksymalnego terminu (do 6 miesięcy) na dostosowanie instalacji biogazowej do wymogów zawartych w rozporządzeniach 1069/2009 i 142/2011 r. Powiatowy Lekarz Weterynarii ma prawo wydać decyzję nakazującą zakaz prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania biogazu z substratów pochodzenia zwierzęcego z rygorem natychmiastowej wykonalności. Za naruszenia przepisów weterynaryjnych (m.in. prowadzenie działalności bez zatwierdzenia, brak wdrożonych procedur HACCP, niewłaściwe czynności na UPPZ) organ ten ma prawo do nałożenia kar administracyjnych sięgających rzędu kilkudziesięciu tysięcy złotych. Dodatkowo w przypadku, gdy zostanie stwierdzone, że tego typu działalność powoduje zagrożenie dla zdrowia ludzi i zwierząt, Powiatowy Lekarz Weterynarii ma obowiązek zgłoszenia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa do organów ścigania.

8. BIOGAZ I BIOMETAN W ŚWIETLE PROCESU LEGISLACYJNEGO WDRAŻAJĄCEGO PRZEPISY RED II

Mając na uwadze optymalizację zasad prowadzenia działalności na rynku regulowanym biogazowni rolniczych, szczególną uwagę należy zwrócić na uważne monitorowanie wszelkich planowanych zmian prawnych, które bezpośrednio przełożą się na warunki prowadzenia działalności instalacji OZE w postaci biogazowni rolniczych wytwarzających energię elektryczną lub paliwo gazowe w postaci biometanu. W związku z tym konieczne jest dokonanie analizy zmian prawnych, które mają zostać wprowadzone w 2022 r. w ramach obecnie toczących się procesów legislacyjnych.

W konsekwencji planowane są istotne zmiany w funkcjonowaniu biogazowni rolniczych w ramach rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (nr katalogowy UC99), który jest obecnie na etapie zaawansowanych prac legislacyjnych. Kolejnym ważnym rządowym aktem prawnym dotyczącym funkcjonowania biogazowni jest projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (nr katalogowy UC 110), który również znajduje się na etapie procesu legislacyjnego i będzie odnosił się do obowiązku stosowania biometanu w sektorze

paliwowym. W przypadku wprowadzenia istotnych zmian do proponowanych rozwiązań prawnych na etapie rządowego procesu legislacyjnego lub prac parlamentarnych, do przedłożonego memorandum zostanie przygotowany odpowiedni suplement.

Mając na uwadze powyższe ustalenia dotyczące toczących się obecnie procesów legislacyjnych, istotne jest dokonanie przeglądu i analiza szczegółowych regulacji, które wpłyną na zasady prowadzenia działalności w zakresie biogazowni rolniczych w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub paliwa gazowego w postaci biometanu. Powyższe pozwoli na dostosowanie wypracowanych modeli biznesowych do najbardziej aktualnych uwarunkowań prawnych. Dzięki temu umożliwi optymalizację prognozowanych przychodów i wystąpienie pewnych synergii z uwzględnieniem proponowanych rozwiązań prawnych w odniesieniu do planowanych projektów biogazowych. Dlatego dalsza część tego memorandum powinna skupić się na szczegółowej analizie zmian prawnych dotyczących instrumentów wsparcia dostępnych w 2022 r. dla takich instalacji OZE, co z kolei umożliwi określenie ekonomicznych podstaw prowadzenia tego typu działalności w Polsce.

8.1 Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (nr UC99)

Wskazany projekt aktu prawnego wprowadza w artykule 2 u.o.z.e. definicję „biometanu”, który zostanie opisany jako gaz uzyskiwany z biogazu lub biogazu rolniczego, którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m³. Definicja ta wraz odpowiednim rozporządzeniem wydanym na

podstawie art. 9 ust. 1 u.p.e. (patrz rozdział 4.2) pozwoli na określenie parametrów tego typu odnawialnego paliwa gazowego, co stworzy możliwość wprowadzania go do gazowej sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej. Możliwość transportu biometanu tymi sieciami znacznie uatrakcyjni je jako paliwo odnawialne oraz zwiększy możliwości

w zakresie jego wprowadzenia na rynek oraz sprzedaży, jako ekologicznego zamiennika gazu ziemnego.

Nowelizacja wprowadza także zmiany sprawiające, że wytwarzanie biogazu na potrzeby produkcji biometanu (w celu jego oczyszczenia) lub wytwarzanie biometanu z biogazu (innego niż rolniczy) stanie się działalnością regulowaną, która będzie wymagać wpisu do rejestru działalności regulowanej (uproszczona procedura) prowadzonego przez Prezesa URE (art. 7 oraz art. 8 u.o.z.e.). W zakresie wytwarzania biogazu projekt wskazuje także, że regulacje obejmujące obowiązek wpisu do rejestru wytwórców biogazu dotyczą jedynie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu biogazu w celu jego wykorzystania na potrzeby produkcji biometanu w osobnej instalacji lub produkcji biometanu z biogazu innego niż rolniczy, co zawęża rodzaj instalacji, które będą wpisywane w tym rejestrze. W ten sposób zostaje wprowadzony prosty i jasny wymóg rejestracji działalności związanej z produkcją biometanu lub biogazu potrzebnego do jego wytwarzania, a dodatkowo ustawodawca rezygnuje też z obowiązku uzyskania uznaniowej koncesji na prowadzenie tej działalności gospodarczej.

Z kolei działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego będzie stanowić działalność regulowaną i wymagać wpisu do jawnego rejestru wytwórców biogazu rolniczego, prowadzonego przez Dyrektora Generalnego KOWR (art. 25 u.o.z.e.). Rozszerzono też obowiązek prowadzenia dokumentacji dotyczącej ilości wytworzonego biogazu rolniczego, ilości biogazu rolniczego wykorzystanego do wytworzenia biometanu oraz ilości wytworzonego biometanu z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości sprzedanej (wraz ze wskazaniem danych podmiotu, który zakupił biometan z biogazu rolniczego) oraz ilości biometanu wykorzystanego w inny sposób. W pozostałym zakresie projekt nowelizacji wskazuje, **że do rejestracji tego typu biogazowni wytwarzających biometan powinno się stosować odpowiednio przepisy dotyczące rejestracji elektroenergetycznych biogazowni rolniczych**. Producentom prowadzącym wyżej wskazaną działalność gospodarczą zostają zobowiązani także do składania Prezesowi URE półrocznych raportów zawierających informacje



wymienione powyżej (art. 9 ust. 1a u.o.z.e.). Nowelizowane są również odpowiednie przepisy dotyczące odmowy wpisu do rejestru, (art. 13 u.o.z.e) oraz zakazu wykonywania działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem biogazu na potrzeby produkcji biometanu lub wytwarzaniem samego biometanu (art. 14 ust 1a).

Poszerzone zostają przy tym odpowiednio zadania Dyrektora KOWR, które po zmianach będą obejmowały też monitorowanie ilości oraz rodzajów surowców wykorzystanych do wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego a także biokomponentów stosowanych w paliwach transportowych (art. 128 ust 5 u.o.z.e.).

Analizowany projekt ustawy przewiduje też odejście od systemu wsparcia dla biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej gazowej w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. W konsekwencji uchylone mają zostać art. 47a-51 u.o.z.e., a odpowiedniej modyfikacji zostaną poddane unormowania dotyczące obowiązków umarzania tych certyfikatów albo uiszczenia opłaty zastępczej. Niestety na miejsce tych unormowań projektodawcy nie proponują alternatywnego systemu wsparcia, co spotkało się z szeroką krytyką ze strony branży.

Pozytywną zmianą jest natomiast rozszerzenie możliwości wydawania przez Prezesa URE gwarancji pochodzenia w zakresie biometanu, wodoru odnawialnego oraz ciepła i chłodu z OZE (w art. 120 i nast. u.o.z.e.) implementacja rozwiązań dyrektywy RED II. Gwarancje te są jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji CO₂ oraz że określona w tych dokumentach odpowiednio ilość energii elektrycznej, biometanu, wodoru odnawialnego albo ciepła lub chłodu została wytworzona w instalacjach OZE i została wprowadzona do sieci.

Niemniej, gwarancje pochodzenia mają być również wydawane dla wytwórców biometanu oraz wodoru odnawialnego, w przypadku ich dostarczania do odbiorcy końcowego środkami transportu innymi niż sieci gazowe (np. cysterny z bioLNG). Gwarancje pochodzenia zawierają w szczególności szacunkową wartość unikniętej CO₂ w związku z wytworzeniem i wprowadzeniem do sieci lub wprowadzeniem w inne miejsce biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego. Takie gwarancje podlegają sprzedaży w ramach Towarowej Giełdy Energii zainteresowanym podmiotom, którym zależy na wykazaniu celów środowiskowych (np. korporacje realizujące cele unikniętej emisji), co w konsekwencji przysparza wytwórcom dodatkowych wartości ekonomicznych ze sprzedaży tych gwarancji (woluntatywny system wsparcia).

Mając na uwadze większą integrację instalacji biometanowych z siecią gazową proponuje się również wprowadzenie obowiązku świadczenia usługi przesyłu lub dystrybucji biometanu spełniającego parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci. Obowiązek taki ciążyłby na właściwym operatorze infrastruktury sieciowej, do której przyłączona byłby dana instalacja biometanowa i polegałby na braku możliwości odmowy przyjęcia do sieci i transportu określonych w umowie przyłączeniowej ilości biometanu, który spełnia wymagania jakościowe. **A contrario** jeżeli dana partia biometanu nie spełniałaby tych wymagań jakościowych, operator systemu gazowego może odmówić jego przyjęcia do sieci. Analizowany obowiązek nie powinien być też utożsamiany z obowiązkiem zakupu biometanu, ale jedynie z gwarancją świadczenia usługi jego transportu do wskazanego przez wytwórcę nabywcy tego paliwa gazowego. Jednocześnie, wypełnianie przez operatorów wyżej opisanego obowiązku będzie gwarantowane za pomocą wprowadzania odpowiednich administracyjnych kar pieniężnych (art. 168 ust 7 u.o.z.e.).

Proponowana nowelizacja wprowadza również zmiany w ustawie Prawo energetyczne w zakresie definicji paliw gazowych, którymi oprócz biogazu rolniczego ma być również biometan (art. 3 pkt 3a Prawa energetycznego).

Zmiana ta jest zgodna z treścią definicji biometanu zaproponowaną w u.o.z.e. przez co umożliwi stosowanie tego nośnika energii w gazowych sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych.

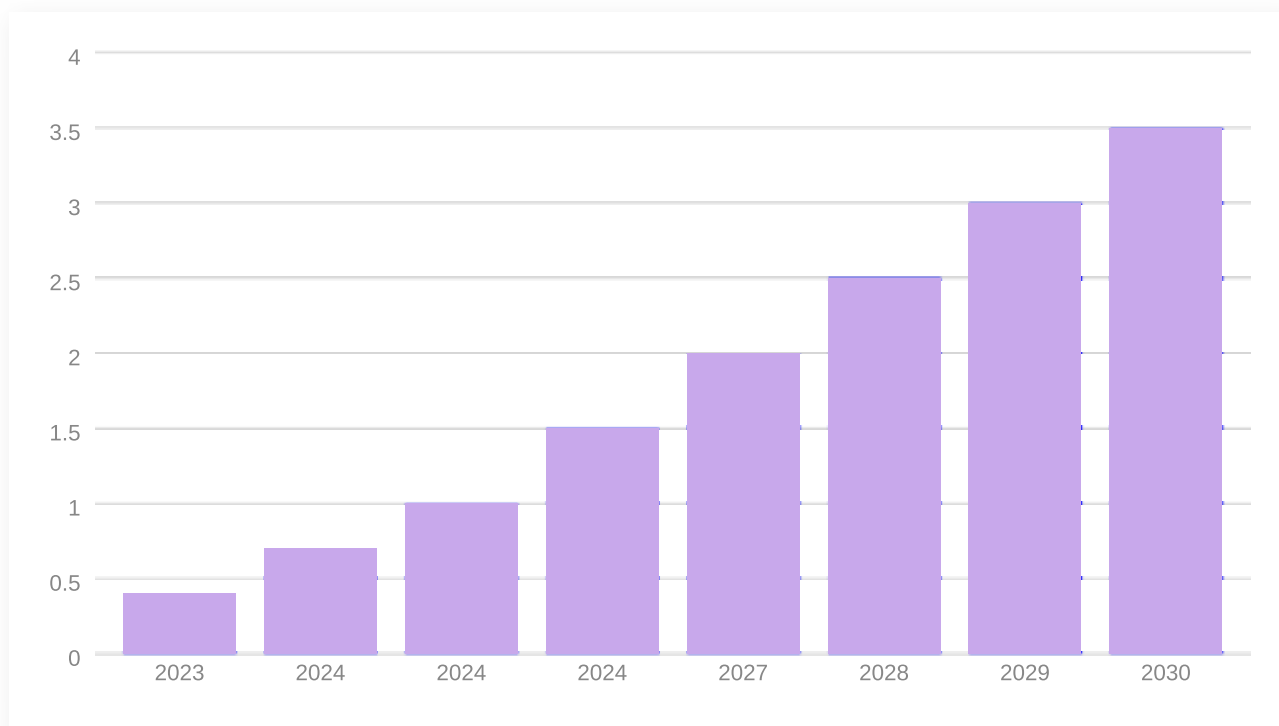
Projekt wprowadza także bardzo korzystne rozwiązania dla inwestorów, którzy zobowiązują przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych do wskazania alternatywnej lokalizacji dla inwestycji związanej wytwarzaniem biometanu jeśli nie będzie ona możliwa do przyłączenia do sieci gazowej z powodów technicznych lub ekonomicznych w miejscu wskazanym przez wnioskodawcę (art. 7 ust. 1d Prawa energetycznego). Innymi słowy, jeżeli operator sieci odmówi wydania warunków przyłączenia do sieci jest on zobowiązany do wskazania inwestorowi innego alternatywnego miejsca (najbliższą lokalizację), w którym przyłączenie to mogłoby być zrealizowane. Unormowania te można uznać za właściwy krok w zakresie rozwoju produkcji biometanu, ponieważ ich wprowadzenie pozwoli inwestorom na pozyskiwanie wiedzy co do lokalizacji potencjalnie umożliwiającej uzyskanie zgody na przyłączyć oraz stworzy możliwość dokonania analizy opłacalności tej inwestycji biometanowej w ramach tej lokalizacji. Takie rozwiązanie z uwagi na obecnie występujące ograniczone możliwości odbioru biometanu do sieci dystrybucyjnych z powodu ich niewystarczającej chłonności znacznie zwiększy szanse na wydanie pozytywnej decyzji w zakresie przyłączenia tych instalacji do sieci gazowej. W tym zakresie należy jednak postulować, aby operator był zobowiązany do wskazania alternatywnej lokalizacji wyłącznie w ramach swojej sieci w tym samym obszarze sieciowym.

Projekt zawiera również regulacje przejściowe informujące, że wytwórcy którzy rozpoczęli działalność gospodarczą w zakresie produkcji biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu albo wytwarzania biometanu z biogazu lub z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie projektowanej ustawy, będą zobowiązani złożyć wniosek o wpis do właściwego rejestru w terminie dwóch miesięcy od dnia jej wejścia w życie (art. 9 i 13 projektu).

8.2 Projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (nr UC 110)

W pierwszej kolejności należy wskazać, że projekt ten wprowadza definicję pojęcia biokomponentów zaawansowanych, którymi są biokomponenty wytwarzane z surowców, o których mowa w załączniku nr 1 części A (**analogiczne do załącznika IX część A RED II**). Zarówno same biokomponenty jak i biokomponenty zaawansowane mogą być wykorzystywane w celu wykazania realizacji celów OZE w sektorze paliwowym (transportowym), w ramach obowiązku realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (dalej: NCW) przez producentów, importerów i sprzedawców paliw ciekłych. Tak opisane pojęcie biokomponentów zaawansowanych wraz z definicją biokomponentów, która obejmuje już skroplony i sprężony biometan oraz biowodór pozwoli na uznanie ich za biokomponenty zaawansowane jeżeli zostaną one wytworzone z określonych substratów pochodzenia odpadowego wskazanych w powyższym załączniku.

Wprowadzenie tej definicji wiąże się też z wprowadzeniem obowiązkowego minimalnego udziału biokomponentów zaawansowanych w realizacji NCW, który zostanie ustalony na poziomie 3,5% wymaganym na 2030 r. (art. 23d). Oznacza to konieczność stosowania przez przedsiębiorstwa paliwowe minimalnego poziomu udziału biokomponentów zaawansowanych, w tym w szczególności biometanu bądź biowodoru wytworzonych z określonych substratów pochodzenia odpadowego. Innymi słowy wpływa to znacząco na poziom popytu na zakup biometanu przez właścicieli rafinerii w Polsce (np. PKN Orlen S.A., Grupa Lotos S.A.), którzy będą mogli wykorzystać go do realizacji obowiązku NCW. Unormowania te pozytywnie wpłyną na atrakcyjność produkcji biometanu, gdyż na poziomie ustawowym stymulują obowiązkowy wzrost popytu na tego



PLANOWANY WZROST POPYTU NA BIOMETAN

rodzaju biopaliwa (bezpośrednie wykorzystanie biometanu np. napędy na bioCNG lub bioLNG) bądź biokomponent zaawansowany (dodanie biowodoru bądź biometanu do procesu rafineryjnego prowadzącego do powstania oleju napędowego lub benzyny) poprzez wprowadzenie ustawowego obowiązku powszechnego wykorzystania biokomponentów i biopaliw zaawansowanych w sektorze transportowym. Projektodawcy zaplanowali też system stopniowego dochodzenia do wyznaczonego celu udziału biokomponentów zaawansowanych, co zapewnia systematyczny wzrost popytu na biometan: 1) w 2023 - 0,4%; 2) w 2024 - 0,7%; 3) w 2025 - 1%; 4) w 2026 - 1,5%; 5) w 2027 - 2%; 6) w 2028 - 2,5%; 7) w 2029 - 3%, aż do docelowo zaplanowanego poziomu 3,5% na rok 2030.

W zakresie biokomponentów zaawansowanych przyjęte zostaje także uregulowanie stwierdzające, że do celów obliczenia licznika udziału biokomponentów i biopaliw gazowych produkowanych z zużytego oleju kuchennego i tłuszczu zwierzęcych ogranicza się do jedynie do 1,7 % wartości energetycznej paliw transportowych. Oznacza to, że ustawowo ograniczono również poziom konkurencyjnego dla biometanu rodzaju biokomponentu zaawansowanego, co dodatkowo zapewnia większy popyt na sam biometan. Projekt zawiera także inne ważne wymogi w zakresie limitów związanych z wykorzystaniem biokomponentów oraz biopaliw gazowych. W tym zakresie zostaje wprowadzona maksymalna granica odnosząca się do wykorzystania po 2020 r. biokomponentów z roślin spożywczych i pastewnych (tzw. pierwszej generacji) wynoszącą 6,1% ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie.

Odpowiednio doprecyzowana została również definicja biowodoru, która po modyfikacji wskazuje, że jest to wodór wytworzony z biomasy, w tym również z biometanu (art. 2 pkt. 9d). Wraz z innymi regulacjami zmiana ta pozwala na wykorzystywanie biowodoru pochodzącego z biometanu (niekoniecznie wytworzonego już z substratów wskazanych

w załączniku IX do RED II) jako biokomponentu do produkcji paliw np. w procesach hydrocrackingu i hydroodsiarczania, w których biowodór uwzględnia się jako OZE w cząsteczkach paliwa ciekłego (np. benzyna i olej napędowy). Daje to możliwość wykorzystania biowodoru pozyskiwanego z biometanu wytworzonego z innych substratów niż odpadowe w celu realizacji przez przedsiębiorstwa paliwowe obowiązków NCW.

Zagadnienia biowodoru dotyczy również wcześniej wspomniany art. 23d, który wprowadza obowiązek minimalnego udziału biowodoru wytworzonego z biometanu w paliwach wykorzystywanych w ramach transportu drogowego i kolejowego. Wiąże się to z tym, że w ramach obowiązku opisanego powyżej podmioty posiadające koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych w procesach przerobu ropy naftowej lub półproduktów rafineryjnych i innych węglowodorów będą zobowiązane do zapewnienia udziału biowodoru wytworzonego z biometanu na poziomie nie niższym niż 1,75% ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie do roku 2030. Wprowadzenie wyżej opisanego obowiązku, jest również pozytywnym krokiem ponieważ pozwala na stworzenie pewnego stałego i minimalnego poziomu popytu na biokomponent jakim jest biowodór powstający z dostarczanego biometanu. Projektodawcy zaplanowali również system stopniowego dochodzenia do wyznaczonego celu udziału biowodoru, co zapewnia systematyczny wzrost popytu: 1) w roku 2025 - 0,1%; 2) w roku 2026 - 0,2%; 3) w roku 2027 - 0,4%; 4) w roku 2028 - 0,7%; 5) w roku 2029 - 1,1% aż do docelowo zaplanowanego poziomu 1,75% na rok 2030.

Projekt dodaje w art. 33 w ust. 1 pkt 5ac-5ad oraz 10-11 przepisy sankcjonujące naruszenie obowiązków minimalnego udziału biokomponentów zaawansowanych oraz minimalnego udziału biowodoru wytworzonego z biometanu.



Unormowania te w realny sposób zabezpieczą zatem poziom popytu na biokomponenty zaawansowane (np. biometan z substratów odpadowych) oraz biowodór pochodzący z biometanu i przyczynią się do przestrzegania tych wymogów przez przedsiębiorstwa rafinerijno-paliwowe.

Zmianie ulega również sama definicja NCW, która zgodnie z projektem ustawy i wcześniejszymi ustaleniami w ramach metodologii wyliczania ma obejmować również takie biopaliwa i biokomponenty gazowe, jak w szczególności biometan (w tym bioLNG i bioCNG) oraz biowodór. W uzasadnieniu do projektu nowelizacji wskazuje się, że sprawi to, że wykorzystanie tego rodzaju biokomponentów pozwoli na realizację 14,8% krajowego udziału energii odnawialnej w transporcie (RED II wymaga 14% w całej UE), ale również na realizację opisanych powyżej subcelów dla wykorzystania biokomponentów zaawansowanych (biometan z odpadów) oraz biowodoru (wodór pozyskany z biometanu). Projekt wskazuje jednocześnie jak stopniowo ma wzrastać wysokość Narodowego Celu Wskaźnikowego w poszczególnych latach:

- 1) 2023 - 9,0%;
- 2) 2024 - 9,5%;
- 3) 2025 - 10,0%;
- 4) 2026 - 10,5%;
- 5) 2027 - 11,5%;
- 6) 2028 - 12,6%;
- 7) 2029 - 13,5%;
- 8) aż do docelowo zaplanowanego poziomu 14,8% na rok 2030.

W uzasadnieniu do projektu nowelizacji szacuje się, że w celu spełnienia subcelów związanych z udziałem biokomponentów zaawansowanych oraz biowodoru sektor transportowy w Polsce potrzebuje między 1,5 a 2 mld m³ biometanu do 2030 r. (w zależności od poziomu zużycia benzyny i oleju napędowego), co stwarza duże potrzeby inwestycyjne w tym zakresie i stanowi szansę dla deweloperów instalacji biometanowych.

Dalej wskazano, że analizowane biokomponenty oraz biopaliwa gazowe mogą być zaliczone podmiotowi realizującemu NCW na poczet realizacji wskazanych powyżej obowiązków wyłącznie wtedy, gdy spełniają kryteria zrównoważonego rozwoju i kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Jest to zatem wymóg dla poszczególnych biokomponentów oraz biopaliw gazowych, który warunkuje możliwość ich wykorzystania na cele związane z wykazaniem OZE w sektorze transportowym.

W art. 28b ust. 1 określono, jaka procentowa redukcja przy wykorzystaniu biokomponentów i biopaliw gazowych będzie spełniała kryteria dotyczące ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Przepis ten wskazuje minimalne wartości, które będą musiały być osiągnięte w pewnych przedziałach czasowych, żeby można było uznać udział biokomponentów i biopaliw gazowych za spełniający kryteria uznania za redukcję emisji. W pierwszym przypadku ograniczenie emisji za pomocą biokomponentów i biopaliw gazowych zostanie uznane za osiągnięte jeżeli ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w wyniku wykorzystania tych dodatków i biopaliw gazowych wyniesie co najmniej 50% w zakresie wytwarzania w instalacjach będących w eksploatacji w dniu 5 października 2015 r. lub wcześniej. Następnie wskazano ograniczenie emisji wynoszące 60% w przypadku wytwarzania w instalacjach oddanych do eksploatacji w okresie od dnia 6 października 2015 r. do 31 grudnia 2020 r. oraz redukcja emisji osiągająca 65% dotycząca instalacji oddanych do eksploatacji od dnia 1 stycznia 2021 r. Nowelizacja dostosowuje do wymagań RED II krajowe kryteria zrównoważonego rozwoju szczegółowo unormowane w art. 29ba-29bh, dotyczące bioróżnorodności, ochrony terenów zasobnych w duże ilości pierwiastka węgla, zrównoważonej gospodarki rolnej, ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz użytkowania gruntów i zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa.

Trzeba też podkreślić pewne ułatwienia dedykowane wykorzystaniu odpadów powstałych w rolnictwie, dla których wiążący jest jedynie warunek braku podwójnego zaliczania (*double counting*) oraz spełnienia procentowej redukcji emisji gazów cieplarnianych, tj. bez spełnienia pozostałych kryteriów zrównoważonego rozwoju. Derogacje tę stosuje się również do odpadów i pozostałości pochodzących z rolnictwa, akwakultury, rybołówstwa i leśnictwa, które zanim zostaną przetworzone w biokomponenty lub biopaliwa gazowe, najpierw są przetwarzane w inną substancję lub produkty. Z kolei dla instalacji wykorzystujących biomasę inną niż odpadowa kryteria zrównoważonego rozwoju oraz redukcja emisji gazów cieplarnianych znajdują zastosowanie jedynie do instalacji o całkowitej nominalnej mocy cieplnej większej lub równej 2 MW. Oznacza to, że planuje się, aby mniejsze instalacje wykorzystujące biomasę na cele paliwowe nie podlegały tym dodatkowym wymaganiom związanym z certyfikacją.

Niezależnie od wskazanych powyżej szczegółowych przepisów, w praktyce sprowadza się to do konieczności skorzystania z akredytowanego systemu certyfikacji w zakresie biomasy stosowanej do produkcji biopaliw gazowych i biokomponentów wykorzystywanych do realizacji celów OZE w transporcie. Wskazane systemy weryfikacji spełniają kryteria zrównoważonego rozwoju i kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych opierając się na systemach dobrowolnych, które uznawane są w drodze decyzji przez Komisji Europejskiej (art. 30 ust. 4 dyrektywy RED II).

Systemy te posiadają procedury gwarantujące, iż podmioty działające w ich ramach i stosujące się do wymogów danego dobrowolnego systemu certyfikacji, wprowadzają na rynek produkty spełniające wymagane kryteria emisji i zrównoważonego rozwoju. Wytwórca będzie zatem musiał korzystać z usług niezależnych jednostek certyfikujących dysponujących uznanym systemem certyfikacji i prawem do wydawania certyfikatów podmiotom zajmującym się wytwarzaniem odpowiednio biokomponentów, biopłynów

lub paliw z biomasy, a także uczestnikom łańcucha certyfikacji zajmujących się pozyskiwaniem, obrotem, przetworzeniem biomasy na potrzeby wytwarzania tych substancji. Finalnie jednostka certyfikująca wydaje certyfikat danemu wytwórcy zgodnie z zasadami określonymi przez uznany system certyfikacji, co umożliwi wykorzystanie biomasy do produkcji biokomponentów oraz biopaliw gazowych, a także dalsze ich wykorzystanie na cele związane z realizacją NCW przez przedsiębiorstwa paliwowe.

Podobne regulacje są wprowadzane do u.o.z.e., gdzie proponuje się, aby wsparcie finansowe pochodzące ze środków publicznych, w tym ze środków funduszy UE, w zakresie wytwarzania oraz wykorzystywania energii elektrycznej w instalacjach OZE wykorzystujących paliwa gazowe z biomasy (np. biogazownie rolnicze), mogło zostać przyznane dopiero po spełnieniu określonych kryteriów zrównoważonego rozwoju (patrz pkt 29) oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych określonych we wprowadzonym art. 135a ust 3 u.o.z.e. Wskazano tam, że ma być to odpowiednio:

- 1) **70%** w przypadku wykorzystania paliw z biomasy w instalacjach oddanych do eksploatacji w okresie od dnia 1 stycznia 2023 r. do dnia 31 grudnia 2025 r.
- 2) **80%** w przypadku wykorzystania paliw z biomasy w instalacjach oddanych do eksploatacji od dnia 1 stycznia 2026 r.

Dla ww. obowiązku wprowadzono jednak stosowne wyłączenie, zgodne z tym zawartym w dyrektywie RED II, gdzie wskazane obowiązki w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryterium ograniczenia emisji nie muszą spełniać instalacje wykorzystujące paliwa gazowe z biomasy (np. biogaz, biogaz rolniczy, biometan) w instalacjach wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód w instalacji o całkowitej mocy cieplnej instalacji wynoszącej co najmniej 2 MW. W konsekwencji oznacza to, że mniejsze biogazownie CHP będą mogły korzystać ze wsparcia na dotychczasowych zasadach, a w przypadku przekroczenia tej mocy objęte będą dodatkowymi obowiązkami.

The image features a hand holding a globe, with a network of white lines and nodes overlaid on it. Various icons are scattered across the network, including a water drop, a tree, a recycling symbol, a wind turbine, a power plug, a factory, and a chemical structure. In the top left corner, there are three vertical red bars of varying heights. The background is a solid red color.

ANALIZA PRAWNA

Postulaty dla dalszych prac legislacyjnych



W Polsce istnieje duży potencjał produkcyjny biogazu i zarazem biometanu dla celów transportowych i ciepłowniczych.

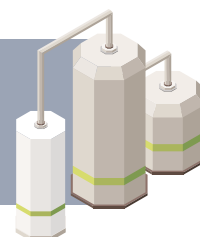
Potwierdzają to liczne opracowania naukowe (np. Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu) oraz dane statystyczne (GUS).

Ilości odpadów mogących służyć do produkcji biometanu oraz rosnące wielkości produkcji roślinnej i szczególnie zwierzęcej w kraju powodują, iż w Unii Europejskiej jesteśmy jednym z największych możliwych producentów biometanu.

Możliwości produkcyjne i dotychczasowe doświadczenie w wytwarzaniu biogazu na terenie Polski powodują, iż wolumen około 500 mln m³ biometanu rocznie jest możliwy do realizacji do 2030 r., przy założeniu stworzenia stabilnych podstaw ekonomicznych funkcjonowania takich instalacji.

wytwarzanie biogazu do 2030 r.

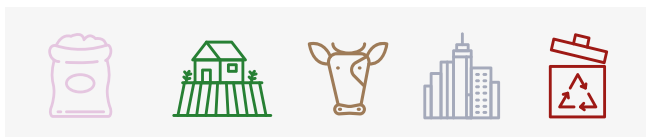
~500 mln m³



Poniżej zakreślamy skrótowo możliwości wdrożenia efektywnych rozwiązań mających na celu budowę instalacji do produkcji biometanu dzięki zidentyfikowanym aspektom ekonomicznym i prawnym. Analiza ta stanęła u podstaw uzasadnienia do projektowanej nowelizacji u.o.z.e. oraz u.b.b.c. w zakresie zastosowania biometanu dla celów transportowych w zakresie udziału biopaliw zaawansowanych w bilansie OZE w transporcie, a także jego wykorzystania na cele ciepłownicze.

Istnieje szereg projektów biometanowych zidentyfikowanych przez Polską Spółkę Gazownictwa, które aplikowały do niej o wydanie warunków przyłączenia i wykazuje potencjał produkcyjny na poziomie 60 mln m³ rocznie (dane własne) na terenie całego kraju. Powstanie nowych projektów oraz finalizacja planowanych jest kwestią uruchomienia zachęt, o których mowa w dalszej części opracowania.

Dla celów produkcji biometanu dominować powinny lokalizacje bogate w odpady, a zarazem z dogodnymi warunkami przyłączenia do sieci gazowej. **Przykładowe lokalizacje tego typu to okolice cukrowni, dużych zakładów przetwórstwa rolno-spożywczego, okolice hodowli zwierząt oraz lokalizacje miejskie, które wdrożyły zaawansowane praktyki w zakresie segregacji odpadów, w tym re-foodu.**



Wielkość instalacji biometanowych zatłaczających gaz do sieci powinna pozwalać na efektywną finansowo inwestycję. Z doświadczeń europejskich wynika, że nowoczesne biometanownie powinny produkować minimum około 5-8 mln m³ biometanu rocznie.

Aktualnie brak jest również zachęt regulacyjnych w zakresie przyłączy gazowych oraz odpowiedniej taryfy dystrybucyjnej lub innego rodzaju uzasadnienia ekonomicznego w celu sprawnego przyłączenia biogazowni do sieci gazowych. Biometanownie powinny być zwolnione z części opłat handlowych oraz przyłączeniowych tak, jak pozostałe instalacje OZE w sektorze elektroenergetyczne alternatywnie koszty te powinny być uwzględnione w metodyce wyliczania poziomu wsparcia.

Wydajność biometanowni



5-8 mln m³
biometanu rocznie

W zakresie planowania inwestycji biometanowej deweloperzy oczekują uproszczeń w procedurach uzyskania decyzji środowiskowej dla większych projektów oraz wyjaśnienie wątpliwości dotyczących małych projektów biometanowych.

Podsumowując, należy wskazać, że **rozwój sektora biometanowego w Polsce stanowi wyzwanie, które będzie mogło być zrealizowane tylko we współpracy pomiędzy wszystkimi interesariuszami: Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Ministerstwem Klimatu i Środowiska, spółkami paliwowymi, spółkami gazowymi oraz branżą biogazową.** Ogromny potencjał wytwórczy biometanu może zostać wykorzystany przede wszystkim w oparciu o zapewnienie ekonomicznego uzasadnienia do realizacji trudnych operacyjnie inwestycji, jakimi są duże biogazownie. Wprowadzenie korzystnych technicznych możliwości zatłaczania biometanu do sieci jawi się jako główna bariera w rozwoju odpowiedniej liczby instalacji. Istotnych trudności przysparza też brak stabilnego systemu wsparcia przesądzający o możliwości pozyskania finansowania pod tego typu inwestycje.

1. WPROWADZENIE DEFINICJI LEGALNEJ BIOMETANU

W pierwszej kolejności należy wskazać, że skuteczne uruchomienie rynku biometanu wymaga zdefiniowania podstawowych pojęć prawnych. W tym zakresie niezbędne jest zdefiniowanie pojęcia biometanu, projekt brzmienia takiego pojęcia został zaproponowany w ustawie o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (nr UC99):

3c) biometan gaz uzyskany z biogazu lub biogazu rolniczego, którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m³;

W tym zakresie należy pozytywnie odnieść się do projektowanej zmiany, która w szczególności umożliwi zagospodarowanie na cele gazowe istotnego potencjału w postaci istniejących biogazowni produkujących biogaz z osadów ściekowych przy oczyszczalniach ścieków na terenie całego kraju. Łącznie produkują one dzisiaj około 270 mln³ biogazu, czyli w tym przypadku (dobra kaloryczność) około 150 mln m³ biometanu (dane z URE). Co ciekawe, ponieważ instalacje te produkują tylko tyle biogazu ile potrzebne jest im na własny użytek, ich właściciele deklarują podwojenie produkcji w prosty sposób, o ile zostaną im przedstawione odpowiednie narzędzia wsparcia. Pojęciem tym objęty będzie także inny biogaz wytwarzany z innych substratów niż biogaz rolniczy, co umożliwi objęcie go systemem wsparcia OZE.

W zakresie proponowanego brzmienia definicji wydaje się, że warto byłoby doprecyzować, że pojęcie to obejmuje gaz uzyskany z biogazu lub biogazu rolniczego

niezależnie od jego stanu skupienia, w tym również w formie skroplonej lub sprężonej. Dodatkowo niezbędne wydaje się również doprecyzowanie maksymalnego, możliwego do uzyskania poziomu ciepła spalania takiego paliwa gazowego (bez jego kondycjonowania), na poziomie akceptowalnym z fizycznego punktu widzenia np. 38 MJ/m³.

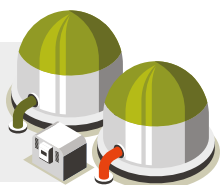
W ramach przedmiotowego projektu zaproponowano też zmianę pojęcia paliw gazowych unormowanego w art. 3 pkt 3a u.p.e., które ma być rozszerzone o pojęcie biometanu. Rozwiązane dotyczące definicji biometanu zostały też przeniesione do nowelizacji u.b.b.c.

Pozytywnie należy też ocenić zmianę pojęcia instalacji OZE unormowanego w art. 2 pkt 13 lit b u.o.z.e., która przyjmuje, że instalacją taką stanowi również zespół wyodrębnionych obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służącej do wytwarzania biogazu rolniczego, biogazu lub biometanu lub wodoru odnawialnego. Bardzo istotnym postulatem jest także jednoznaczne określenie przez prawodawcę, które substraty mieszczą się w zakresie definicji biogazu rolniczego określonej w art. 2 pkt 2 u.o.z.e. poprzez wskazanie kodów tych odpadów, z uwzględnieniem jak najszerzego ich zakresu, w tym także odpadów o kodach innych niż 02. Należy również postulować uregulowanie sposobu zarządzania odpadami, które stanowić mogą substraty do produkcji biogazu, w taki sposób, aby ich priorytetowym, a w przyszłości jedynym, sposobem zagospodarowania było ich przetworzenie przez biogazownie.

2. WPROWADZENIE INSTRUMENTÓW OPERACYJNEGO WSPARCIA WYTWARZANIA BIOMETANU

Mając na uwadze stan prawny dotyczący zasad wytwarzania paliw gazowych z biogazu (biometan) niezbędnym wydaje się zaproponowanie odrębnego instrumentu wsparcia, dedykowanego instalacjom służącym do biogazu z różnych substratów, który będzie dopasowany do ich szczególnych uwarunkowań technicznych i ekonomicznych. W tym zakresie trzeba jednak wziąć pod uwagę unormowania unijne w zakresie zasad udzielania pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią.

Wsparcie dla instalacji o różnej mocy



POB z uznaniem przyjęła fakt zaproponowania w procedowanej obecnie nowelizacji u.o.z.e. nr UC99 wprowadzenia instrumentu wsparcia opartego na stałej cenie zakupu dla instalacji wytwarzających biometan o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW. Instrument ten w zasadniczej części opiera się na wypróbowanej już w polskich realiach prawnych koncepcji kontraktu różnicowego (ang. *contract for difference, CfD*) realizowanego w ramach praw do pokrycia ujemnego salda, która jest z powodzeniem stosowana w przypadku obecnie funkcjonującego systemu wsparcia dla elektroenergetycznych instalacji OZE wykorzystujących biogaz.

Mając na uwadze powyższe, a także dostrzegając konieczność równomiernego rozwoju sektora biometanowego **POB dostrzega również konieczność objęcia tym instrumentem wsparcia również instalacji OZE o mocy zainstalowanej większej niż 1 MW, a także tych które transportują wytworzony biometan w postaci sprężonej albo skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe.**

W konsekwencji postulujemy, aby wytwórcy biometanu wprowadzanego do sieci gazowej albo wytwarzający bioCNG lub bioLNG, którzy zostaną dopuszczeni do systemu wsparcia, uzyskali prawo do pokrycia tzw. ujemnego salda co w praktyce oznacza pokrycie różnicy pomiędzy rynkową ceną paliwa gazowego, a ceną umożliwiającą wytwórcom pokrycie kosztów wytwarzania biogazu (biometanu) oraz uzasadniony zwrot z inwestycji. Przedmiotowy mechanizm zakłada również, że w przypadku nadmiernego wzrostu cen paliwa gazowego notowanych na TGE S.A. możliwe będzie wystąpienie dodatniego salda uzasadniającego zwrot nadmiarowych środków.

Z uwagi na konieczność uniknięcia negatywnych skutków zastosowania konkurencyjnego systemu przyznawania wsparcia (aukcji) w przypadku znikomej liczby projektów biometanowych w pierwszej fazie rozwoju rynku (w okresie przejściowym), proponuje się wprowadzenie jednego sposobu przyznawania prawa do pokrycia ujemnego salda dla instalacji wytwarzających biometan o mocy zainstalowanej do i powyżej 1 MW, który następnie wraz z rozwojem rynku i podażą projektów biometanowych będzie ewoluował w kierunku dwóch odrębnych instrumentów dla dużych i małych instalacji biometanowych.

W pierwszej fazie systemu, do którego możliwość wejścia będzie ograniczona stosownym terminem oraz mocą dopuszczonych instalacji biometanowych, wsparcie mogłoby być przyznawane w drodze decyzji administracyjnej wydawanej przez Prezesa URE, natomiast w kolejnych latach wsparcie przyznawane będzie w formule konkurencyjnych aukcji spełniających unijne zasady udzielania pomocy publicznej na OZE. Różnice pomiędzy obiema fazami systemu związane są jedynie ze sposobem wyłonienia projektów, którym przysługiwać będzie prawo do pokrycia ujemnego salda. Możliwość przyznania wsparcia w drodze decyzji administracyjnej wydawanej przez Prezesa URE (względnie zaświadczenia) tak, jak w zaproponowanej w projekcie UC99 treści, powinna też w dalszej perspektywie dotyczyć wytwarzania biometanu wyłącznie w instalacjach o mocy równoważnej wynoszącej nie więcej niż 1 MW. Oznacza to, że takie projekty instalacji OZE docelowo korzystałyby z instrumentu opartego na stałej cenie zakupu bez konieczności uczestnictwa w systemie aukcyjnym.

Elementy wspólne dla obu faz systemu wsparcia

Finansowanie i rozliczenie systemu wsparcia

Jednym z podstawowych założeń systemu wsparcia jest efektywne pozyskanie oraz redystrybucja środków na potrzeby wsparcia produkcji biometanu. Koszty funkcjonowania systemu wsparcia przenoszone będą na wszystkich odbiorców końcowych systemu gazowego w drodze wprowadzonej opłaty biometanowej doliczanej odbiorcom końcowym przez operatorów systemów gazowych (proporcjonalnie do wolumenu zużywanego paliwa gazowego). Zasady ustalania stawki oraz jej pobierania przez operatorów systemu gazowego mogłyby być wzorowane na dotychczasowej opłacie OZE uregulowanej w u.o.z.e.

Koszty funkcjonowania systemu wsparcia będą zatem alokowane na wszystkich odbiorców końcowych systemu gazowego. Alokacja ta wpłynie na poziom zmiennych opłat przesyłowych oraz dystrybucyjnych i w konsekwencji na zmianę obciążeń odbiorców końcowych z tego tytułu. Trzeba jednak wskazać, że wykorzystanie

tzw. mechanizmu różnicowego w ramach systemu aukcyjnego oraz premii gwarantowanej w ramach stałej ceny zakupu skutecznie przeciwdziała nadmiernemu obciążeniu odbiorców końcowych paliw gazowych przedmiotową opłatą. W przypadku bowiem wysokich cen paliwa gazowego gwarantowany poziom przychodów będzie kompensowany przez rynkowe ceny paliwa gazowego, a w konsekwencji poziom wymaganej dopłaty (premier) do ustalonej ceny biometanu będzie znacząco minimalizowany. Przychody z tytułu dodatkowych opłat będą przekazywane przez OSP oraz OSD na potrzeby zasilenia systemu wsparcia.

Z kolei podmiotem odpowiedzialnym za rozliczenie pomocy publicznej będzie Zarządca Rozliczeń S.A., który w tym zakresie będzie dysponował środkami zebranymi w ramach opłaty biometanowej. Ze względu na przewidziane skutki finansowe w odniesieniu m.in. do Prezesa URE, ministra właściwego do spraw klimatu oraz ministra właściwego do spraw rolnictwa związanych z nowymi zadaniami i kosztami administracyjnymi, wejście w życie planowanych unormowań będzie miało wpływ na poziom wydatków budżetu państwa zgodnie z regułą wydatkową.

Okres wsparcia

Umożliwienie długofalowego planowania działań inwestycyjnych w zakresie budowy instalacji biometanowych wymaga zapewnienia niezmienności wsparcia w okresie pozwalającym na zwrot poniesionych przez inwestorów nakładów inwestycyjnych. Z uwagi na skalę projektów i konieczność zaangażowania znacząco większego kapitału (w porównaniu do nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez wytwórców wykorzystujących pozostałe technologie OZE, w tym koszty przyłączenia do sieci gazowej bądź instalacji do skraplania lub sprężania biometanu), wymagane jest przyjęcie dłuższego niż w przypadku innych technologii OZE okresu wsparcia.

POB postuluje, aby był to okres 20 lat od dnia rozpoczęcia generacji biometanu w celu pokrycia ujemnego salda, przyjęty jako maksymalny okres wsparcia, który jest okresem odpowiadającym przeciętnemu cyklowi życia projektu instalacji biometanowej.

Zapobieganie zjawisku nadwsparcia

Podobnie jak w innych instrumentach wsparcia, proponuje się uwzględnienie mechanizmu, zgodnie z którym od ceny wskazanej w decyzji Prezesa URE (w I fazie dla dużych instalacji lub docelowo dla małych instalacji) lub ofercie wytwórcy (w II fazie), odliczana jest pomoc inwestycyjna otrzymana przez danego wytwórcę na realizację danego projektu instalacji biometanowej (obliczana jest cena skorygowana). Obowiązek przekazania takiej informacji przez wytwórcę będzie występował na etapie składania oferty aukcyjnej bądź wniosku do Prezesa URE.

Dodatkowo poszczególni wytwórcy będą też mieli obowiązek składania stosowych oświadczeń po upływie każdego roku kalendarzowego korzystania z instrumentu wsparcia, a także doraźnie, w przypadku pozyskania takiej pomocy (*ad hoc*). Stosowne oświadczenia będą podlegały weryfikacji przez Prezesa URE w zakresie prawidłowości wyliczenia poziomu pomocy inwestycyjnej oraz ceny skorygowanej, a w przypadku braku ich złożenia w ustawowo wskazanym terminie będą się również wiązały z koniecznością uiszczenia stosownej kary administracyjnej.

Obowiązek wytworzenia biometanu po raz pierwszy w terminie 5 lat od dnia uzyskania wsparcia

POB postuluje, aby wytwórcy, którym przyznane zostanie prawo do pokrycia ujemnego salda, zobowiązani byli do rozpoczęcia wytworzenia biometanu w celu pokrycia ujemnego salda w terminie 5 lat od dnia rozstrzygnięcia aukcji lub w przypadku wytwórców biorących udział w pierwszej fazie, od dnia wydania stosownej decyzji administracyjnej przez Prezesa URE (względnie zaświadczenia).

Termin ten może być, w wyjątkowych, niezależnych od wytwórcy przypadkach, przedłużony w drodze decyzji administracyjnej przez Prezesa URE np. ze względu na protesty społeczne, wydłużające się uzgodnienia i pozyskiwanie decyzji administracyjnych, a także braku zrealizowania przyłączenia do sieci gazowej z przyczyn leżących po stronie operatora gazowego albo pomimo zawarcia umowy z dostawcą technologii brak dostarczenia urządzeń wykorzystywanych do oczyszczania biogazu oraz jego skraplania lub sprężania.

Rozliczanie ujemnego salda

Rozliczanie ujemnego salda we wszystkich przypadkach odbywać się będzie na zasadach analogicznych do przewidzianych dla wytwórców uczestniczących w obecnie funkcjonującym już systemie wsparcia dla elektroenergetycznych instalacji OZE wykorzystujących biogaz (wypłaty na wniosek wytwórcy dokonywane przez Zarządcę Rozliczeń, możliwość skompensowania obecnego dodatniego salda z przyszłym saldem ujemnym, itd.).

Po uzyskaniu uprawnienia do rozliczania ujemnego salda, uprawniony wytwórca jednorazowo informuje operatora rozliczeń o dacie wytworzenia po raz pierwszy biometanu w ramach systemu wsparcia, a następnie każdorazowo po upływie danego miesiąca składa wniosek o rozliczenie tego salda. Co istotne, wytwórca przekazuje wniosek w terminie do 15 dnia miesiąca następującego po miesiącu obejmującym dane rozliczenie, pod rygorem utraty prawa do wypłaty rozliczenia salda za dany okres rozliczeniowy w przypadku niedotrzymania tego terminu. Zarządca Rozliczeń wypłaca stosowne środki z tytułu rozliczenia ujemnego salda w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku.

Unormowania powinny również rozwiązywać problem niezawinionego przez wytwórcę braku możliwości wprowadzenia całości lub części biometanu do sieci gazowej na skutek awarii lub problemów związanych z chłonnością sieci proponuje się, aby w takim przypadku wytwórcy przysługiwało prawo do rekompensaty finansowej za wyjątkiem przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje wytwórcy możliwości wprowadzenia do sieci pełnej ilości deklarowanego wolumenu biometanu. Rekompensata finansowa stanowiłaby równowartość ceny referencyjnej dla biometanu i byłaby wypłacana przez Zarządcę Rozliczeń S.A. za tę ilość biometanu, której wytwórca nie mógłby wytworzyć i wprowadzić do sieci z przyczyn od siebie niezależnych.

W związku z wydłużonym okresem wsparcia (20 lat) proponuje się wprowadzenie obowiązku corocznego rozliczania ujemnego/dodatniego salda. Powyższe rozwiązanie będzie korzystne zarówno z punktu widzenia zarządzaniem systemem w przypadku pojawienia się dodatniego

salda w całym okresie, nie trzeba będzie czekać do jego zakończenia (20 lat), jak i z punktu widzenia beneficjentów systemu i instytucji finansowych nie będą oni potrzebowali zabezpieczać środków na wypadek wystąpienia dodatniego salda na koniec okresu wsparcia. Zaproponowane rozwiązanie wprowadzi większą przejrzystość i pewność funkcjonowania podmiotów biorących udział w systemie wsparcia z uwagi na coroczne rozliczenie salda, a tym samym brak konieczności jednokrotnego całościowego rozliczenia 20 lat funkcjonowania w systemie.

Projekty o najwyższym poziomie zaawansowania procesu inwestycyjnego, gwarantujące wytworzenie biometanu przed 2030 r., a co za tym idzie kontrybuujące do celów polityki klimatyczno-energetycznej na 2030 r., będą mogły wziąć udział w pierwszej fazie systemu wsparcia.

Na tym etapie, wsparcie przyznawane będzie na wniosek wytwórcy przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej (względnie zaświadczenia). Na tożsamych zasadach w związku ze stosownym wyłączeniem w CEEAG wsparcie będą mogły uzyskać małe instalacje biometanowe (odpowiadające mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW). Do wniosku o wydanie decyzji, wytwórca będzie musiał załączyć:

1. oryginał lub poświadczoną kopię warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie do gazowej sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej albo ofertę zakupu urządzeń służących skraplaniu lub sprężaniu biometanu;
2. oryginał lub poświadczoną kopię prawomocnego pozwolenia na budowę wydanego dla projektowanej instalacji OZE, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego;
3. harmonogram rzeczowo-finansowy realizacji projektowanej instalacji OZE;
4. oświadczenia potwierdzające zastosowanie nowych urządzeń oraz stosownych substratów;
5. zobowiązanie do wytworzenia po raz pierwszy biometanu w instalacji OZE, w terminie 60 miesięcy od dnia uzyskania decyzji Prezesa URE;

6. informacje określone w przepisach wydanych na podstawie art. 37 ust. 6 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

Konieczność posiadania przez wytwórcę wyżej wymienionych decyzji i dokumentów zapewnia, że w pierwszej fazie systemu wsparcia wezmą udział tylko te projekty, w przypadku których zakończenie procesu inwestycyjnego i generacja biometanu nastąpi najszybciej, a także przed przygotowaniem dostatecznej liczby projektów, które będą mogły wziąć udział w aukcji OZE.

Do szczegółowego określenia pozostanie wskazanie maksymalnej łącznej ilości rocznej wydajności dużych projektów biometanowych, które będą mogły wziąć udział w pierwszej fazie systemu wsparcia. Podobnie w drodze rozporządzenia ilość taka będzie mogła być ograniczona w stosunku do małych instalacji biometanowych. Prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze decyzji administracyjnej nie będzie przyznane dla instalacji OZE, których dopuszczenie do systemu wsparcia powodowałoby przekroczenie tych wartości. O pierwszeństwie przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda decydować będzie kolejność złożenia kompletnych wniosków. Z uwagi na unijne przepisy i wytyczne, dotyczące pomocy publicznej, niezbędne będzie wyznaczenie daty granicznej wydania przez Prezesa URE decyzji o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda np. 31 grudnia 2027 r. (dostateczny rozwój projektów biometanowych umożliwiający konkurencyjną aukcję). Po tej dacie, nie będzie możliwe uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla większych instalacji biometanowych w ramach mechanizmu nie będącego procedurą konkurencyjną. Konieczne jest więc precyzyjne rozdzielenie pierwszej i drugiej fazy systemu wsparcia dla biometanu.

Wysokość ceny będącej podstawą rozliczenia ujemnego salda ustalana będzie przez ministra właściwego do spraw klimatu w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw rolnictwa

Jednostkowa wysokość ceny będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda w pierwszej fazie systemu wsparcia, a także dla małych instalacji biometanowych, określona zostanie w rozporządzeniu wydanym przez

ministra właściwego do spraw klimatu w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw rolnictwa. Cena ta powinna być odrębnie ustalana dla dużych i małych instalacji biometanowych, a także dla tych które są przyłączone do sieci gazowej albo dokonują skroplenia lub sprężenia biometanu ze względu na różne koszty tych technologii.

Aby zapewnić, że wysokość ceny jest dostosowana do faktycznie niezbędnego poziomu wsparcia, wysokość ceny będzie ustalana w oparciu o wskaźniki makroekonomiczne wskazane w delegacji ustawowej:

1. koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórcy będą korzystać z prawa do pokrycia ujemnego salda;
2. koszty inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i jego budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia biometanu do sieci gazowej albo do przeprowadzenia procesu skraplania lub sprężania;
3. uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji instalacji biometanowej;
4. ewentualnie te przewidziane w art. 77 ust. 4 u.o.z.e., w tym w szczególności przewidywane kształtowanie się cen biomasy i innych paliw oraz jednostkowe ceny uprawnień do emisji CO₂, czy wpływ instalacji OZE na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;

Ustalenie wysokości ceny w drodze rozporządzenia zapewni przy tym zarówno przejrzystość, jak i niezbędną elastyczność regulacji w zakresie zmiany poziomu ceny, a także umożliwi uczestnictwo w procesie legislacyjnym partnerów społecznych. Ustalona stała cena zakupu będzie podlegała corocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji, co pozwoli na uwzględnienie zmiennych kosztów operacyjnych.

Efekt zachęty i wniosek o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda

W ramach postępowania o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda Prezes URE oceni czy projektowana inwestycja zostałaaby zrealizowana w przypadku, w którym dla instalacji OZE wytwarzającej biometan nie przyznano by prawa do pokrycia ujemnego salda w ramach proponowanego instrumentu wsparcia (tzw. efekt zachęty).

Na podstawie wniosku wytwórcy spełniającego określone w ustawie wymagania, Prezes URE będzie wydawał decyzję o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda. Przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla instalacji biometanowych w pierwszej fazie systemu, a także docelowo dla małych instalacji (przyznawanego poza konkurencyjną procedurą), będą podlegały indywidualnej notyfikacji Komisji Europejskiej. Realizacja prawa do pokrycia ujemnego salda, tj. jego wypłata, będzie mogła nastąpić dopiero po wydaniu przez Komisję decyzji uznającej to wsparcie jako dopuszczalne na gruncie unijnych przepisów o pomocy publicznej.

Druga faza systemu wsparcia - aukcje w formule „pay as bid” bez obowiązku sprzedaży określonej ilości

Wykorzystywany już w krajowych unormowaniach system aukcyjny jest zgodny z zasadami udzielania pomocy publicznej w Unii Europejskiej. Pomoc taka w zakresie operacyjnego wspierania instalacji wytwarzających paliw i energię z OZE powinna być przyznawana w drodze procedury przetargowej, zgodnej z zasadami konkurencji na podstawie jasnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriów (poza wyjątkami, uzasadniającymi odstępianie od tej procedury m.in. dla pierwszej fazy wprowadzanego niniejszą ustawą oraz małych instalacji).

Oznacza to, że poza wyjątkiem przewidzianym dla pierwszej fazy systemu wsparcia instalacji biometanowych, dla której uzasadnieniem jest brak możliwości efektywnego przeprowadzenia konkurencyjnych aukcji w okresie przejściowym ze względu na niską podaż projektów, a także konieczność zainicjowania powstania pierwszych projektów, **POB wskazuje, że system aukcyjny jest najbardziej adekwatnym mechanizmem ustalania konkurencyjnego poziomu wsparcia w postaci ofert składanych przez indywidualnych wytwórców obejmujących konkretne projekty biometanowe.**

POB postuluje, aby w ramach aukcji, każdy z wytwórców składał jedną ofertę, niejawną dla pozostałych uczestników aukcji. Aukcje rozliczane będą według ceny z oferty (tj. formuła pay as bid), a wygrywać w aukcji będą oferty z najniższą jednostkową ceną za MWh biometanu. Tak skonstruowany mechanizm aukcyjny umożliwi minimalizację kosztów wprowadzenia na rynek biometanu dla odbiorcy końcowego i stanowi znaczącą zachętę do poszukiwania innowacyjnych rozwiązań technologicznych, umożliwiających obniżenie kosztów jego produkcji.

W zakresie organizacji aukcji, możliwe jest wykorzystanie doświadczeń i kompetencji zyskanych przez Prezesa URE przy organizacji obecnie funkcjonującego systemu aukcyjnego dla elektroenergetycznych instalacji OZE. Prezes URE odpowiedzialny będzie za ogłaszanie, przeprowadzanie i rozstrzyganie aukcji, jednakże, z uwagi na charakterystykę i skalę przedsięwzięcia w zakresie instalacji biometanowych, proponuje się aby lata przeprowadzenia pierwszych aukcji były określone na poziomie ustawowym (ustawowo określony rok, wolumen oraz budżet aukcji). Takie rozwiązanie gwarantuje pewność przeprowadzenia aukcji w określonym terminie, umożliwiające inwestorom lepsze planowanie działań, jakie są konieczne dla uzyskania prawa do udziału w aukcji (długoterminowa przewidywalność dla inwestorów). Podobnie, z uwagi na potrzebę zapewnienia większej przewidywalności i pewności co do warunków aukcji, w pierwszych latach funkcjonowania systemu wsparcia, również maksymalna ilość instalacji, którym może zostać udzielone prawo do pokrycia ujemnego salda, powinny być określone na poziomie ustawowym. W dalszych latach funkcjonowania systemu, w zależności od prowadzonej polityki energetycznej, parametry te mogą być ustalane fakultatywnie w drodze rozporządzenia Rady Ministrów wydawanego w roku poprzedzającym rok, w którym aukcja będzie organizowana. Same aukcje przeprowadzane będą z wykorzystaniem internetowej platformy aukcyjnej (IPA).

Ze względu na różnorodność techniczną projektów biometanowych zasadnym będzie wyróżnienie tzw. koszyków technologicznych, w ramach których ze względu na różne koszty inwestycyjne oraz

operacyjne, rywalizować będą poszczególne rodzaje instalacji biometanowych. W tym zakresie postuluje się wyodrębnienie koszyków na 3 szczeblach ze względu na:

a) rodzaj wykorzystywanych substratów tj. biometan rolniczy, biometan inny niż rolniczy

b) sposób transportu biometanu tj. przyłączenie do sieci gazowej, skraplanie biometanu do postaci bioLNG, sprężanie biometanu do postaci bioCNG

c) roczną przepustowość instalacji biometanowej, względnie moc zainstalowaną do i powyżej 6 MW

W celu zapewnienia konkurencyjności procedury aukcyjnej, wprowadzony zostanie mechanizm zapewniający utrzymanie konkurencyjności nawet w sytuacji, w której podaż projektów nie przekroczy wolumenu przeznaczonego na daną aukcję. Wzorując się na funkcjonujących już rozwiązaniach, aukcję mogliby wygrać ci wytwórcy, których oferty łącznie nie przekroczyły 90% łącznego wolumenu biometanu, objętego wszystkimi złożonymi ofertami. Rozwiązanie to ogranicza możliwość wystąpienia nadmiernych korzyści finansowych w przypadku niewielkiej (ale wystarczającej do przeprowadzenia i rozstrzygnięcia aukcji) liczby złożonych ofert. Minimalna ilość projektów umożliwiające rozstrzygnięcie danej aukcji wynosiłaby 3 złożone oferty.

Prekwalifikacja do aukcji

Proces oceny przygotowania wytwórcy do wytwarzania biometanu jest kluczowy z punktu widzenia zapewnienia rzeczywistej realizacji projektów. Przejście prekwalifikacji będzie obowiązkowe dla wszystkich wytwórców, którzy zamierzają wystartować w aukcji. Prekwalifikacja prowadzona będzie przez Prezesa URE na wniosek inwestora/podmiotu działającego w imieniu inwestora planowanej instalacji biometanowej i dotyczyć będzie możliwości wzięcia udziału

w systemie aukcyjnym oraz zakwalifikowania danej instalacji do odpowiedniego koszyka technologicznego, warunkującego możliwą do zastosowania w odniesieniu do niej wartość referencyjną określającą maksymalną wysokość premii w ramach rozliczania ujemnego salda.



W ten sposób, do udziału w aukcji dopuszczeni zostaną wyłącznie ci z wytwórców, w przypadku których faktyczne powstanie instalacji i produkowanie biometanu jest wystarczająco uprawdopodobnione i możliwe pod względem technicznym. Prekwalifikacja techniczna umożliwi bieżącą ocenę potencjału inwestycyjnego danej instalacji biometanowej oraz terminowego rozpoczęcia produkcji. Wytwórca składać będzie wniosek o dopuszczenie do aukcji wraz z:

1. oryginałem lub poświadczoną kopią warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie do gazowej sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej lub ofertę zakupu urządzeń służących skraplaniu lub sprężaniu biometanu;
2. oryginałem lub poświadczoną kopią prawomocnego pozwolenia na budowę wydanego dla projektowanej instalacji OZE, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego;
3. harmonogramem rzeczowo-finansowym realizacji projektowanej instalacji OZE;
4. oświadczeniem potwierdzającym zastosowanie określonych substratów;
5. zobowiązanie do wytworzenia po raz pierwszy biometanu w instalacji OZE, w terminie 60 miesięcy od dnia wydania decyzji;

Prekwalifikacja będzie też miała wymiar finansowy wymagający złożenia stosownej kaucji zabezpieczającej terminowe rozpoczęcie wytwarzania biometanu w kwocie 12 PLN za każdy 1 kW mocy zainstalowanej instalacji biometanowej. Proces prekwalifikacji pełni również istotną rolę informacyjną, na podstawie której może być szacowany potencjał inwestycyjny, a tym samym prawidłowo określany budżet aukcyjny. Na podstawie ww. wniosku oraz uiszczony kaucji, Prezes URE wydawać będzie zaświadczenie o możliwości udziału w aukcji.

Brak kar za niedotrzymanie zadeklarowanego poziomu produkcji biometanu

Unormowania unijne w zakresie zasad ustalania pomocy państwa w drodze konkurencyjnych postępowań przetargowych nie wymagają, aby wytwórcy składający ofertę aukcyjną byli zobowiązani do wytworzenia określonego wolumenu zadeklarowanego w złożonej ofercie. Innymi słowy, w ramach konkurencyjnego postępowania aukcyjnego chodzi jedynie o ustalanie wysokości wsparcia w ramach deklarowanej oferty aukcyjnej obejmującej poziom ceny, który w dostateczny sposób zachęci do rozpoczęcia wytwarzania biometanu.

W związku z powyższym nie przewiduje się wprowadzenia obowiązku wytworzenia oraz sprzedaży określonego wolumenu biometanu, a w konsekwencji także administracyjnych kar pieniężnych stanowiących stosowną sankcję za niedotrzymanie zadeklarowanego poziomu produkcji. Niemniej przewiduje się, że wytwórca, który nie rozpocznie wytwarzania biometanu w ustawowym terminie nie tylko straci uiszczoną kaucję, ale także straci możliwość korzystania z uprawnienia do rozliczania ujemnego salda w stosunku do danej instalacji. Dodatkowo, zarówno dany wytwórca, jak i projekt instalacji OZE zostaną objęte dodatkowym 3 letnim zakazem uczestnictwa w systemie aukcyjnym.

3. INTEGRACJA INSTALACJI BIOMETANOWYCH Z SIECIĄ GAZOWĄ

Kolejnym kluczowym elementem umożliwiającym uruchomienie sektora wytwarzania biometanu w Polsce, obok systemu wsparcia tego rodzaju działalności, jest zapewnienie możliwości technicznych wprowadzania tego rodzaju odnawialnego paliwa gazowego do dystrybucyjnych oraz przesyłowych sieci gazowych w Polsce.

Mając na uwadze szereg wyzwań natury technicznej związanych z możliwością przyłączenia instalacji biometanowych do sieci oraz transportu nimi nowego rodzaju paliw gazowych w postaci biometanu, które to jednak są do rozwiązania dzięki przeprowadzeniu stosownych inwestycji infrastrukturalnych, postuluje się wprowadzenie unormowań prawnych umożliwiających wprowadzenie dedykowanych taryf przesyłowych i dystrybucyjnych obejmujących paliwa gazowe z biometanu. Możliwość wygenerowania w ten sposób dodatkowych środków finansowych zapewni też możliwość większego zaangażowania przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie przesyłu lub dystrybucji paliw gazowych, które zyskają ekonomiczne podstawy do transportowania biometanu.

Powyższe rozwiązanie nie tylko umożliwiłoby sfinansowanie niezbędnych inwestycji infrastrukturalnych i sieciowych rozwiązujących aktualne problemy techniczne, ale także umożliwiłoby zasadnicze obciążenie tymi kosztami odbiorców końcowych paliw gazowych, którym szczególnie zależy na korzystaniu z ekologicznego paliwa w postaci biometanu. Innymi słowy ciężar tych inwestycji, które w zasadniczej części finansowane

są przecież ze środków pochodzących z taryfy, nie obejmowałby wszystkich odbiorców końcowych paliw gazowych (w tym chociażby tych w gospodarstwach domowych), a dotyczyłby jedynie odbiorców końcowych korzystających z systemu gazowego w celu pozyskania biometanu. W konsekwencji stosownemu przeglądowi oraz uzupełnieniu powinno podlegać unormowania dotyczące zasad zatwierdzania taryf unormowane w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r., poz. 1385 tj. ze zm.) oraz rozporządzenia Ministra Energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2021 r., poz. 280 tj.).

Alternatywnie przysporzenie operatorom dystrybucyjnych systemów gazowych odpowiednich środków finansowych związanych z dostosowaniem sieci gazowych do transportu biometanu może polegać na wprowadzeniu taryfy dla wytwórców biometanu za wprowadzenie każdej kWh paliwa gazowego do sieci gazowej przy czym to rozwiązanie powinno znaleźć odzwierciedlenie w poziomie kosztów kalkulowanych w ramach ustalenia ceny referencyjnej dla tego typu instalacji biometanowych.

Ostatecznie, w ramach trzeciego z dostępnych rozwiązań środki finansowe potrzebne dla dostosowania sieci gazowych do transportu biometanu mogłyby podlegać pełnej internalizacji na wszystkich odbiorców paliw gazowych, a więc stać się dodatkowym elementem taryfy przesyłowej lub dystrybucyjnej uwzględnianym przez Prezesa URE w ramach postępowania taryfowego dotyczącego każdego z operatorów systemów gazowych.

Ważną zmianą w zakresie określenia parametrów fizyko-chemicznych paliw gazowych, w tym biometanu, była nowelizacja Rozporządzenia systemu. W tym zakresie jedną z kluczowych barier drastycznie ograniczającą możliwości przyłączenia jest uregulowanie minimalnego poziomu ciepła spalania na poziomie 34 MJ/m^3 . Niemniej, ustawodawca nie unormował maksymalnego poziomu ciepła spalania, którego mogą wymagać przedsiębiorstwa sieciowe, co sprawia, że w wielu przypadkach wymagają oni doprowadzenia tego parametru do poziomu ponad 38 MJ/m^3 , co z fizycznego punktu widzenia nie jest do osiągnięcia nawet dla najbardziej oczyszczonego biometanu (bez konieczności jego wzbogacania dodatkową ilością węglowodorów ciężkich). Powodem takiego stanu rzeczy jest fakt transportowania tym systemem gazu ziemnego wzbogaconego innymi gazami o wyższej kaloryczności i cieple spalania (np. uzupełnionego o propan), które powodują znaczące podniesienie tych parametrów w poszczególnych lokalizacjach. W tym zakresie, zgodnie z przyjmowanymi przez przedsiębiorstwa sieciowe instrukcjami ruchu i eksploatacji sieci wyznaczają one określone obszary rozliczeniowe ciepła spalania (ORCS) oraz przypisane do nich miesięczne średnie wartości ciepła spalania, które ze względu na skład chemiczny mogą okazać się nie do spełnienia przez instalacje biometanowe np. ciepło spalania nawet powyżej 40 MJ/m^3 .

W celu rozwiązania tego problemu postuluje się wprowadzenie do unormowań u.p.e. dotyczących zasad kształtowania przedmiotowych instrukcji obowiązku konieczności wydzielenia nowej ORCS, która częściowo będzie zasilana biometanem wprowadzanym do sieci gazowej w zawiązku z przyłączeniem nowej instalacji biometanowej, z bezpiecznym poziomem ciepła spalania, ale akceptowalnym i możliwym do osiągnięcia w ramach procesu technologicznego wytwarzania i oczyszczania biometanu.

Co więcej, warty rozważenia byłoby określenie maksymalnego poziomu ciepła spalania, którego będą mogły wymagać przedsiębiorstwa sieciowe w ramach tworzenia nowych ORCS, ale na poziomie akceptowalnym z fizycznego punktu widzenia przez inwestorów instalacji

biometanowych (bez konieczności jego uzdatnienia np. propan-butanem). Możliwy poziom oscyluje w granicach $36\text{-}38 \text{ MJ/m}^3$, natomiast w celu możliwości tworzenia nowych odcinków sieci, szczególnie tych wyspowych zasilanych z instalacji biometanowej, postuluje się utrzymanie możliwości wykorzystania zakładanego w rozporządzeniu systemowym minimalnego poziomu 34 MJ/m^3 , a za zgodą stosownego przedsiębiorstwa sieciowego nawet o niższych parametrach ciepła spalania, jeżeli będzie to akceptowalne z punktu widzenia bezpieczeństwa prowadzenia ruchu sieciowego oraz oczekiwań lokalnych odbiorców końcowych.

Z kolei przedsiębiorstwa sieciowe w związku z koniecznością zmiany swoich instrukcji ruchu i eksploatacji sieci gazowych IRiES w przypadku przyłączenia instalacji biometanowej nie powinny też napotykać na barierę prawną w postaci zagrożenia braku zatwierdzenia takiej zmiany przez Prezesa URE. Podmioty te powinny bowiem uwzględniać interes publiczny polegający na konieczności zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zwiększenia poziomu krajowych możliwości produkcyjnych umożliwiających ograniczenie importu gazu ziemnego oraz całkowitego wyłączenia takiego importu z Federacji Rosyjskiej, nawet jeżeli odbywałoby się to kosztem minimalnego obniżenia poziomu ciepła spalania w niektórych lokalizacjach. Dodatkowo trzeba również przewidzieć podstawy prawne umożliwiające dokonanie zmiany parametrów dostarczanego paliwa gazowego do przyłączonych już odbiorców końcowych w ramach tak tworzonej nowej ORCS bez ewentualnego odszkodowania obciążającego dane przedsiębiorstwa sieciowe w skutek zmiany parametrów dostarczanego paliwa gazowego.

Przedsiębiorstwa sieciowe oraz inwestorzy instalacji biometanowych powinni mieć również zapewnioną alternatywną możliwość doprowadzenia biometanu do poziomu ciepła spalania funkcjonującego na danym ORCS w postaci skorzystania z dodatkowej usługi w zakresie kondycjonowania biometanu (np. poprzez dodanie propanu wzbogacającego kaloryczność i ciepło spalania paliwa gazowego). W tym zakresie wydaje się, że stosowne podstawy zawiera już §39 ust. 2

Rozporządzenia systemowego, który daje przedsiębiorstwom sieciowym możliwość świadczenia usług dodatkowych, które mają na celu zapewnienie uzyskania przez biometan parametrów jakościowych spełniających wymagania danego ORCS. W tym zakresie wydaje się jednak, że należałoby doprecyzować na poziomie ustawowym w u.p.e. zasady świadczenia tego rodzaju usług, za które odpowiedzialne byłoby przedsiębiorstwo sieciowe, natomiast rzeczywiste koszty z tym związane obciążałoby inwestora instalacji biometanowej wraz z jednoznacznie ustalonym poziomem marży za świadczenia tej usługi.

W kontekście ewentualnych zmian treści rozporządzenia systemowego warto byłoby również wprowadzić możliwość uwzględnienia przez operatora systemu gazowego większych możliwych wahań poziomu ciepła spalania i zmienić aktualnie obowiązujący poziom ($\pm 3\%$) na postulowany poziom $\pm 10\%$. Możliwość taka stanowiłaby doraźne rozwiązanie umożliwiające przyjęcie biometanu do sieci gazowej o ponadstandardowym poziomie ciepła spalania, zanim dojdzie do formalnego wyodrębnienia nowego ORCS.

W ramach rozporządzenia systemowego warto byłoby również jednoznacznie określić maksymalną częstotliwość prowadzenia pomiarów jakości poszczególnych parametrów fizyko-chemicznych biometanu, potwierdzających możliwość jego wprowadzenia do danej sieci gazowej. Aktualne unormowania wprowadzają jedynie wskazania dotyczące minimalnej częstotliwości takich pomiarów, natomiast pozostawianie maksymalnego poziomu obowiązku dokonania takich pomiarów dyskrejonalnej decyzji poszczególnych przedsiębiorstw sieciowych może znacząco utrudnić oraz spowodować wzrost kosztów operacyjnych po stronie instalacji biometanowej nieuzasadniona i zbyt duża częstotliwość wymagania takich badań, które musi sfinansować inwestor. Istotne byłoby również doprecyzowanie skutków wykrycia w ramach przeprowadzonych badań niedotrzymania parametrów jakościowych w zakresie wstrzymania odbioru paliwa gazowego i możliwości oraz terminów wznowienia jego odbioru. Należy także rozważyć przeniesienie odpowiedzialności za zapewnienie

parametrów jakościowych biogazu lub biometanu, w tym także prowadzenia pomiarów tych parametrów, w całości na operatora sieci za odpowiednim wynagrodzeniem. Takie rozwiązanie mogłoby stanowić odpowiedź na obawy inwestorów związane ze zbyt wysokimi kosztami dotyczącymi zarówno zapewnienia utrzymania tych parametrów, jak i ich pomiarów. Konsekwentnie należy także rozważyć przeniesienie na operatora sieci obowiązku instalacji sprężarki w miejscu przyłączenia oraz obowiązku dostosowania ciśnienia zatłaczanego gazu. Obecnie obowiązek ten nałożony jest na wytwórcę zgodnie z pkt. 4.3. Załącznika do Rozporządzenia systemu, co stanowi jedną z ważniejszych barier zatłaczania biogazu (biometanu) do sieci przesyłowej.

Kolejnym elementem, który należałoby rozważyć w zakresie zwiększenia poziomu integracji sieci gazowych z instalacjami biometanowymi jest wprowadzenie unormowań zachęcających przedsiębiorstwa sieciowe do uwzględnienia inwestycji w budowę lub rozbudowę sieci gazowych (dystrybucyjnych lub przesyłowych) pod kątem zwiększenia potencjału przyłączania instalacji biometanowych w kluczowych lokalizacjach w przyjmowanych przez te przedsiębiorstwach planach rozwoju sieci. Obowiązek taki mógłby dotyczyć lokalizacji (odcinków sieci), gdzie wydano odmowę określenia warunków przyłączenia do sieci gazowej albo warunki te miałyby charakter przerywany, ze względu na brak całorocznej dostatecznej chłonności sieci umożliwiającej przyjęcie deklarowanej ilości biometanu.

Finalnie, należy również zaproponować konieczność podjęcia działań wspierających rozwój i rozbudowę sieci gazowych (w tym również odpowiednich urządzeń rewersyjnych oraz kondycjonujących) z wykorzystaniem dedykowanych programów pomocy inwestycyjnej na realizację tego typu zadań o charakterze użyteczności publicznej. W tym zakresie duże pole do działania będą miały podmioty, które w szczególności będą dysponowały środkami unijnymi przeznaczonymi na cel transformacji w sektorze energetycznym, ze szczególnym uwzględnieniem rozbudowy sieci gazowych oraz poprawie ich eksploatacji w związku z możliwością transportu paliw gazowych w postaci biometanu.

4. UŁATWIENIA W PROCESIE INWESTYCYJNO-BUDOWALNYM

Poza wskazanymi wyżej kwestiami dotyczącymi systemu wsparcia oraz integracji instalacji biometanowych z siecią gazową, postuluje się również wprowadzenie unormowań w zakresie ułatwienia oraz przyspieszenia poszczególnych etapów procesu inwestycyjno-budowlanego w instalacje biometanowe (m.in. decyzji środowiskowej, pozwolenia na budowę i pozwolenia na użytkowanie). Usprawnienia te mają na celu znaczące przyspieszenie i ułatwienie prowadzenia inwestycji w zakresie tego typu instalacji zapewniających dostawę odnawialnego paliwa gazowego.

Jako postulat do dyskusji można się zastanawiać, czy mając na uwadze korzyści płynące dla wytwórców z uregulowania wszelkich kwestii dotyczących budowy i eksploatacji instalacji biometanowych w jednym akcie prawnym (takich jak przewidywalność ram regulacyjnych działalności, łatwość stosowania, jasność i transparentność przepisów) oraz potrzebę zachowania spójności systemowej i przejrzystości obecnie obowiązujących regulacji (wprowadzenie zmian do ustawy OZE powodowałoby znaczące zmniejszenie czytelności jej przepisów), nie powinno się zaproponować jednego dedykowanego aktu prawnego, który oprócz systemu wsparcia normowałby również stosowne ułatwienia w procesie inwestycyjno-budowlanym.

W pierwszej kolejności należy wskazać, że ze względu na konieczność budowy zdolności produkcyjnych w zakresie wytwarzania własnych zasobów odnawianego i ekologicznego paliwa gazowego w postaci biometanu, a także

mając na uwadze uniezależnienie się od kosztownych dostaw tego paliwa, całkowite i trwałe wstrzymanie takiego importu z Federacji Rosyjskiej oraz sprawną realizację unijnych celów polityki klimatyczno-energetycznej UE postuluje się objęcie tych inwestycji szczególnym reżimem prawnym jako inwestycji celu publicznego. W konsekwencji wymagane będzie wprowadzenie zmian do art. 6 ustawy o gospodarce nieruchomościami, *expressis verbis* precyzującej, że inwestycje w zakresie instalacji biometanowych są inwestycją celu publicznego w rozumieniu tej ustawy.

Dalej, należy też podkreślić, że zdecydowanie trzeba odejść od postulatów legislacyjnych umożliwiających lokalizowanie instalacji biometanowych (wchodzących w skład szerszego pojęcia instalacji OZE) wyłącznie w ramach zapisów miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Wdrożenie takiej regulacji *de facto* drastycznie wstrzyma rozwój projektów biometanowych, nawet jeżeli w ramach przepisów przejściowych ustawodawca zdecyduje się zachować wcześniej wydane decyzje o warunkach zabudowy dla tego typu inwestycji. Uzasadniając tę tezę, w pierwszej kolejności należy wskazać na niskie nasycenie obszaru Polski obowiązującymi planami miejscowymi, co oznacza, że w przeważającej części lokalizacji takie plany nie są przyjmowane przez właściwe władze samorządowe. Co więcej, projekty tego typu lokowane są również w miejscach dostępności substratów rolno-spożywczych, które mogą zostać następnie wykorzystane w stosownych procesach biogazowych. W konsekwencji wymagana jest w tym zakresie swoista elastyczność w podjęciu decyzji inwestycyjnej sprowadzającej się do wskazania miejsca powstania danej instalacji biometanowej.

W tym zakresie postuluje się zatem utrzymanie dotychczasowych zasad umożliwiających elastyczne określanie takich lokalizacji, ale w ramach decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego. Planowane unormowania powinny również zachowywać wcześniej wydane decyzje o warunkach zabudowy, które utrzymałyby swoją ważność.

Mając jednak na uwadze pożądaną współpracę inwestorów z władzami gmin, w których mogłyby być lokalizowane instalacje biogazowe, postuluje się by w drodze stosownych unormowań zobowiązać poszczególne rady gmin, aby przy uchwalaniu studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy lub planów gospodarki niskoemisyjnej uwzględniały potencjalne lokalizacje pod inwestycje biogazowe. Studium jest obligatoryjnym dokumentem przyjmowanym przez poszczególne gminy w celu przedstawienia polityki przestrzennej realizowanej na terenie danej gminy. Z kolei plan gospodarki niskoemisyjnej to dokument strategiczny, którego celem jest określenie planów rozwoju gminy w kierunku w kierunku gospodarki niskoemisyjnej, pozwalającej osiągnąć korzyści środowiskowe, społeczne i ekonomiczne. Wprowadzenie obowiązku uwzględniania potencjalnych lokalizacji pod inwestycje biogazowe pozwalałoby na uspoźnienie oczekiwań władz samorządowych oraz potencjalnych inwestorów, którzy przy planowaniu inwestycji mogliby uwzględniać lokalizacje wskazane przez gminę w studium lub planie. Niemniej, odrębnie niż w przypadku miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego zapisy studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy oraz planów gospodarki niskoemisyjnej nie mają charakteru wiążącego i inwestorzy w ramach decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego mogliby starać się o zgodę na zlokalizowanie instalacji biogazowej także w innym miejscu niż te wskazane w danym studium lub planie. Alternatywnie można znaleźć inny dokument o charakterze planistycznym, który pozwalałby wskazywać potencjalne lokalizacje pod inwestycje biogazowe, pozostawiając jednak stosowną swobodę w wyborze takich lokalizacji inwestorom. Uwzględnienie takich działań z pewnością ułatwi współpracę i koordynację polityki przestrzennej między inwestorami, a gminnymi władzami samorządowymi.



Natomiast, w celu przyspieszenia budowy i rozpoczęcia eksploatacji instalacji biometanowych, a co za tym idzie, dostarczania do polskiego systemu gazowego dużej ilości odnawialnych paliw gazowych, wyprodukowanych w zeroemisyjnych instalacjach, konieczne jest dokonanie zmian w wybranych regulacjach dotyczących procedur administracyjnych. W konsekwencji w zakresie postępowań administracyjnych prowadzonych w zakresie uzyskiwania poszczególnych dokumentów inwestycyjno-budowlanych, otrzymywanych przez inwestora w celu realizacji budowy instalacji biometanowej tj:

- decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach,
- decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego
- zgody wodnoprawnej,
- pozwolenia na budowę,
- pozwolenia na użytkowanie,

a także zasady składania i rozpatrywania środków odwoławczych w odniesieniu do tych decyzji, należy przyjąć rozwiązania zmierzające do umożliwienia jak najszybszego wykonania ich przez wytwórcę oraz skrócenia czasu uzyskania przez te decyzje przymiotu ostateczności i prawomocności. W tym zakresie postuluje się wprowadzenie szczególnych unormowań proceduralnych, które wyznaczałyby organowi prowadzącemu dane postępowanie wiążący termin na rozstrzygnięcie danej sprawy (np. 90 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku) tak, aby dać inwestorom gwarancję sprawnego procedowania spraw dotyczących inwestycji w instalacje biometanowe.



W tym zakresie kluczowe będzie też zabezpieczenie terminowości uzyskania stosownych uzgodnień, opinii, zgód itp. innych organów zaangażowanych w proces wydania danej decyzji administracyjnej (w szczególności Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska w przypadku decyzji środowiskowych). Postuluje się zatem, aby brak wyrażenia stosownego stanowiska w sprawie przez organ współdziałający w wyznaczonym terminie np. 14 dni traktowane było jako brak zastrzeżeń do wniosku o wydanie stosownej decyzji (wykorzystanie koncepcji tzw. milczącej zgoda organu w przypadku niedochowani terminu).

Z kolei odwołanie od takich decyzji administracyjnych wnosiłoby się w przyspieszonym terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji stronie albo terminie 30 dni od dnia obwieszczenia lub doręczenia zawiadomienia o wydaniu decyzji. Przedmiotowe odwołanie musiałoby zawierać zarzuty odnoszące się do decyzji, określa istotę i zakres żądania będącego przedmiotem odwołania oraz wskazywać dowody uzasadniające to żądanie. Rozpatrzenie samego odwołania od decyzji również musiałoby następować w ściśle określonym terminie np. 60 dni od dnia jego wpływu. Warto też zaproponować, aby w postępowaniu przed organem wyższego stopnia lub przed sądem administracyjnym nie można było uchylić stosownej decyzji dotyczącej instalacji biometanowej w całości ani stwierdzić ich nieważności w całości, gdy wadą dotknięta jest tylko część decyzji dotycząca części inwestycji w zakresie instalacji biometanowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia paliwa gazowego do sieci.

W celu wyegzekwowania przestrzegania wskazanych powyżej szczególnych terminów na przeprowadzenie stosownego postępowania albo odwołania od danej decyzji byłby one zabezpieczone odpowiednią administracyjną karą pieniężną w wysokości 1000 zł za każdy dzień zwłoki. Stosowna kara byłaby wymierzana przez organ wyższego stopnia, a w przypadku spraw dotyczących odwołania od decyzji przez ministra właściwego ze względu na przedmiot prowadzonego postępowania tj. środowiska, gospodarki wodnej albo budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa.

Stosownemu przyspieszeniu mogłyby również ulec ewentualne postępowania sądowno-administracyjne w sprawach dotyczących decyzji administracyjnych służących realizacji inwestycji w zakresie instalacji biometanowych. W tym zakresie proponuje się, aby do tego rodzaju postępowań stosować przepisy ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. - Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi (Dz. U. z 2022 r. poz. 329 i 655), z wyłączeniem art. 61 § 3 tej ustawy, a dodatkowo także z tym zastrzeżeniem, że:

1. przekazanie akt i odpowiedzi na skargę następuje w terminie 15 dni od dnia otrzymania skargi;
2. skargę rozpatruje się w terminie 30 dni od dnia otrzymania akt wraz z odpowiedzią na skargę.

Co więcej, termin rozpatrzenia skargi kasacyjnej od wskazanych decyzji administracyjnych, wynosiłby 3 miesiące od dnia jej wniesienia.

Ze względu na możliwość nieuzasadnionego blokowania potencjalnych inwestycji, kluczowe wydaje się również ograniczenie możliwości udziału tworzonych *ad hoc* organizacji społecznych, których jedynym celem byłoby opóźnianie inwestycji w instalacje biometanowe. W celu wyeliminowania tego rodzaju ryzyk proponuje się, aby w postępowaniach w przedmiocie wydania wskazanych decyzji, przepis art. 31 Kodeksu postępowania administracyjnego znajdował zastosowanie jedynie do organizacji społecznej, która została wpisana do właściwego rejestru co najmniej rok przed wystąpieniem przez tę organizację z żądaniem dopuszczenia jej do udziału w postępowaniu. Proponowana regulacja potwierdzałaby rzeczywisty charakter tego rodzaju organizacji, która od dłuższego czasu byłaby zaangażowana w dbanie o zrównoważony rozwój, z uwzględnieniem kwestii środowiskowych, a nie wyłącznie utworzona w celu zablokowania lub opóźnienia realizacji inwestycji w instalację biometanową.

Mając na uwadze kwestie środowiskowe oraz korzystny wpływ funkcjonowania instalacji biometanowych w zagospodarowanie różnego rodzaju biodegradowalnych odpadów, a także sprzyjającej ograniczeniu emisji do atmosfery gazów cieplarnianych oraz metanu (np. z obornika czy gnojowicy składowanych na

naturalnych przyzmacach) warto rozważyć zwiększenie rocznej przepustowości biometanu tego typu instalacji, jako przedsięwzięć, które nawet choćby potencjalnie znacząco nie oddziałują na środowisko.

W konsekwencji zwolnione z obowiązku uzyskiwania decyzji środowiskowych mogłyby być instalacje umożliwiające **wytwarzanie do 10 mln m³/rok biometanu, czyli ekwiwalentnej ilości odpowiadającej instalacji OZE o mocy zainstalowanej do 5 MW.**

Mając także na uwadze, że zasadnicza część instalacji biometanowych może być lokowana na gruntach o charakterze rolnym, a dodatkowo tego typu instalacje niewątpliwie są związane z działalnością rolno-spożywczą, stanowiące *de facto* niezbędne uzupełnienie takiej działalności oraz ostatnie ogniwo w ramach gospodarki o obiegu zamkniętym proponuje się wyeliminowanie ograniczeń związanych z wykorzystaniem gruntów rolnych w ramach inwestycji w instalacje biometanowe. W tym zakresie można zaproponować, że w przypadku transakcji oraz inwestycji związanych z realizacją instalacji biometanowej zastosowania nie znajduje ustawa z dnia 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego oraz ustawa z 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych.

Jako ostatni postulat należy uwzględnić możliwość budowy lub rozbudowy sieci gazowych w oparciu o realizowane inwestycje biometanowe. W konsekwencji budowa tego rodzaju sieci, które choćby częściowo byłby zasilane z wykorzystaniem biometanu unormowaniami zawartymi w ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, które ułatwiły i przyspieszyły proces gazyfikacji i budowy sieci gazowych w regionach, w których powstaną instalacje biometanowe. Z drugiej strony będzie to również pozytywnie wpływać na powiększenie zdolności przyłączeniowych tego typu instalacji do systemu gazowego, który w ramach rozbudowy zdolności sieciowych i chłonności poszczególnych stref będzie mógł przyłączyć więcej instalacji biometanowych.

5. WYKORZYSTANIE BIOMETANU W CELU REALIZACJI NCW

Przedsiębiorstwa z sektora rafineryjno-paliwowego stoją przed koniecznością wykorzystywania tzw. biopaliw II generacji lub dodawania do paliw ciekłych tzw. biokomponentów II generacji pochodzenia odpadowego. W celu utrzymania konkurencyjnej pozycji na rynku wspólnotowym, kluczowym jest zapewnienie możliwości wykorzystywania biokomponentów rodzimej produkcji wykorzystującej w tym zakresie krajowy potencjał sektora rolno-spożywczego. Polski biometan wytwarzany z biodegradowalnych substratów pochodzenia odpadowego oraz z zachowaniem zasad zrównoważonego rozwoju stanowi odpowiedź na zapotrzebowanie.

W tym zakresie projektodawcy przygotowali już projekt zmian prawnych zawartych w ustawie o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (nr UC 110). Pierwotnie przedstawiony projekt oraz zaproponowane rozwiązania prawne należy ocenić pozytywnie, choć szczególną uwagę należy zwrócić na uporządkowanie kwestii definicyjnych biometanu, biowodoru oraz bioCNG i bioLNG jako biopaliw lub biokomponentów umożliwiających ich skuteczne wykorzystanie w zakresie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego umożliwiającego realizację celów polityki klimatyczno-energetycznej UE w sektorze transportowym.

Możliwość zaliczenia biowodoru pochodzącego z biometanu do NCW i NCR

Jak podkreślają krajowe podmioty z sektora rafineryjno-paliwowego aktualnie najbardziej perspektywicznym

modelem wykorzystania dużych ilości biometanu do realizacji celów dotyczących udziału energii odnawialnej w transporcie jest zastąpienie gazu ziemnego jego odnawialnym substytutem w postaci biometanu, który z łatwością może zostać wykorzystany w procesach produkcji paliw tradycyjnych (benzyna, olej napędowy, LPG). Zastosowanie biometanu w procesie reformingu parowego umożliwi otrzymanie biowodoru, który jest biokomponentem w rozumieniu ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Jeżeli dodatkowo biometan ten będzie pochodził z określonych substratów pochodzenia odpadowego będzie można osiągnąć dodatkowe korzyści związane z wykorzystaniem tzw. biokomponentów II generacji. Otrzymany w ten sposób biowodór byłby wbudowany w struktury paliw tradycyjnych w ramach procesu hydrocrackingu i hydroodsiarczania, a następnie dostarczany na rynek transportowy. W konsekwencji umożliwi to realizację celu ogólnego NCW oraz subcelu w zakresie wykorzystania biokomponentów zaawansowanych bez nadmiernej zmiany modelu wykorzystywanych w kraju środków transportu (floty samochodowej) opartych na silnikach spalinowych. Możliwość realizacji NCW w takim modelu przyczyniłaby się do wygenerowania popytu na bardzo znaczące wolumeny biometanu, szacowane nawet na 500 000 000 Nm³ rocznie. Do wdrożenia tego modelu niezbędne jest, poza opisanym zatłaczaniem biometanu do sieci gazowych, wydanie stosownych przepisów wykonawczych na podstawie art. 23 ust. 1f u.b.b.c.:

1f. Minister właściwy do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia, metodykę obliczania zawartości biowodoru w paliwach, do produkcji

których w procesie wytwórczym wykorzystano biometan, biorąc pod uwagę stan wiedzy technicznej w tym zakresie, wynikający z badań dotyczących zawartości tych biokomponentów w paliwach lub doświadczenia w ich stosowaniu.

W związku z tym, że tak znaczne wolumeny biometanu najprościej będzie dostarczać za pośrednictwem sieci gazowych, ważnym elementem całej struktury modelu prawnego będzie jeszcze jednoznaczne określenie w ramach unormowań przyjętych w u.b.b.c., że możliwość wykorzystania takiego biometanu dostarczanego za pośrednictwem sieci gazowych następuje na zasadzie bilansu masy (określonej ilości MWh biometanu). Chodzi zatem o zbilansowanie ilości zakupionego biometanu w miejscu jego wprowadzenia do systemu gazowego oraz odebranego w miejscu wyjścia z systemu instalacji poboru paliwa gazowego przez odbiorcę końcowego. Unormowanie powyższej kwestii jednoznacznie przesądzi, że w celu realizacji NCW podmioty zobowiązane będą mogły pobierać paliwo gazowe z sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej odpowiadającej ilości zakupionego biometanu bez konieczności fizycznego dostarczenia konkretnej partii tego biometanu do danego punktu odbioru. Oczywiście odpowiednia partia biometanu, która będzie wykorzystywana na cele produkcji biowodoru będzie musiała podlegać odpowiedniej certyfikacji potwierdzającej spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju, co nie powinno być przeszkodą w możliwości transportu tego biometanu za pośrednictwem sieci gazowych. Chodzi zatem o całościowe traktowanie systemu gazowego, do którego została wprowadzona odpowiednia partia biometanu, która następnie będzie mogła być rozliczona na poziomie handlowym w ramach bilansu masy bez konieczności fizycznego dostarczenia tego biometanu do określonego miejsca odbioru z systemu gazowego.

Tożsame rozwiązania powinny zostać zastosowane w ramach art. 30b i nast. ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2022 r., poz. 1315 tj. ze zm.), które wprowadzają obowiązek realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego i w tym celu powinny umożliwiać

uwzględnienie redukcji emisji gazów cieplarnianych związanych z wykorzystaniem biowodoru pochodzącego z biometanu. W konsekwencji stosownemu rozwinięciu uwzględniającemu wskaźniki emisji gazów cieplarnianych dla poszczególnych rodzajów biometanu (dostarczanego siecią gazową, w postaci bioLNG lub bioCNG) powinny ulec także unormowania zawarte w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 4 lipca 2022 r. w sprawie metodyki obliczania emisji gazów cieplarnianych, określenia wskaźników ich emisji oraz wartości opałowej dla poszczególnych paliw i wartości energetycznej energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r., poz. 1494).

Możliwość zaliczania bioLNG/bioCNG do NCW i NCR

Nie można również zapominać, że alternatywną formą dostarczania biometanu w celu produkcji biowodoru jest jego dostarczanie w formie skroplonego biometanu (tzw. bioLNG). Uwzględnienie tej formy dostarczania biometanu jest szczególnie ważne, ze względu na czas potrzebny do rozbudowy sieci gazowych umożliwiających dostateczną chłonność poszczególnych stref gazowych, w miejscach gdzie mogą być lokalizowane duże ilości instalacji biometanowych. Kolejnym z możliwych modeli wykorzystania biometanu w transporcie jest jego skroplenie do postaci bioLNG lub sprężenie do postaci bioCNG, a następnie bezpośrednie wykorzystanie w pojazdach drogowych oraz w transporcie kolejowym i morskim przystosowanych do spalania paliwa gazowego (niewykorzystywanie bioLNG jako biokomponentu).

W związku z charakterystyką prowadzenia biznesu związanego ze sprzedażą bioLNG do pojazdów drogowych wydaje się optymalne aby wymagania jakościowe dla paliwa LNG były tożsame, bez względu na jego pochodzenie (bio czy też kopalne). BioLNG i bioCNG są w chwili obecnej zdefiniowane jako biopaliwa ciekłe, konieczne jest jednak uzupełnienie rozporządzeń dot. parametrów jakościowych dla tego paliwa na podstawie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw: (I) Rozporządzenie Ministra Energii w sprawie wymagań jakościowych dla biopaliw ciekłych z dnia 25 maja 2016 r.,

(II) Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie metod badania jakości biopaliw ciekłych z dnia 14 października 2016 r., (III) Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie sposobu pobierania próbek paliw ciekłych i biopaliw ciekłych z dnia 1 września 2009 r. oraz (IV) Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie sposobu monitorowania jakości paliw ciekłych, biopaliw ciekłych, a także wzorów raportów dotyczących tych paliw oraz gazu skroplonego (LPG) i sprężonego gazu ziemnego (CNG) z dnia 21 września 2007 r. ww. rozporządzenia należy uzupełnić w taki sposób, aby uwzględniały także bioLNG i bioCNG.

W konsekwencji niezbędna będzie nowelizacja rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 sierpnia 2021 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie **wymagań jakościowych dla biokomponentów, metod badań jakości biokomponentów oraz sposobu pobierania próbek biokomponentów**, w zakresie określenia wymagań jakościowych dla skroplonego biometanu oraz sprężonego biometanu, określenie metod badań jakości skroplonego biometanu oraz sprężonego biometanu oraz określenie sposobu pobierania próbek dla skroplonego biometanu oraz sprężonego biometanu. Jednocześnie metody badań jakości nie mogą być zaprojektowane jako zbyt skomplikowane lub kosztowne, o co należy zadbać na etapie przygotowywania projektu nowelizacji ww. rozporządzenia.

Dodatkowo, stosownej nowelizacji wymagać będzie też rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 11 lipca 2020 r. w sprawie **wartości opałowej poszczególnych biokomponentów i paliw** ciekłych, w zakresie dodania wartości opałowej według wagi dla skroplonego biometanu oraz dodanie wartości opałowej według objętości dla skroplonego biometanu.

Trzeba również wskazać, że rozwój rynku biometanu, w tym również bioLNG i bioCNG będzie polegał na rozbudowanych relacjach handlowych między niezależnymi producentami biometanu, a przedsiębiorcami z sektora rafinerijno-paliwowego, którzy będą chcieli wykorzystać biometan powstały z biodegradowalnych odpadów w celu realizacji obowiązków NCW bezpośrednio jako biopaliwo albo jako biokomponent. W związku

z powyższym należy zapewnić przejrzystość dokumentowania wykorzystania biometanu na cele transportowe. Podstawową zasadą w tym zakresie jest obowiązek dołączania przez producenta biokomponentu lub biopaliwa wykorzystywanego do celów transportowych stosownego poświadczenia w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 40 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1355 ze zm.), potwierdzającego spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju. Wymaganie to jest oczywiste dla uczestników rynku biokomponentów ciekłych, jednakże może nie być w pełni zrozumiałe dla producentów biometanu, którzy dotychczas mogli wykorzystywać to paliwo gazowe do wytwarzania energii elektrycznej z OZE. W związku z powyższym, dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, zasadnym byłoby dodanie w projekcie UC99 przepisu precyzującego zasady dokumentowania wykorzystania biometanu na cele transportowe, np. w następującym brzmieniu: **„energia elektryczna, biometan, wodór odnawialny zużywane w transporcie w rozumieniu ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (...) są dokumentowane zgodnie z przepisami tej ustawy”**.

Możliwość wykorzystania biometanu objętego operacyjną pomocą publiczną na cele NCW i NCR

POB postuluje również rozważanie wycofania zmiany powodującej brak możliwości wykorzystania do radiacji NCW biometanu, który podlegał odpowiedniemu wsparciu operacyjnemu na etapie jego wytworzenia.

Zgodnie bowiem z propozycją art. 7 do projektu ustawy UC99 wprowadza się zmiany do ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1233 i 1565) poprzez dodanie ust. 10 do art. 23 tej ustawy w brzmieniu: „10. Do realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 1, nie uwzględnia się biometanu, który uzyskał wsparcie, o którym mowa w art. 83l ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii”. Powyższe oznacza, że biometan wsparty na etapie wytworzenia w zasadzie traciłby możliwość jego wykorzystania w sektorze transportowym w celu wykazania jego odnawialnego charakteru.

W tym zakresie chcielibyśmy wskazać, że dyrektywa RED II wyznacza jedynie minimalny udział (wkład) zaawansowanych biopaliw i biogazu, które mają być wyprodukowane z surowców wymienionych w Załączniku IX A. Powyższe oznacza zatem, że prawodawca unijny nie wyznacza obowiązku wykorzystania wyłącznie biometanu w zakresie realizacji tego celu szczegółowego, który może być zrealizowany za pomocą biometanu bądź też z wykorzystaniem innych biopaliw zaawansowanych. W konsekwencji prawodawca unijny nie wyznacza publicznoprawnego obowiązku wyłącznego stosowania biogazu

(biometanu), a sposób realizacji szczegółowego celu OZE w transporcie pozostawiony jest rynkowym decyzjom podmiotów zobowiązanych, które mogą wykorzystywać w tym zakresie szerszą gamę tzw. biokomponentów II generacji. Stąd jeżeli biometan zostanie wprowadzony na rynek poprzez wprowadzenie go do sieci gazowej to powinna być możliwość jego zakupu oraz wykorzystania w sektorze transportowym, jeżeli oczywiście nie zostanie wykazane jego zużycie w ramach realizacji celu OZE w sektorze elektroenergetycznym oraz ciepłowniczym i chłodniczym (art. 7 ust. 1 lit a-c RED II).

Materiał przygotowany z wykorzystaniem materiałów dostarczonych przez członków Polskiej Organizacji Biometanu.

W razie jakichkolwiek wątpliwości co do powyższej treści bądź dalszych pytań, prosimy o kontakt.

Pozostajemy z poważaniem,



Michał Tarka
Dyrektor Generalny,
Polska Organizacja Biometanu



dr Marcin Trupkiewicz
Ekspert,
Polska Organizacja Biometanu



**Kierunek: Biometan.
Raport Polskiej Organizacji Biometanu**

2023



Polska Organizacja
Biometanu