

Dagmara Dragan\*, Wojciech Modzelewski\*\*

## Wyzwania regulacyjne w zakresie wykorzystania gazów odnawialnych

### Spis treści

- I. Wstęp
- II. Obecne wykorzystanie gazów odnawialnych
- III. Polskie uregulowania prawne w zakresie gazów odnawialnych
- IV. Przyszłość gazów odnawialnych i wyzwania regulacyjne
- V. Zakończenie

### Streszczenie

Gazy odnawialne stopniowo pojawiają się na europejskim rynku energii jako możliwe alternatywy dla gazu ziemnego. Wśród gazów odnawialnych wyróżnić należy: biogaz, biometan, wodór oraz syntetyczny gaz ziemny (*synthetic gas*). Bardzo wyraźnie akcentuje się przyszłościowy charakter gazów odnawialnych i ich ważną rolę nie tylko w pokryciu zapotrzebowania na energię w Unii Europejskiej, ale także w zakresie ich wpływu na klimat i możliwe przyczynienie się do osiągnięcia celów porozumienia paryskiego z 2015 r. Produkcja, dostawy czy przesył gazów odnawialnych siecią gazową to obszary, które przynajmniej w minimalnym zakresie muszą zostać uregulowane. Ustawodawcy europejscy powinni również zadbać o odpowiednie zachęty do produkcji i wykorzystania tych gazów, takie jak na przykład zastosowanie systemu zielonych certyfikatów, zwolnień podatkowych, preferencyjnych taryf w zakresie dostępu do sieci czy dofinansowania, w szczególności dla projektów innowacyjnych. Niniejszy artykuł analizuje obecne regulacje w tym zakresie i przedstawia propozycje, które mogą zostać wdrożone, gdy rynek gazów odnawialnych stanie się bardziej rozwinięty.

**Słowa kluczowe:** gazy odnawialne; biogaz; biometan; wodór.

**JEL:** K23

### I. Wstęp

Gazy odnawialne stopniowo pojawiają się na europejskim rynku energii jako możliwe alternatywy dla gazu ziemnego. Wśród gazów odnawialnych wyróżnić należy: biogaz, biometan, wodór oraz syntetyczny gaz ziemny (*synthetic gas*). Obecnie wykorzystanie biogazu, a w dużej mierze także biometanu, jest obszarem dość dobrze rozwiniętym, jednak w przypadku wodoru czy gazu

\* Doktorantka na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu; prawnik w kancelarii Wawrzynowicz&Wspólnicy, e-mail: dagmaradragan@gmail.com; ORCID: 0000-0002-8737-0009.

\*\* Doktorant prawno-ekonomicznych studiów doktoranckich na Akademii Leona Koźmińskiego, e-mail: wojciechmodzelewski94@gmail.com; ORCID: 0000-0003-1025-5755

syntetycznego ich wykorzystanie obejmuje przede wszystkim projekty eksperymentalne czy pilotażowe. Zastosowanie gazów odnawialnych może być bardzo szerokie: począwszy od ich użycia w transporcie, przez wykorzystanie w dedykowanych instalacjach, po wtłaczanie do sieci gazu ziemnego. Szczególnie to ostatnie zastosowanie rodzi szereg wyzwań regulacyjnych, z którymi – z uwagi na przewidywany wzrost znaczenia tych gazów, w najbliższych latach prawdopodobnie przyjdzie się zmierzyć ustawodawcy tak polskiemu, jak i europejskiemu.

Już obecnie wykorzystanie biogazu i biometanu, szczególnie w niektórych krajach unijnych, jest dobrze rozwinięte, natomiast w przypadku wodoru istnieje wiele projektów pilotażowych, badań i inicjatyw mających doprowadzić do popularyzacji jego zastosowania. Można wskazać wiele zalet takiego podejścia. Jedną z nich jest często wskazywany wpływ na politykę klimatyczną – gazy te nie bez powodu nazywane są odnawialnymi; biogaz i biometan produkowane są z odpadów organicznych, przemysłowych czy rolniczych, wodór zaś wytwarzany w ramach procesu elektrolizy, do której zastosowano energię elektryczną pochodzącą z odnawialnych źródeł energii, nazywany jest zielonym wodorem. Ponadto gazy odnawialne, w szczególności biogaz i biometan, mogą być lokalnie produkowane i lokalnie konsumowane, zaspokajając zapotrzebowanie na energię w danym regionie bez konieczności rozwoju infrastruktury do przesyłu gazu na dalekie odległości. Sama zaś produkcja wodoru w procesie elektrolizy może być postrzegana jako metoda magazynowania energii.

Szerokie możliwości zastosowania gazów odnawialnych powodują coraz większe zainteresowanie ich wykorzystaniem. Coraz częściej wskazuje się na to, że w nieodległej przyszłości konieczne będzie uregulowanie tego wykorzystania. Niniejszy artykuł analizuje obecne regulacje w tym zakresie i przedstawia propozycje, które mogą zostać wdrożone, gdy rynek gazów odnawialnych stanie się bardziej rozwinięty.

## II. Obecne wykorzystanie gazów odnawialnych

Obecnie najbardziej rozwinięte są technologie wykorzystania biogazu, który – zależnie od surowca – składa się z 45–70% metanu, 30–40% dwutlenku węgla i do 15% azotu (Piskowska-Wasiak, 2018, s. 293). Biogaz może być stosowany do produkcji ciepła lub energii elektrycznej, może być także uzdatniany do postaci biometanu. Jest on bardzo elastyczny pod względem surowca wykorzystywanego do jego produkcji, może być bowiem produkowany m.in. z odpadów organicznych, przemysłowych czy rolniczych, w zależności od ich dostępności w danym regionie. Biogazownia może być zlokalizowana na wysypiskach, miejskich i przemysłowych oczyszczalniach ścieków lub w innych miejscach. Najbardziej efektywne jest wykorzystanie wyprodukowanego w biogazowni gazu do pokrycia lokalnego zapotrzebowania na energię, gdy zaś jest ono niższe niż ilość produkowanego gazu, alternatywą jest uzdatnienie biogazu do biometanu, który zawiera do około 95% metanu, i wprowadzenie go do sieci gazowej. Biometan może być także wykorzystywany w urządzeniach grzewczych, silnikach, a także turbinach przystosowanych do spalania gazu ziemnego oraz w transporcie jako paliwo uzupełniające w stosunku do CNG – w związku z tym, iż warunki techniczne użytkowania pojazdów napędzanych biometanem są tożsame do warunków dla pojazdów napędzanych CNG, rozwój takiego kierunku wykorzystania biometanu zależny będzie od liczby samochodów napędzanych gazem ziemnym oraz infrastruktury do tankowania CNG, która posłużyć może również do tankowania biometanu (Piskowska-Wasiak, 2018, s. 293).

W ostatnim czasie wykorzystanie biogazu w Europie znacząco wzrosło, co spowodowane jest dostępnością surowców i wsparciem regulacyjnym. W roku 2017 w Europie funkcjonowały 17662 biogazownie, natomiast w 2009 r. było ich zaledwie 6227, co oznacza wzrost o prawie 65% w ciągu niecałych 10 lat; znacząco wzrosła także produkcja biometanu: z 752 GWh w 2011 r. do 17264 GWh w 2017 roku<sup>1</sup>. Największa liczba instalacji do produkcji biometanu znajduje się w Niemczech – w 2017 r. było ich 194<sup>2</sup>, kraj ten przoduje również w liczbie biogazowni i ilości produkowanego biogazu, wytwarzając około 50% całkowitej ilości produkowanego w Europie biogazu<sup>3</sup>. Jeśli chodzi o Polskę, to moc zainstalowana w instalacjach wykorzystujących biogaz systematycznie wzrasta od 2005 r. i według stanu na czerwiec 2018 r. wyniosła 240,968 MW<sup>4</sup>. Rynek biogazu latach w 2013–2016 przechodził jednak kryzys. Spowodowany był on znacznym spadkiem zielonych certyfikatów. Dopiero znowelizowana ustawa o odnawialnych źródłach energii z 2016 r. oraz zmiany w zakresie cen referencyjnych odmieniły sytuację na rynku, stwarzając o wiele lepsze rozwiązania finansowe (Gostomczyk, 2017, s. 63).

Jak wskazuje się w literaturze, nie istnieje obecnie w krajach UE jednolity model rozwoju rynku biogazu (Gostomczyk, 2017, s. 52–59). Przykładowo, w Niemczech dominuje wykorzystanie jako surowca bazowego wysokoenergetycznej kiszonki z kukurydzy, który jest surowcem efektywnym i wydajnym, ale jednocześnie kosztownym w eksploatacji, a dodatkowo jego produkcja ogranicza ilość gruntów przeznaczonych na produkcję żywności. Z kolei w Danii i Szwecji wykorzystanie biogazowni nastawione jest w większej mierze na rynek lokalny – surowcem są głównie odpady z gospodarstw rolniczych, a usytowanie biogazowni pozwala na lokalne wykorzystanie biogazu. W Polsce większość funkcjonujących biogazowni to biogazownie rolniczo-utylizacyjne, które wykorzystują produkty odpadowe z rolnictwa. Od wielu lat wskazuje się, że potencjał energetyczny polskiego rolnictwa oraz potencjał rozwoju biogazowni w Polsce jest relatywnie duży (Stankiewicz, 2010, s. 245–246). Wysoką efektywność w tym zakresie przypisuje się szczególnie instalacjom hybrydowym, wykorzystującym także odpady zwierzęce oraz odpady przemysłu spożywczego, między innymi gorzelniami, mleczarniami, cukrowniami czy zakładów owocowo-warzywnych (Jasiulewicz, 2014).

Jeśli chodzi o wodór, to wskazać można na dwie metody jego produkcji. Pierwszą z nich jest metoda Power-to-Gas (P2G), która do produkcji wodoru wykorzystuje proces elektrolizy – jest to proces bardzo energochłonny, stąd jego zastosowanie jest szczególnie uzasadnione w sytuacji nadwyżki energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii (OZE). Można tę cechę elektrolizy postrzegać jako ogromną zaletę, ponieważ w takich przypadkach odbiór nadmiaru energii stanowi ratunek dla systemu elektroenergetycznego. Wyprodukowany w ten sposób wodór, tj. przy użyciu energii pochodzącej z OZE, nazywany jest często zielonym wodorem (*green hydrogen*). Tak pozyskany wodór można w dalszej kolejności poddać procesowi metanizacji, w ramach którego możliwe jest pozyskanie syntetycznego gazu ziemnego (SNG – *Synthetic Natural Gas*), który posiada właściwości palne zbliżone do właściwości gazu ziemnego i może być wprowadzany

<sup>1</sup> European Biogas Association Statistical Report 2017. Pozyskano z: <http://european-biogas.eu/2017/12/14/eba-statistical-report-2017-published-soon/> (14.11.2018).

<sup>2</sup> European Biomethane Map 2018. Infrastructure for biomethane production. Pozyskano z: [http://european-biogas.eu/wp-content/uploads/2018/01/2018.01.09.GIE\\_BIO\\_2018\\_A0\\_1189x841\\_FULL\\_415\\_clean\\_final.pdf](http://european-biogas.eu/wp-content/uploads/2018/01/2018.01.09.GIE_BIO_2018_A0_1189x841_FULL_415_clean_final.pdf) (15.11.2018).

<sup>3</sup> European Biogas Association Statistical Report 2017. Pozyskano z: <http://european-biogas.eu/2017/12/14/eba-statistical-report-2017-published-soon/> (14.11.2018).

<sup>4</sup> Potencjał krajowy OZE w liczbach – Moc zainstalowana, Urząd Regulacji Energetyki. Pozyskano z: <https://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/potencjal-krajowy-oze/5753,Moc-zainstalowana-MW.html> (15.11.2018).

do sieci gazowej bez ograniczeń (Piskowska-Wasiak, 2018, s. 293). Drugą metodą jest reforming parowy (*methane reforming*), który wykorzystuje do produkcji wodoru metan. Metoda ta pozwala na pozyskanie znacznie większych ilości wodoru niż elektroliza<sup>5</sup>.

Wodór, oprócz jego użycia do produkcji syntetycznego gazu ziemnego, może być zastosowany w transporcie jako paliwo do pojazdów napędzanych wodorem, może być również wykorzystany do produkcji energii elektrycznej w ogniskach paliwowych, silnikach z wewnętrznym spalaniem i instalacjach kogeneracyjnych (Piskowska-Wasiak, 2017, s. 601–602). Ponadto coraz częściej mówi się o włączaniu wodoru do sieci gazu ziemnego – istnieją jednak ograniczenia w tym zakresie ze względu na niekorzystny wpływ wodoru na elementy infrastruktury gazowej. Obecne badania wskazują, iż transportowany gaz może zawierać maksymalnie do 10% wodoru<sup>6</sup>, choć w projekcie pilotażowym Jupiter 1000 prowadzonym we Francji wprowadza się do sieci gazowej maksimum 6% wodoru<sup>7</sup>. Dzięki takiemu zastosowaniu wodoru, energia przekazywana jest z systemu elektroenergetycznego do systemu gazowego, w którym może być łatwo zmagazynowana lub wykorzystana do zwiększenia jego potencjału. Ze względu na trudności i wysokie koszty transportu wodoru, najczęściej infrastrukturę do jego transportu buduje się lokalnie. W Stanach Zjednoczonych jest obecnie kilka tysięcy kilometrów sieci służącej do transportu wodoru i zlokalizowana jest ona przede wszystkim w zagłębiach przemysłowych (Hordeski, 2008, s. 218).

W celu popularyzacji wykorzystania wodoru powołane zostało stowarzyszenie European Hydrogen and Fuel Cell Association (Hydrogen Europe) współpracujące z Komisją Europejską, którego członkami są przedstawiciele przemysłu i organizacje badawcze. Stowarzyszenie przeprowadza szereg projektów dotyczących wodoru m.in. w zakresie legislacji i analizy barier regulacyjnych, budowa 26-tonowej ciężarówki napędzanej wodorem czy wdrożenie zeroemisyjnych autobusów w 20 miastach w Europie.

### III. Polskie uregulowania prawne w zakresie gazów odnawialnych

W ustawie – Prawo energetyczne<sup>8</sup> (dalej: upe) oraz ustawie o odnawialnych źródłach energii<sup>9</sup> (dalej: ustawa OZE), ustawodawca, w kontekście gazów ze źródeł odnawialnych, posługuje się pojęciem „biogazu” oraz wyróżnia jego szczególny rodzaj – biogaz rolniczy. Należy zauważyć, że na ten moment w polskich regulacjach odniesienie do wodoru jako paliwa gazowego występuje przede wszystkim w ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych<sup>10</sup> (dalej: ustawa o elektromobilności) oraz w ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych<sup>11</sup>. W ustawie o elektromobilności wodór jest traktowany jako paliwo alternatywne, a więc – zgodnie z definicją ujętą art. 2 pkt 11 ustawy o elektromobilności,

<sup>5</sup> W opublikowanym w maju 2018 r. studium pt. „Fully decarbonising Europe’s energy system by 2050” przygotowanym przez międzynarodową firmę konsultingową Pöyry, wskazano, że wodór stanie się konkurencyjny wyłącznie wtedy, gdy dostępny będzie w dużych ilościach, co zapewnić może tylko reforming parowy (*methane reforming*). Pozyskiwanie wodoru w procesie elektrolizy może być również dużo droższe z uwagi na stosunkowo rzadkie okresy niskich cen energii elektrycznej. Elektroliza może być opłacalna w tych krajach, w których istnieje rozwinięty i elastyczny system OZE. Autorzy studium stwierdzają, że połączenie obu metod: elektrolizy i reformingu parowego, może być dobrym wyjściem z uwagi na elastyczność procesu elektrolizy.

<sup>6</sup> Bessarabov, Wang, Li i Zhao (2017), za: Study on the Future Role of Gas from a Regulatory Perspective, Council of European Energy Regulators, marzec 2018.

<sup>7</sup> Dossier de presse – Signature des accords de partenariat, str. 6. Pozyskano z: [https://docs.wixstatic.com/ugd/940962\\_05daa50558b8462d8d5e4e08033d581a.pdf](https://docs.wixstatic.com/ugd/940962_05daa50558b8462d8d5e4e08033d581a.pdf) (15.11.2018).

<sup>8</sup> Ustawa z dn. 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. 2018, poz. 755 t.j. ze zm.).

<sup>9</sup> Ustawa z dn. 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2018, poz. 1269 t.j. ze zm.).

<sup>10</sup> Dz.U. 2018, poz. 317 ze zm.

<sup>11</sup> Ustawa z dn. 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (t.j. Dz.U. 2018, poz. 1344 z późn. zm.).

paliwo wykorzystywane do napędu silników pojazdów samochodowych lub jednostek pływających stanowiące substytut dla paliw pochodzących z ropy naftowej lub otrzymywanych w procesach jej przetwórstwa. Podobny status na gruncie tej ustawy posiadają m.in. sprężony gaz ziemny (CNG) i skroplony gaz ziemny (LNG) pochodzące z biometanu. Pojazdy napędzane wodorem to oddzielny typ pojazdów wyróżniany przez ustawę o elektromobilności, wodór może także stanowić paliwo dla autobusów zeroemisyjnych. Pojazdy korzystające z paliw alternatywnych, w tym właśnie wodoru i CNG oraz LNG, korzystają ze wszelkich przywilejów przewidzianych w ustawie, w szczególności możliwości wjazdu do stref czystego transportu. Ustawa o elektromobilności implementuje dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych<sup>12</sup>, która w swojej preambule wskazuje, że pojazdy silnikowe napędzane wodorem cechują się obecnie bardzo niskim współczynnikiem penetracji rynku, a rozbudowa wystarczającej infrastruktury tankowania wodoru jest niezbędnym warunkiem umożliwiającym większe rozpowszechnienie pojazdów silnikowych napędzanych wodorem. Dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie do stworzenia dostępnej publicznie infrastruktury dostarczania wodoru dla pojazdów silnikowych zapewniającej poruszanie się pojazdów silnikowych napędzanych wodorem. Warto również zauważyć, że ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych powołała do życia Fundusz Niskoemisyjnego Transportu, który zastąpi wieloletni program promocji biopaliwa lub innych paliw odnawialnych na lata 2008–2014. Środki Funduszu mają być przeznaczone przede wszystkim na finansowanie projektów związanych z rozwojem elektromobilności i paliw alternatywnych. Oznacza to, że o dofinansowanie mogą się starać np. projekty związane z budową lub rozbudową infrastruktury dla dystrybucji lub sprzedaży sprężonego gazu ziemnego (CNG) lub skroplonego gazu ziemnego (LNG), w tym pochodzącego z biometanu lub wodoru, lub związane z budową lub rozbudową infrastruktury do ładowania pojazdów energią elektryczną, wykorzystywanych w transporcie. Fundusz Niskoemisyjnego Transportu stanowi pozytywny wkład do procesu rozwoju nie tylko infrastruktury opartej na energii elektrycznej, lecz także tej opartej na gazach ze źródeł odnawialnych (Modzelewski, 2018, s. 2–4).

Art. 3 pkt 3a upe definiuje paliwa gazowe jako: „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”. Biogaz oraz biogaz rolniczy uznawane są za odnawialne źródła energii w rozumieniu ustawy OZE. Art. 2 pkt 1 tej ustawy stanowi, że biogazem jest gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów, natomiast przez biogaz rolniczy rozumie się 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 z oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów. Jako że w polskich uregulowaniach prawnych można znaleźć jedynie odniesienie do biogazu, brakuje natomiast regulacji w zakresie wodoru, niniejszy rozdział zostanie poświęcony jego charakterystyce, systemom wsparcia i barierom w jego wykorzystaniu.

<sup>12</sup> Dz.U.UE.L.2014.307.1 z dn. 2014.10.28.

Biogaz pozyskiwany w procesie beztlenowej fermentacji biomasy, a dokładnie ujmując produkowany jest przez mikroorganizmy z rozkładu substancji organicznych w warunkach beztlenowych i jest on mieszaniną, na którą składa się przede wszystkim metan i dwutlenek węgla i należy do odnawialnych źródeł energii. Uszlachetnioną formą biogazu jest biometan, który w większym stopniu nadaje się do wykorzystywania w szeroko rozumianym przemyśle. Wyróżnia się trzy generacje produkcji biometanu, zróżnicowane ze względu na wykorzystaną materię organiczną i proces transformacji. Biogaz może być zatłaczany do istniejących gazociągów dystrybucyjnych lub przesyłowych i wykorzystywany w tych samych celach co gaz ziemny lub dzięki kompresji może stanowić paliwo ze źródeł odnawialnych dla pojazdów, jest on również cennym nośnikiem energii dla przemysłu chemicznego. Zanim jednak biogaz będzie mógł być wykorzystany w powyższych celach należy go poddać wspomnianemu uszlachetnieniu do biometanu. Uszlachetnienie polega na wyeliminowaniu wszelkich zanieczyszczeń łącznie z dwutlenkiem węgla oraz zwiększeniu ilości metanu z 50–75% do ponad 95%.

Kluczowe dla prowadzenia działalności polegającej na obrocie czy wytwarzaniu biogazu jest możliwość jego wtłaczania do gazowej sieci dystrybucyjnej. Jest to również istotne ze względu na wprowadzany ostatnią nowelizacją ustawy OZE z dnia 14 lipca 2018 r. system wsparcia. Nowelizacja ustawy OZE przewidziała tzw. uproszczony system wsparcia wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, tj. system taryf gwarantowanych (*feed-in tariff*) oraz kontraktów różnicowych (*feed-in premium*). Oba systemy wsparcia są zgodne z przepisami rozporządzenia UE GBER<sup>13</sup> uznającymi niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym. Jak stanowi art. 70a ustawy OZE, wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji lub w mikroinstalacji, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem energetycznym, wykorzystujący do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie biogaz rolniczy albo biogaz pozyskany ze składowisk odpadów albo biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków albo inny biogaz niż wspomniane albo hydroenergię – może dokonać sprzedaży, której przedmiotem będzie niewykorzystana, a wprowadzona do sieci energia elektryczna, po stałej cenie zakupu, sprzedawcy zobowiązanemu albo innemu podmiotowi.

Należy zauważyć, że takie rozwiązanie jest bardzo korzystne dla wytwórców, ponieważ ich prawo sprzedaży po stałej cenie zakupu nie zostało ograniczone jedynie do sprzedawców zobowiązanych, mogą oni bowiem oferować energię również innym podmiotom. Cena zakupu jest obliczana zgodnie z art. 70e z uwzględnieniem art. 70d ustawy OZE. W przypadku instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, które wykorzystują wspomniane nośniki energii, sprzedaż, której przedmiotem jest niewykorzystana a wprowadzona do sieci energia elektryczna, wybranemu podmiotowi innemu niż sprzedawca zobowiązany jest objęta przepisem regulującym stałą cenę zakupu. Oznacza to że instalacje, korzystające z *feed-in tariff* (FIT) lub *feed-in premium* (FIP), na wprowadzaną do sieci energię posiadają stałą cenę zakupu, która zgodnie z art. 70e ustawy OZE wynosi 90% ceny referencyjnej (maksymalnej ceny aukcyjnej określonej przez Ministra Energii w drodze rozporządzenia) dla danego typu instalacji, bez konieczności uczestnictwa w aukcji. W FIT całość energii elektrycznej

<sup>13</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014 z dn. 17 czerwca 2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu.

jest sprzedawana po stałej cenie zakupu, w systemie FiP wytwórcy sprzedają energię bezpośrednio na rynku wybranemu podmiotowi, po czym uzyskują odpowiednią dopłatę do ceny rynkowej. Oczywiście, jeżeli została przyznana pomoc inwestycyjna, cena zakupu ulega odpowiedniemu zmniejszeniu. Okres wsparcia systemem FiT lub FiP wynosi 15 lat, w przypadku instalacji przechodzących z systemu zielonych certyfikatów jest liczony od rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej.

Aktem, którego wciąż brakuje w polskim ustawodawstwie jest rozporządzenie Ministra Energii w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości wytworzonego biogazu rolniczego w instalacji odnawianego źródła energii. Delegacja do wydania niniejszego rozporządzenia została wydana w art. 62 ustawy OZE, który stanowi, że minister do spraw energii określi w drodze rozporządzenia m.in. wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu rolniczego, miejsce dokonywania pomiarów ilości wytwarzanego biogazu rolniczego na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania tych danych, sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii. Przy tym Minister Energii, wydając rozporządzenie ma wziąć pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, dostępne technologie wytwarzania biogazu rolniczego oraz potrzebę ustalenia ilości tego biogazu. Dotychczas materię tę po części regulowało rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, które było wydane na podstawie delegacji zawartej w art. 9a ust. 11 upe. Zgodnie jednak z przepisami przejściowymi do nowelizacji ustawy OZE rozporządzenie to obowiązywało przez 24 miesiące od wejścia w życie rozdziału IV ustawy OZE i wygasło dnia 30 czerwca 2018 r. Warto zwrócić uwagę, że nowe rozporządzenie nie będzie regulowało parametrów jakościowych biogazu rolniczego wprowadzanego do gazowej sieci dystrybucyjnej, jak również szczegółowych warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej gazu instalacji OZE. Jak się jednak podnosi, branża biogazowa przy kolejnej nowelizacji ustawy OZE ma przygotować argumenty za potrzebą zmiany delegacji ustawowej w zakresie konieczności określenia szczegółowych parametrów jakościowych biometanu włączanego do gazowej sieci dystrybucyjnej, które w tym zakresie mogłyby mieć charakter bardziej szczegółowy, dotyczący wyłącznie paliwa gazowego w postaci biometanu.

Reasumując, polskie regulacje gazów ze źródeł odnawialnych ograniczają się przede wszystkim do biogazu, a w zakresie wodoru – wyłącznie do jego wykorzystania jako paliwa alternatywnego, i brakuje spojrzenia na tego typu źródła energii z szerszej perspektywy. W przyszłości będzie rosła rola gazów ze źródeł odnawialnych i konieczne będą odpowiednie uregulowania tej materii. Regulacje będą musiały przede wszystkim zwrócić uwagę na kwestie przyłączeń czy wymogów technicznych. Należy podkreślić, że przy procesie dekarbonizacji polskiej gospodarki szczególną rolę może odegrać wykorzystanie istniejącej już infrastruktury gazowej dla transportu gazów ze źródeł odnawialnych, w tym biometanu i wodoru. Należy pozytywnie ocenić nowy system wsparcia dla biogazu i oczekiwać, że przy najbliższych nowelizacjach ustawodawca odniesie się również do wodoru.

## IV. Przyszłość gazów odnawialnych i wyzwania regulacyjne

Council of European Energy Regulators (CEER) opublikowała w marcu 2018 r. studium pt. „Study on the Future Role of Gas from a Regulatory Perspective” (FROG). W dokumencie tym wskazano trzy możliwe scenariusze rozwoju sektora gazu ziemnego:

- 1) scenariusz wysokiego zapotrzebowania na gaz, zgodnie z którym UE dąży do osiągnięcia celów środowiskowych w 2050 r.; następuje wzrost udziału w rynku elektrowni gazowych jako wsparcia dla niestabilnych OZE oraz znaczący wzrost popytu na gaz w sektorze transportu; popyt na gaz w przemyśle nie ulegnie zmianom z powodu braku konkurencyjnych nośników;
- 2) scenariusz średniego zapotrzebowania na gaz, w którym głównym źródłem energii są OZE, następuje spadek wykorzystania gazu i węgla; w tym scenariuszu założono również mniejsze zapotrzebowanie na gaz w sektorze ciepłownictwa z uwagi na wyższą efektywność energetyczną budynków oraz znaczący wzrost popytu na gaz w sektorze transportu i spadek zapotrzebowania w przemyśle z uwagi na konkurencyjną pozycję innych surowców;
- 3) scenariusz niskiego zapotrzebowania na gaz, zgodnie z którym UE osiąga wyższe cele środowiskowe niż założone na 2050 r.; energia produkowana jest głównie z OZE, gaz ziemny zmniejsza swój udział od 2030 r.; następuje spadek zapotrzebowania w sektorze ciepłownictwa z uwagi na wyższą efektywność energetyczną budynków oraz wzrost popytu na gaz w sektorze transportu i znaczący spadek zapotrzebowania w przemyśle z uwagi na konkurencyjną pozycję innych surowców.

Autorzy studium FROG założyli, że w każdym z opisanych wyżej scenariuszy gazy odnawialne odegrają znaczącą rolę, a największy ich udział przewidują w scenariuszu niskiego zapotrzebowania na gaz. Gazy odnawialne mają w studium silną pozycję z uwagi na to, że mogą być produkowane i konsumowane lokalnie, bez potrzeby ich transportu na duże odległości. Zgodnie z przewidywaniami European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) i European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G), w 2040 r. od 7 do nawet 12% zapotrzebowania na gaz w UE ma być pokryte przez gazy odnawialne.

W zakresie wyzwań regulacyjnych, należy w pierwszej kolejności odróżnić kwestię produkcji i dostaw gazów odnawialnych od użytkowania infrastruktury służącej do ich transportu. Autorzy studium FROG twierdzą, że produkcja gazów odnawialnych – wodoru i biometanu, to obszar potencjalnie konkurencyjny<sup>14</sup>. Wydaje się, że można się zgodzić z tym wnioskiem – dostępność surowców do produkcji tych gazów jest wysoka, koszty początkowe, które muszą ponieść inwestorzy, są zaś relatywnie niewysokie. Co więcej, możliwość lokalnego działania, tj. lokalnej produkcji i pokrycia lokalnego zapotrzebowania, powoduje wzrost konkurencyjności tego obszaru. W związku z tym można stwierdzić, iż prawdopodobnie nie będzie potrzeby ustanowienia rynku gazów odnawialnych w zakresie ich produkcji rynkiem regulowanym. Niemniej, w celu rozwoju tego rynku, niezbędne będzie wprowadzenie środków wsparcia, tj. np. systemu *feed-in tariff*, ulg podatkowych czy wsparcia inwestycyjnego, a także odpowiedniego ukształtowania taryf dystrybucyjnych czy przesyłowych, które powinny wspierać możliwość włączania biometanu czy wodoru do sieci. W studium FROG zaproponowano wręcz zrównanie systemu wsparcia dla gazów

<sup>14</sup> Study on the Future Role of Gas from a Regulatory Perspective, Council of European Energy Regulators, marzec 2018, s. 33.



odnawialnych z tym, które obowiązują dla odnawialnych źródeł energii, włącznie z wprowadzeniem systemu zielonych certyfikatów<sup>15</sup>.

Jeśli chodzi o transport gazów odnawialnych siecią gazową, to zgodnie z założeniami autorów studium FROG, powinna to być dziedzina regulowana – jest to spowodowane podobieństwem do funkcjonowania infrastruktury dla gazu ziemnego; jako alternatywne rozwiązanie wskazano tu model oparty na przetargach dla wyznaczonych operatorów na budowę i eksploatację sieci wodnorodowych. W zakresie wodoru w studium podniesiono również, że z uwagi na konieczność magazynowania tego gazu, może zaistnieć potrzeba regulacji także i tego obszaru – co prawda jest to obszar potencjalnie konkurencyjny, wziąć jednak trzeba pod uwagę możliwe problemy geologiczne i wielkość rynku uniemożliwiającą ustanowienie konkurencji. Niezbędne będzie również ustanowienie specyfikacji technicznych wskazujących, jaką ilość wodoru można wtłoczyć do sieci gazowej.

W kontekście dostrzegania na poziomie unijnym rosnącego znaczenia gazów odnawialnych, warto zauważyć, że w motywie 59 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II), która transponowana ma być do krajowych porządków prawnych do dnia 30 czerwca 2021 r.<sup>16</sup>, wskazano, że system gwarancji pochodzenia powinien zostać rozszerzony na gaz ze źródeł odnawialnych. Obecnie gwarancje pochodzenia stosowane są wyłącznie do energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W polskim porządku prawnym zasady przyznawania gwarancji pochodzenia zostały uregulowane w rozdziale 5 ustawy OZE, który definiuje je jako dokument, który poświadcza odbiorcy końcowemu, że dana ilość energii elektrycznej została wyprodukowana z OZE. Po implementacji dyrektywy gwarancje pochodzenia będą również dowodem dla odbiorcy końcowego, na pochodzenie gazu ze źródeł odnawialnych. Dyrektywa nakłada również obowiązek na państwa członkowskie, aby zobowiązały operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych do publikacji taryf przyłączeniowych za przyłączenie gazu z odnawialnych źródeł w oparciu o obiektywne, przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria.

Kwestia przyszłej roli i wyzwań regulacyjnych w zakresie rozwoju obszaru gazów odnawialnych poruszona została również podczas tegorocznego Forum Madryckiego, tj. spotkania Komisji Europejskiej z administracją państw członkowskich, krajowymi regulatorami i przedstawicielami sektora gazu ziemnego, które miało miejsce w dniach 16–17 października. W konkluzjach opublikowanych po odbyciu się Forum wskazano, że gazy odnawialne powinny odegrać znaczącą rolę w przejściu na gospodarkę niskoemisyjną, w związku z czym konieczny jest rozwój ich produkcji i obrotu transgranicznego<sup>17</sup>. Rozwój zastosowania gazów odnawialnych wymaga ujednoczenia stosowanej w tym zakresie terminologii i wsparcia rozwoju technologii i innowacji. W konkluzjach wskazano również, że istotne jest utworzenie wszechstronnego systemu certyfikacji lub gwarancji pochodzenia dla gazów odnawialnych.

Przyszłość gazów odnawialnych jest przedmiotem zainteresowania wielu podmiotów na rynku gazu. Przykładem może być inicjatywa Gas for Climate tworzona przez grupę Operatorów Systemu Przesyłowego (Enagás, Fluxys, Gasunie, GRTgaz, Open Grid Europe, Snam and

<sup>15</sup> Ibidem, s. 34.

<sup>16</sup> Dz.U.UE.L.2018.328.82.

<sup>17</sup> Thirty First Meeting of the European Gas Regulatory Forum – Conclusions. Pozyskano z: [https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/31st\\_mf\\_conclusions\\_final.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/31st_mf_conclusions_final.pdf) (15.11.2018).

Terégas) i stowarzyszeń (Consortio Italiano Biogas i European Biogas Association), w ramach której 27 września 2018 r. odbyło się seminarium dot. rozwoju gazu ze źródeł odnawialnych, podczas którego przedstawiono plan w zakresie środków pozwalających na zwiększenie wykorzystania gazów odnawialnych<sup>18</sup>. Plan zakłada daleko posunięte założenie, zgodnie z którym konieczne jest wprowadzenie obowiązkowego celu zakładającego co najmniej 10% końcowego zużycia energii z gazów odnawialnych do 2030 r. Osiągnięcie celu powinno zostać zaliczone do celu 32% w zakresie energii odnawialnej, zgodnie z dyrektywą PE i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych<sup>19</sup>. W planie zaproponowano, żeby cel ten został wprowadzony do przygotowywanego obecnie pakietu gazowego. Zaproponowano także szereg środków mających pozwolić na rozwój gazów odnawialnych, tj. m.in. wsparcie finansowe dla innowacyjnych technologii produkcji gazu ze źródeł odnawialnych, harmonizację zasad dot. wsparcia gazu ze źródeł odnawialnych w EU w ramach aukcji, zmodyfikowanie kalkulacji taryf w sposób uwzględniający nie tylko najniższy możliwy koszt produkcji, lecz także największą możliwą korzyść dla systemu energetycznego czy utworzenie dedykowanej platformy aukcyjnej dla gazów ze źródeł odnawialnych.

W listopadzie 2018 r. opublikowany został projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.<sup>20</sup> (dalej: PEP2040), która również odnosi się do gazów odnawialnych. W zakresie wodoru wskazuje w szczególności, że jego wykorzystanie przyczyni się optymalnego wykorzystania krajowych zasobów energetycznych oraz wdrożenia gospodarki o obiegu zamkniętym. Jest to bardzo dobry sygnał dla rozwoju wykorzystania tego surowca, dostrzega się już bowiem jego rolę nie tylko jako paliwa alternatywnego, lecz także jako istotnego surowca do potencjalnego wykorzystania w energetyce na dużą skalę. Jeśli chodzi o biogaz, to PEP2040 podkreśla jego znaczącą rolę w osiągnięciu celu wskaźnikowego OZE na 2020 r. i w dłuższej perspektywie oraz w ciepłownictwie systemowym. W dokumencie odniesiono się także do kwestii wykorzystania gazu syntezowego, który – jak wskazano, wykorzystany być może w elektroenergetyce i w ciepłownictwie, a także do wytwarzania benzyn syntetycznych i wielu produktów chemicznych. Prawdopodobnie jego wykorzystanie towarzyszyć będzie eksploatacji złóż w Złoczewie, Ościszowie lub Gubinie<sup>21</sup>. Zbieżne założenia w zakresie rozwoju gazów odnawialnych ujęto w Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030<sup>22</sup> opublikowanym w styczniu 2019 r.

## V. Zakończenie

Jak wskazano w niniejszym artykule, zaobserwować można trend wzrostowy w zakresie wykorzystania gazów odnawialnych. Co więcej, w nieodległej przyszłości realne jest, że w sieci gazu ziemnego coraz częściej pojawiać się będą coraz większe objętości tych gazów. Powoduje to szereg nowych wyzwań regulacyjnych oraz nakłada na sieć gazową nowe potrzeby, takie jak np. konieczność monitorowania składu gazu w czasie rzeczywistym, udoskonalenia narzędzi do

<sup>18</sup> Action Plan 2030. How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way. Pozyskano z: <https://gasforclimate2050.eu/files/Gas%20for%20Climate%20Action%20Plan.pdf> (15.11.2018).

<sup>19</sup> Dz. U. UE L 140/16.

<sup>20</sup> Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/web/energia/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-zapraszamy-do-konsultacji> (26.01.2019).

<sup>21</sup> PEP2040, s. 10.

<sup>22</sup> Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/web/energia/projekt-krajowego-planu-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030> (26.01.2019).

analiz symulacyjnych i optymalizacyjnych czy wprowadzenia inteligentnych systemów autodiagnostyki gazociągów i armatury (Demusiak, 2012).

W ostatnim czasie bardzo wyraźnie wzrosło zainteresowanie przyszłością gazów odnawialnych – widać to choćby po ilości nowopowstających dokumentów i studiów dotyczących tego obszaru, nowych inicjatyw tworzonych m.in. przez operatorów sieci gazowych czy zwróceniu na tę tematykę uwagi przez samą Komisję Europejską. Środowisko bardzo wyraźnie akcentuje przyszłościowy charakter gazów odnawialnych i ich ważną rolę nie tylko w pokryciu zapotrzebowania na energię w Unii Europejskiej, ale także w zakresie ich wpływu na klimat i możliwe przyczynienie się do osiągnięcia celów porozumienia paryskiego z 2015 r. Widać jednak już w tej chwili różnice w podejściu do wykorzystania gazów odnawialnych – przykładem może być chociażby proces produkcji wodoru.

Produkcja, dostawy czy przesył gazów odnawialnych siecią gazową to obszary, które przynajmniej w minimalnym zakresie muszą zostać uregulowane. Ustawodawcy europejscy powinni również zadbać o odpowiednie zachęty do produkcji i wykorzystania tych gazów, takie jak na przykład zastosowanie systemu zielonych certyfikatów, zwolnień podatkowych, preferencyjnych taryf w zakresie dostępu do sieci czy dofinansowania, w szczególności dla projektów innowacyjnych. Za pozytywne należy uznać fakt objęcia na poziomie dyrektywy unijnej systemem gwarancji pochodzenia gazów ze źródeł odnawialnych. Świadomość społeczna jest coraz większa i dowód dla odbiorcy końcowego, że jego energia pochodzi z OZE może mieć coraz większe znaczenie. Wydaje się jednak, że nie jest to wystarczająca zachęta dla większego rozwoju tych źródeł, zwłaszcza, że z gwarancji pochodzenia nie wynikają prawa majątkowe. Z powyższymi wyzwaniami ustawodawcy już się mierzą, lub będą musieli się zmierzyć w najbliższych latach. Pewnym jest, że rola gazów ze źródeł odnawialnych na pewno będzie rosła, aczkolwiek tempo wzrostu będzie zależało od właściwych regulacji.

## Bibliografia

- Dmitri Bessarabov, Haijiang Wang, Hui Li, Nana Zhao, "PEM Electrolysis for Hydrogen Production: Principles and Applications", 2017
- Demusiak, G. (2012). Gazowe sieci inteligentne – opcja dla energetyki?. *NAFTA-GAZ*, LXVIII, marzec.
- Gostomczyk, W. (2017). Stan i perspektywy rozwoju rynku biogazu w UE i Polsce – ujęcie ekonomiczne. *Zeszyty Naukowe Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego w Warszawie Problemy Rolnictwa Światowego*, XXXII, 17(2).
- Hordeski, M. (2008). *Alternative Fuels: The Future of Hydrogen* (wyd. II). Boca Raton: The Fairmont Press, INC, CRC Press.
- Jasiulewicz, M. (2014). Potencjał energetyczny biomasy rolniczej w aspekcie realizacji przez Polskę Narodowego Celu Wskaźnikowego OZE i Dyrektyw UE w 2020 roku. *Roczniki Naukowe Stowarzyszenia Ekonomistów Rolnictwa i Agrobiznesu*, XVII(1).
- Modzelewski, W. (2018). Nowy sposób finansowania infrastruktury ładowania oraz elementy procesu inwestycyjno-budowlanego stacji ładowania. *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego*, (8).
- Piskowska-Wasiak, J. (2017). Doświadczenia i perspektywy procesu Power to Gas. *NAFTA-GAZ*, LXXIII, 8.
- Piskowska-Wasiak, J. (2018). Możliwości komplementarnego wykorzystania gazu ziemnego i odnawialnych źródeł energii. *NAFTA-GAZ*, LXXIV, 4.
- Stankiewicz, D. (2010). Możliwości wykorzystania surowców rolniczych do produkcji energii w Polsce. *Studia BAS*, 1(21).