

tyka gospodarcza, mimo możliwości sprzedaży nadwyżki energii elektrycznej czy ciepłej z takiej instalacji (także certyfikatów) inwestycja tego typu jest na granicy progu rentowności. Niska rentowność i duże ryzyko społeczne związane z uciążliwością pracy instalacji dla bezpośredniego otoczenia jest w Polsce głównym powodem małej liczby biogazowni na terenach wiejskich. W celu poprawy rentowności tego typu inwestycji potrzebny jest odpowiedni system wsparcia finansowego, oparty na sprawdzonych praktykach europejskich⁶.

W celu poprawy sytuacji regulacyjnej w Polsce w zakresie implementacji systemu wsparcia produkcji biogazu i biometanu, w 2020 roku planuje się wprowadzenie projektu zmiany ustawy o OZE, który w pełni dostosuje polskie przepisy do dyrektywy RED II. Obecne przepisy ustawy o OZE przewidują, co prawda, wysokie wsparcie dla biogazowni kogeneracyjnych, natomiast wsparcia publicznego wymaga produkcja i załadowanie do sieci gazowniczej biometanu – szczególnie dla zastosowania w transporcie i ciepłownictwie. Zasadne wydaje się także scentralizowanie rozproszonych obecnie kompetencji decyzyjnych w zakresie OZE na poziomie administracji rządowej w jednym ministerstwie⁷.

Powyższe informacje wskazują – z jednej strony – na przepaść między systemem wsparcia regulacyjnego i finansowego, a tym samym poziomem rozwoju sektora produkcji biometanu między Polską a dobrymi praktykami europejskimi (na przykład niemieckimi), ale – z drugiej strony – na ogromny potencjał rozwojowy polskiej energetyki w zakresie tego paliwa.

Dr Adam Węgrzyn, pracownik naukowy Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu, związany z sektorem gazowniczym od 2000 roku.

¹ T. Brzeziński, A. Wawrzynowicz, *Czy Europejski Zielony Ład może stać się dźwignią odbudowy europejskiej po zakończeniu pandemii?*, „Przegląd Gazowniczy” nr 2 (66) 2020.

² Zgodnie z art. 2 pkt 1 ustawy z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii, biogaz zdefiniowany został jako gaz uzyskany z biomasy, zwłaszcza z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów.

³ Biogaz powstający w procesie fermentacji metanowej zawiera średnio 50–60% metanu. Pozostałe składniki, takie jak ditlenek węgla, siarkowodor, woda w postaci pary wodnej oraz niewielkie ilości azotu i tlenu, stanowią balast obniżający wartość opałową biogazu. Wartość opałowa biogazu surowego jest znacznie niższa od gazu ziemnego. Biogaz najczęściej wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w miejscu ich wytworzenia, czyli biogazowni. Oczyszczanie biogazu do zastosowania w energetyce sprowadza się głównie do usunięcia siarkowodoru i wody, negatywnie wpływających na funkcjonowanie i żywotność urządzeń energetycznych, powodując ich korozję. Ze względu na efektywność procesów przetwarzania energii, korzystniejsze są procesy polegające na oczyszczaniu biogazu do jakości gazu ziemnego i wykorzystywanie go bezpośrednio jako nośnika energii. Ze względu na rozbudowaną w Polsce sieć gazu ziemnego możliwe jest transportowanie oczyszczonego biogazu, czyli biometanu, do odbiorców końcowych. Źródło: K. Biernat, I. Samson-Bręk, *Przegląd technologii oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego*, „Chemik nr 5/2011, tom 65, s. 435–444 oraz www.fortisbc.com/NaturalGas/RenewableNaturalGas

⁴ Opracowano na podstawie publikacji pt. *Biometanownia w każdej gminie?* Portal: wysokienapiecie.pl z 12.08.2020 roku.

⁵ Nocoń, *Idziemy w biogazownie*, „Głos Grupy” – pismo pracowników GK PGNiG, nr 1/2020 (3), Warszawa, s. 6–7.

⁶ W krajach europejskich właściciele biogazowni otrzymują premię za każdą kilowatogodzinę wyprodukowanej energii z ekskrementów zwierzęcych, jako quasi-premię za przechwytywanie metanu.

⁷ M. Skłodowska, *Biometanownia w każdej gminie? Wielki biznes czeka na zmiany przepisów*, portal www.forsal.pl z 15.08.2020 r.

Biometan – czas na zielony gaz

Sylwia Koch-Kopyszko, Magdalena Rogulska

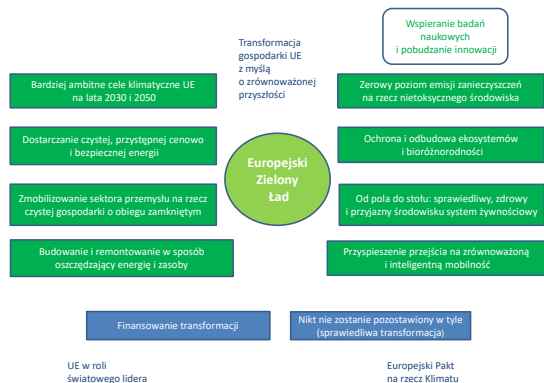
11 grudnia 2019 roku Ursula von der Leyen, przewodnicząca Komisji Europejskiej, przedstawiła ogólne założenia projektu reform polityki klimatycznej UE, zwane Europejskim Zielonym Ładem¹. Jest to plan działania na rzecz zrównoważonej gospodarki UE. Poza polityką *stricte* klimatyczną obejmuje on również propozycje dotyczące rolnictwa, gospodarki o obiegu zamkniętym, bioróżnorodności i zwalczania zanieczyszczeń.

Proponowana jest również zmiana celów pośrednich. Cel redukcji emisji do 2030 roku obecnie wynosi 40% w porównaniu z poziomem z 1990 roku, ale planuje się jego zwiększenie do 50 lub 55%. We wrześniu 2020 roku Komisja Środowiska PE poparła wprowadzenie obowiązku neutralności klimatycznej do 2050 roku zarówno na poziomie UE, jak i poszczególnych państw członkowskich. Jednocześnie europosłowie domagają się bardziej ambitnego celu na 2030 rok, wzywając do

ograniczenia emisji o 60, zamiast – jak proponuje Komisja Europejska – o 50–55%.

W swoich komunikatach Komisja Europejska podkreśla, że do osiągnięcia celu neutralności klimatycznej powinny przyczynić się wszystkie obszary polityki UE i wszystkie sektory powinny odegrać w tym swoją rolę. Dalsze obniżanie emisyjności systemu energetycznego ma kluczowe znaczenie dla osiągnięcia celów klimatycznych na lata 2030 i 2050. Ponad 75% emisji gazów cie-

Elementy Europejskiego Zielonego Ładu



Źródło COM(2019) 640 final

plarnianych w UE pochodzi z produkcji i wykorzystania energii w różnych sektorach gospodarki. Sektor energetyczny w dużej mierze powinien bazować na źródłach odnawialnych, co dotychczas udało się uzyskać w UE w sektorze elektroenergetycznym. Potrzebna jest intensyfikacja działań w ciepłownictwie, transporcie, sektorze gazu i przemyśle.

W marcu 2020 roku opublikowany został wniosek ustawodawczy w sprawie europejskiego prawa o klimacie², zakładający osiągnięcie przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do 2050 roku. Art. 2 określa cel UE w zakresie neutralności klimatycznej – obejmujący wszystkie sektory i wszystkie gazy cieplarniane, nie tylko CO₂ – który ma zostać osiągnięty do 2050 roku całej Unii Europejskiej.

W 2020 roku KE będzie prowadziła działania pomagające obniżyć emisyjność sektora gazu, w tym poprzez zwiększenie pomocy na prace rozwojowe w dziedzinie gazów o niskiej emisyjności, opracowanie dalekowzrocznej koncepcji konkurencyjnego bezemisyjnego rynku gazu i rozwiązanie problemu emisji metanu związanych z energią.

Rozwój sektora **zielonego gazu z odnawialnych źródeł energii** (biogaz, biometan, metan syntetyczny, biowodór) stanowi jedną z możliwych odpowiedzi na powyższe problemy. Wykorzystywany obecnie zielony gaz to przede wszystkim biometan (biogaz uzdatniony do parametrów gazu ziemnego).

Zielone gazy, takie jak biometan, odegrają kluczową rolę w długoterminowym dążeniu do dekarbonizacji systemu energetycznego, zagospodarowania odpadów i przyczynieniu się do rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego GOZ.

Opracowanie zlecone przez DG ENER „Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure”, przygotowane przez Trinomics³ potwierdza wyniki przedstawione przez Navigant (*Gas for Climate: The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system*)⁴ oraz CERRE (*Future markets for renewable gases & hydrogen*), wskazujące, iż potencjał biometanu pochodzącego z fermentacji beztlenowej i zgazowania biomasy, możliwy do wyprodukowania w UE do 2050 roku, wynosi około 100–120 mld metrów sześciennych (około 1200–1400 TWh). W połączeniu ze zwiększoną efektywnością energetyczną i zielonym wodorem europejskie zasoby gazu mogą być w 100% odnawialne w 2050 roku. Wykorzystanie pełnego potencjału będzie wymagało znacznego przyspieszenia wdrażania produkcji gazu ze źródeł odnawialnych po konkurencyjnych kosztach.

Rozwój sektora biometanu w Europie

Raport statystyczny Europejskiego Towarzystwa Biogazu (EBA)⁵ podaje, że w 2018 roku w Europie pracowało łącznie 18 202 biogazowni, zainstalowana moc elektryczna w całej Europie wynosiła 11 082 MW oraz wyprodukowano 63 511 GWh biogazu. Najwięcej biogazowni znajduje się w Niemczech (ponad 11 tys. instalacji), Polska z 304 instalacjami znajduje się na 8. pozycji. Ciekawym przypadkiem są Czechy, które mają już 574 biogazowni, a w przeliczeniu na 1 mln mieszkańców (54) znajdują się na drugiej pozycji po Niemczech (138), Polska w przeliczeniu na 1 mln mieszkańców ma tylko 8 biogazowni i w tym zestawieniu zajmuje 24. miejsce.

W ostatnich latach sektor biometanu rozwija się dynamicznie – w 2018 roku w UE łącznie było 610 instalacji produkcji biometanu (przyrost o 13% w stosunku do 2017 roku), które wytworzyły 2,28 mld m³ biometanu (22 787 GWh). Najwięcej biometanowni znajduje się w Niemczech (200 instalacji), następnie w UK (93 instalacje), we Francji pod koniec 2018 roku było 76 instalacji oraz 73 instalacje w Szwecji.

Raport pt. „Stan wykorzystania gazów z odnawialnych źródeł energii w Europie” (D 6.1 *Mapping the state of play of renewable gases in Europe*), przygotowany w ramach projektu REGATRACE⁶, przedstawia ogólny zarys sytuacji w Europie, wraz z pogłębioną analizą rynków w państwach partnerów projektu. Projekt realizowany jest przez konsorcjum 15 partnerów z 10 państw: ISINNOVA (koordynator), CIB (IT), EBA, AIB, ERGaR, Fluxys (BE), RFGI (IE), DENA, DBFZ (DE), AGCS (AT), Elering (EE), UPEBI (PL), ARBIO (RO), NEDGIA (ES), Amber (LT).

Z opracowania koordynowanego przez Europejskie Stowarzyszenie Biogazu (EBA) wynika, że w większości państw produkcja i zużycie biometanu są dobrze zbilansowane. Dania i Niemcy produkują więcej biometanu, niż zużywają, a nadwyżka produkcji jest eksportowana lub magazynowana. W Szwecji zużycie biometanu dwukrotnie przewyższa jego produkcję, ponieważ szwedzkie zachęty koncentrują się na konsumpcji, podczas gdy większość państw członkowskich ma tendencję do subsydiowania produkcji lub wtlaczania biometanu do sieci gazowej.

Wdrożenie odpowiednich środków wsparcia ma zasadnicze znaczenie dla dalszego rozwoju sektora produkcji biometanu. Zarówno wielkość, jak i czas trwania wsparcia operacyjnego dla biometanu różnią się znacznie w poszczególnych krajach i regionach. Najczęstszym systemem wsparcia dla biometanu w Europie jest *feed-in tariff*, a następnie *feed-in premium* i zachęty podatkowe. Systemy kwotowe i wsparcie inwestycyjne są mniej popularne. W wielu krajach funkcjonuje więcej niż jeden rodzaj systemów wsparcia, które albo się uzupełniają, albo są zróżnicowane w zależności od końcowego zastosowaniu biometanu.

Wiele państw postrzega przejście na biometan jako interesującą alternatywę dla istniejących biogazowni, ponieważ może to pomóc w dekarbonizacji sieci gazu ziemnego.

Coraz więcej krajów przestawia się z dopłat do biogazu na biometan, a ponadto producenci biometanu mają większe szanse na uniezależnienie się od dopłat niż producenci biogazu, ponieważ końcowe obszary zastosowań, i tym samym możliwości rynkowe, są zdywersyfikowane.

W niektórych krajach sposoby końcowego wykorzystania biometanu są jasno określone i uregulowane. W Szwecji i we Włoszech głównym zastosowaniem końcowym jest transport, podczas

gdy w Wielkiej Brytanii jest to ogrzewanie i chłodzenie. Większość biometanu w Szwecji jest wykorzystywana w sektorze transportu ze względu na korzystny system wsparcia. We Włoszech wykorzystanie biometanu w sektorze transportu ułatwia istniejąca już infrastruktura i flota pojazdów napędzanych metanem.

Niektóre kraje wdrażają systemy rynkowe zamiast dotacji bezpośrednich. Na przykład Niemcy wdrożyły zobowiązania dla przedsiębiorstw paliwowych do realizacji celów w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych określonych w polityce europejskiej, zwłaszcza w dyrektywie RED. Cele te mogą zostać osiągnięte dzięki np. biometanowi produkowanemu zgodnie z kryteriami rozwoju zrównoważonego. Podobny system działa w Holandii – przedsiębiorstwa paliwowe mogą tam kupować HBE (*Renewable fuel unit*) od producentów biometanu, aby spełnić obowiązek zastosowania odnawialnych źródeł energii w sektorze transportu w ramach RED.

Z ankiety przeprowadzonej w ramach REGATRACE wśród potencjalnych konsumentów wynika, że redukcja emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z gazem ziemnym jest tym aspektem, który ma największy wpływ na dokonywany przez nich wybór, istotne są też koszty produkcji, pochodzenie gazu i niezawodność dostawy gazu odnawialnego. Rodzaj substratów oraz czas trwania umowy odgrywają jedynie niewielką rolę w procesie decyzyjnym konsumentów.

Biometan w Polsce

W Europie dynamicznie rozwija się sektor produkcji biometanu, natomiast w Polsce, nie licząc pilotażowo-badawczych instalacji, dotychczas nie zrealizowano żadnych instalacji do wytwarzania biometanu w celu wykorzystania go w energetyce po uprzednim wtłoczeniu do gazowej sieci dystrybucyjnej. Mechanizm wspierania takich przedsięwzięć został, co prawda, wprowadzony dla biogazowni rolniczych, ale uwarunkowania rynkowe bardziej sprzyjają rozwojowi biogazowni wyposażonych w jednostki kogeneracji do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu.

Obecnie w Polsce na realizację czeka około 350 projektów biogazowych (średnia moc źródeł waha się od 0,50 do 1 MW) oraz 20 projektów biometanowych.

Jak pokazuje raport GUS „Energia ze źródeł odnawialnych w 2018 roku” ilość biogazu wytwarzanego w Polsce systematycznie wzrasta: w 2018 roku pozyskano o 39,0% więcej biogazu w porównaniu z 2014 rokiem. Niestety, dynamika tego wzrostu w

ostatnim czasie zmalała, co widać na rysunku 1, oraz co wynika z raportów URE, wskazujących na to, że w latach 2017–2019 moc zainstalowana instalacji wykorzystujących biogaz utrzymuje się na podobnym poziomie (wzrost z 235,373 MW w 2017 roku do 239,009 MW na koniec czerwca 2019 roku).

Największy wzrost pozyskania wystąpił w grupie „biogazy pozostałe”, w której dominuje biogaz rolniczy (w 2018 roku prawie 97,8% w porównaniu z 2014 rokiem). Pozyskanie biogazu z oczyszczalni ścieków wzrosło w 2018 roku o 27,6% w porównaniu z 2014 rokiem, natomiast pozyskanie biogazu z wysypisk odpadów zmalało o 20,7% w porównaniu z 2014 rokiem. Spowolnienie tempa rozwoju rynku biogazowego potwierdzają dane KOWR, z których wynika, że od końca 2016 roku przybyło zaledwie 6 nowych biogazowni rolniczych.

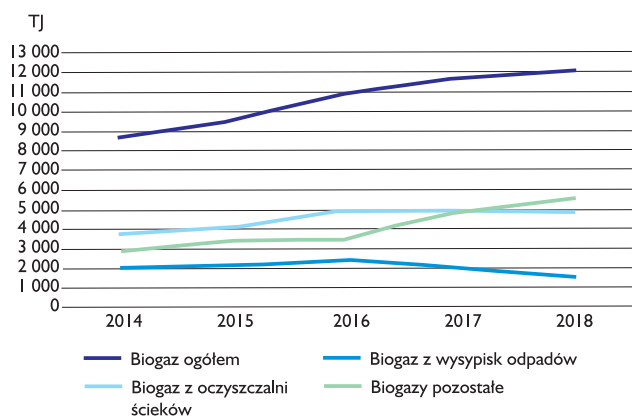
Głównymi przyczynami spowolnienia rozwoju rynku biogazowego w Polsce są niższy niż oczekiwany poziom wsparcia, szczególnie przez instytucje bankowe kredytujące inwestycje, oraz mała świadomość społeczna na temat korzyści związanych z wykorzystaniem biogazu, a w konsekwencji wygaśnięcie pozwoleń administracyjnych oraz warunków przyłączeń. Ważnym ograniczeniem jest także niestabilne prawo. Jasne uwarunkowania prawno-administracyjne mogłyby stać się impulsem do budowy nowych instalacji na szeroką skalę, z korzyścią dla środowiska i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Biogaz potrzebuje dobrego impulsu do rozwoju i wyraźnego sygnału ze strony rządu, że Polsce zależy na użyciu milionów ton bioodpadów rocznie oraz własnej produkcji energii w CHP, a w przyszłości także biometanu. Biogazownie mogą stać się ważnym elementem lokalnych systemów klastrowych i spółdzielni energetycznych dzięki swojej stabilnej pracy i możliwych dostawach gazu, energii elektrycznej oraz ciepła, jak również dostaw zeroemisyjnego nawozu organicznego. Należy też pamiętać o ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych, które dla tych instalacji przedstawia się bardzo korzystnie ze względu na wykorzystanie odpadów. W związku z tym są ważnym elementem układów gospodarki obiegu zamkniętego GOZ.

Zdaniem UPEBI, scenariusze rozwoju biogazowni w perspektywie 2030+ powinny uwzględniać:

- mikrobiogazownie prosumenckie,
- biogazownie wyposażone w jednostki kogeneracji do pracy ciągłej przy współpracy z siecią zawodową średniego napięcia,
- biogazownie wyposażone w jednostki kogeneracji do pracy dynamicznej przy współpracy z siecią zawodową średniego napięcia (bilansowanie systemu),
- biogazownie zintegrowane z magazynem energii i/lub biogazu w celu bilansowania lokalnych źródeł energii (pogodowych) w granicach spółdzielni energetycznych lub klastrów energii,
- biogazownie zintegrowane z siecią zawodową gazową dystrybucyjną (biometan) lub z siecią gazową lokalną (sieci wyspowe),
- biogazownie wytwarzające biometan na cele transportowe (poprzez sieć gazową lub dystrybucję bezpośrednią).

Barierą jest m.in. brak specjalnych dedykowanych systemów wsparcia dla biometanu sieciowego, który uniemożliwia rozwój biogazowni z instalacjami do uzdatniania biogazu. Podobnie jest z wykorzystaniem biogazu/biometanu do celów transportowych. Sytuację poprawiłoby tu pilne wprowadzenie odpowiednich przepisów wykonawczych do ustawy o biopaliwach.

Propozycje legislacyjne do nowelizacji ustawy o OZE w zakresie wprowadzania biogazu do sieci zostały opracowane przez po-



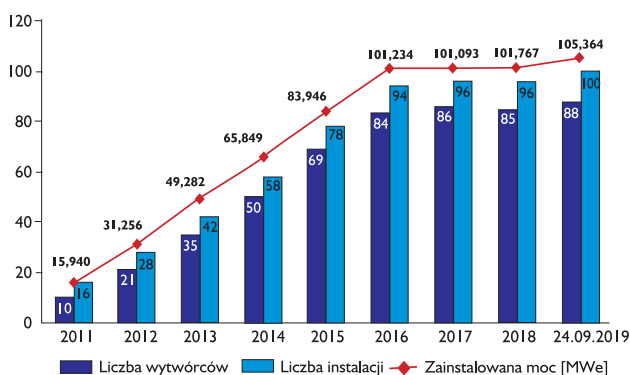
Źródło: Energia ze źródeł odnawialnych w 2018 roku, GUS 2019.

wołany przy Ministerstwie Energii zespół roboczy koordynowany przez UPEBI i przekazane ministerstwu już w czerwcu 2019 roku.

Zaproponowano dwojaki rozwiązanie w zakresie biogazowni włączających biogaz do sieci:

– biogaz w sieci dystrybucyjnej – beneficjentem tego rozwiązania będą instalacje mające dostęp do infrastruktury gazowej (gazociągów dystrybucyjnych). Narzucane przez operatorów gazowych wysokie parametry jakościowe determinują konieczność wcześniejszego uzdatnienia biogazu zawierającego około 50% metanu nawet do zawartości powyżej 92% metanu,

Rys. 2. Liczba wytwórców, instalacji i zainstalowana moc biogazowni w latach 2011–2019



Źródło: KOWR, 2020.

– biogaz włączony do gazociągu bezpośredniego – jest to rozwiązanie mające stworzyć podwaliny pod budowę zdecentralizowanych gazociągów na obszarach, na których istnieje duże zapotrzebowanie na gaz, a mimo to występują braki w infrastrukturze (zwłaszcza na terenach wiejskich). Instalacja wytwórcy (biogazownia) będzie mogła zawrzeć stosowną umowę z odbiorcą końcowym na zakup odpowiednich partii paliwa. Zarówno ilość, jak i jakość sprzedawanego biogazu będzie określana indywidualnie między stronami umowy. Przewiduje

się, iż biogaz włączany do gazociągu bezpośredniego będzie w większości przypadków wykorzystywany w celach grzewczych (np. ogrzewanie budynków inwentarskich), toteż na ogół nie będzie wymagane jego uzdatnienie do tak wysokich parametrów, jak w przypadku podłączenia do sieci dystrybucyjnej. Jednak należy pamiętać o tym, iż tego typu biogazownie będą obciążone wysokimi nakładami inwestycyjnymi spowodowanymi koniecznością budowy całej infrastruktury gazowej od podstaw. Wsparcie systemowe powinno być naliczane na podstawie stałej ceny, której wysokość będzie determinowana ilością wprowadzonego biogazu do gazociągu bezpośredniego, ponieważ wysokość stałej ceny będzie malała wraz ze wzrostem liczby kolejnych partii wprowadzonego biogazu.

Te rozwiązania wpisują się w ogólnosiwiatowy trend, w którym obok tradycyjnych biogazowni wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem pojawiają się coraz częściej instalacje, które opierają swoją działalność również na produkcji biometanu.

Sylvia Koch-Kopyszko, Magdalena Rogulska, Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego

¹ Komunikat Komisji Europejskiej – Europejski Zielony Ład, COM(2019) 640 final z 11 grudnia 2019 roku.

² 2020/0036 (COD) rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady, ustanawiające ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmieniające rozporządzenie UE 2018/1999 (Europejskie Prawo o Klimacie).

³ Trinomics for DG Energy report, Impact of the use of biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure.

⁴ Navigant – Gas for Climate report, The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system.

⁵ EBA 2020, European Biogas Association Statistical Report: 2019 European Overview, Brussels, Belgium, January 2020.

⁶ REGATRACE (REnewable GAs TRAdE Centre in Europe www.regatrace.eu) jest współfinansowane przez Komisję Europejską w ramach programu Horyzont 2020. Celem tego projektu jest opracowanie i wdrożenie efektywnego systemu handlu opartego na emisji i obrocie gwarancjami pochodzenia (GoO) dla biometanu.

Potencjał redukcji emisji gazów cieplarnianych w przemyśle biogazu i biometanu

Infografika wyjaśnia różne drogi, w których przemysł biogazu i biometanu przyczynia się do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Sektor ten może zmniejszyć globalne emisje gazów cieplarnianych o 10-13%. Całkowita redukcja emisji dzięki wykorzystaniu biogazu i biometanu może osiągnąć nawet – 240% w porównaniu z paliwami kopalnymi.

Węgiel jest wychwytywany przez rośliny, takie jak uprawy pośrednie, i przechowywany w glebie i samych roślinach.

Hodowla zwierząt powoduje powstawanie dużych ilości odchodów zwierzęcych, które w naturalny sposób uwalniają metan. Takich emisji można uniknąć, wykorzystując je do produkcji biogazu.

Podczas procesu metanizacji do atmosfery może być uwalniana część metanu. Poziom ten pozostaje marginalny, a wraz z rozwojem technologicznym i zwiększonym monitorowaniem stanie się jeszcze mniej istotny.

Masa pofermentacyjna jest stosowana jako nawóz organiczny, zmniejszając przemysłową produkcję nawozów mineralnych i związane z nimi emisje.

Zastosowanie masy pofermentacyjnej jako nawozu zielonego ma w porównaniu z nawozem mineralnym tę zaletę, że buduje węgiel organiczny w glebie.

Biogaz i biometan pozwalają uniknąć emisji powstających w wyniku stosowania paliw kopalnych w energetyce, ciepłownictwie, transporcie i niektórych zastosowaniach przemysłowych.

Podczas procesu uzdatniania biogazu do biometanu duża część węgla może być ponownie wykorzystana na przykład w e-paliwach lub trwale usunięta z atmosfery.