

Biometan w Polsce: nowe technologie, wykonawcy i realia wdrożeń w ujęciu edukacyjnym



Autor: Łukasz Rosik

Jabłoń, 2026

Spis treści

1. Wprowadzenie	4
2. Kontekst rynkowy	5
2.1. Polska na tle Europy – stan sektora biogazowego	5
2.2. Europejskie ambicje i luka między celem a rzeczywistością	6
2.3. Potencjał Polski i cele krajowe	7
2.4. Bariery rozwoju i dostępne instrumenty wsparcia.....	7
3. Od biogazu do biometanu – podstawy procesowe	9
3.1. Czym jest biogaz i skąd się bierze.....	9
3.2. Cztery fazy fermentacji metanowej	10
3.3. Parametry procesowe	11
3.4. Inhibitory	13
3.5. Dlaczego surowy biogaz wymaga uszlachetnienia.....	13
4. Technologie uszlachetniania biogazu	14
4.1. Wstępne oczyszczanie biogazu	14
4.2. Absorpcja fizyczna – płuczka wodna (PWS)	15
4.3. Absorpcja chemiczna – płuczka aminowa.....	16
4.4. Adsorpcja zmiennociśnieniowa (PSA)	17
4.5. Separacja membranowa.....	18
4.6. Separacja kriogeniczna	19
4.7. Porównanie technologii.....	20
5. Zastosowania biometanu – ścieżki produktowe	21
5.1. Wtłaczanie do sieci gazowej.....	21
5.2. Transport: BioCNG i BioLNG	22
5.3. Ciekły CO ₂ jako strumień przychodowy	22
5.4. Jak wybrać ścieżkę produktową	23
6. Rynek wykonawczy i dostawcy technologii w Polsce.....	26
6.1. Modele realizacji. Od EPC po integrację lokalną	26
6.2. Struktura rynku dostawców	27
6.3. Local content – ile zostaje w Polsce?	30
6.4. Europejska presja podażowa.....	31
7. Realia wdrożeń – od projektu do rozruchu	32
7.1. Złożoność, której nie widać w harmonogramie	32
7.2. Fazy realizacji i punkty ryzyka.....	33

7.3. Automatyzacja i monitoring	34
8. Aspekty ekonomiczne – ramy finansowe projektu biometanowego	35
8.1. Struktura nakładów inwestycyjnych.....	35
8.2. Koszty operacyjne i próg opłacalności.....	35
8.3. Przychody i system wsparcia	36
9. Biometan a kształcenie zawodowe. Wymiar edukacyjny i kompetencyjny	37
9.1. Branża rośnie szybciej niż kadry	37
9.2. Profile zawodowe. Czego szuka rynek?.....	37
9.3. Cyfryzacja instalacji – nowe wymagania kompetencyjne	39
9.4. Technologie immersyjne w kształceniu — VR, AR i gry symulacyjne	41
9.5. Rola Branżowych Centrów Umiejętności	42
9.6. Rekomendacje dla programów kształcenia.....	43
10. Wnioski i rekomendacje	45
Bibliografia:	47



1. Wprowadzenie

Polska biogazownia rolnicza przez większość swojego życia zarabia na sprzedaży energii elektrycznej w systemie aukcyjnym FiT lub FiP. To model sprawdzony, stabilny i dobrze rozpoznany przez rynek. Biometan przez długi czas pozostawał w tle jako opcja teoretycznie atrakcyjna, a w praktyce zarezerwowana dla większych instalacji i krajów z lepiej rozwiniętą infrastrukturą gazową.

W ciągu ostatnich kilku lat sytuacja zmieniła się na tyle wyraźnie, że ignorowanie ścieżki biometanowej przestało być ostrożnością, a stało się ryzykiem. Strategia REPowerEU wyznaczyła dla Europy ambitne cele produkcji biometanu, a za nią ruszyły pierwsze krajowe projekty i mechanizmy finansowania. Pytanie nie brzmi już „czy biometan w Polsce się rozwinie”, ale „kiedy i w jakiej formie”?

Dostępne materiały branżowe opisują technologie uszlachetniania biogazu głównie w ujęciu ogólnym: parametry, schematy, porównania tabelaryczne. Brakuje w nich odpowiedzi na pytania, które pojawiają się dopiero w praktyce. Kto te instalacje w Polsce buduje, z jakiej technologii korzysta i gdzie leżą rzeczywiste punkty ryzyka projektowego. Nie te z folderów sprzedażowych, ale te widoczne dopiero na etapie rozruchu i eksploatacji. Ten raport stara się tę lukę wypełnić, łącząc opis techniczny z perspektywą wdrożeniową i rynkową.

Raport prowadzi od procesów biologicznych zachodzących w komorze fermentacyjnej do decyzji inwestycyjnych i wykonawczych podejmowanych na polskim rynku pokazując, jak jedno wynika z drugiego. Technologie uszlachetniania biogazu omówiono nie tylko pod kątem zasady działania, ale też kosztów, ograniczeń i kryteriów wyboru w konkretnych warunkach lokalizacyjnych. Osobny rozdział poświęcono kształceniu zawodowemu, bo luka kompetencyjna w tym segmencie jest równie realna co luka inwestycyjna.

Raport skierowany jest do czytelnika, który orientuje się w podstawach energetyki odnawialnej i chce pogłębić wiedzę o segmencie biometanowym niezależnie od tego, czy jego perspektywa jest inwestycyjna czy operacyjna.

Opracowanie przygotowane zostało na potrzeby Branżowego Centrum Umiejętności w dziedzinie Bioenergetyki w Jabłoni, w ramach projektu realizowanego ze środków

Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO). Jako materiał o charakterze dydaktycznym i upowszechniającym ma służyć zarówno celom edukacyjnym i informacyjnym, jak i jako punkt odniesienia dla osób oraz instytucji zaangażowanych w rozwój sektora bioenergetycznego w Polsce.

2. Kontekst rynkowy

2.1. Polska na tle Europy – stan sektora biogazowego

Na koniec marca 2025 roku w Polsce działało 415 biogazowni wszystkich typów [2.1]. Spośród nich 181 stanowiły instalacje rolnicze zarejestrowane przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa (KOWR), należące do 151 podmiotów, o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej 173 MW i potencjale produkcyjnym przekraczającym 755 mln m³ biogazu rocznie [2.2]. Do tego dochodzi 195 instalacji komunalnych przy oczyszczalniach ścieków i składowiskach odpadów oraz 65 mikrobiogazowni rolniczych.

Liczby te nabierają właściwego wymiaru w zestawieniu z danymi europejskimi. W Europie funkcjonuje ponad 20 tysięcy biogazowni, z czego ponad 10 tysięcy w Niemczech [2.3]. Dania, kraj o intensywnej produkcji zwierzęcej zbliżonej strukturą do polskiego rolnictwa, zbudowała swój sektor biogazowy przez 50 lat konsekwentnej polityki wsparcia – od pierwszych instalacji w połowie lat 70. aż po obecny stan, w którym biometan stanowi około 40% gazu w krajowej sieci dystrybucyjnej [2.4]. Polska dysponując piątym co do wielkości potencjałem biomasy w UE, wykorzystuje zaledwie ułamek tych zasobów. W 2024 roku krajowe biogazownie wyprodukowały niespełna 1,6 TWh energii elektrycznej, poniżej 1% łącznej krajowej produkcji [2.1].

Szczególnie wymowna jest sytuacja po stronie biometanu. Urząd Regulacji Energetyki prowadzi od 2024 roku odrębny rejestr wytwórców biogazu i biometanu, gdzie przez cały 2024 rok nie dokonano w nim ani jednego wpisu [2.1]. Dwie instalacje uruchomione w 2025 roku tylko nieznacznie zmieniły ten obraz.

Pierwsza to demonstrator technologiczny w Brodach koło Poznania, na terenie Rolniczego Gospodarstwa Doświadczalnego Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu, uruchomiony w lutym 2025 roku przy wsparciu Narodowego Centrum

Badań i Rozwoju. Instalacja o mocy 0,499 MWe produkuje około 650 tys. m³ biometanu rocznie w postaci sprężonego bioCNG, przeznaczonego na rynek paliw transportowych [2.5].

Drugą i pod względem skali znacznie ważniejszą jest biometanownia w Cukrowni Strzelin (woj. dolnośląskie), należącej do Südzucker Polska. We wrześniu 2025 roku Polska Spółka Gazownictwa (PSG) przyłączyła tę instalację do krajowej sieci dystrybucyjnej jako pierwszą w Polsce [2.6]. Biogazownia w Strzelinie działa od 2012 roku, a rozbudowana infrastruktura osiąga moc 45 MW, produkując ponad 9 tys. m³ biogazu na godzinę wyłącznie z wysłodków buraczanych powstających podczas produkcji cukru. Biogaz wykorzystywany jest przede wszystkim na potrzeby własne cukrowni, a jego nadwyżki (po uszlachetnieniu do biometanu) trafiają do sieci przez wybudowany wspólnie z PSG gazociąg przyłączeniowy o długości 9 km [2.6, 2.7]. PSG zadeklarowała, że planuje przyłączyć łącznie kilka biometanowni w 2025 roku, a w 2026 roku kilkanaście kolejnych [2.8].

2.2. Europejskie ambicje i luka między celem a rzeczywistością

W maju 2022 roku Komisja Europejska opublikowała plan REPowerEU, wyznaczając cel produkcji 35 mld m³ biometanu rocznie w UE do 2030 roku [2.9]. Cel ten ma charakter niewiążący dla państw członkowskich, ponieważ jego realizacja zależy od woli politycznej i instrumentów wsparcia na poziomie krajowym.

Produkcja biometanu w UE rośnie, ale dystans do celu 2030 jest nadal bardzo duży. Produkcja osiągnęła 4,9 mld m³ w 2023 roku, a zainstalowane moce ok. 7 mld m³ w 2025 roku [2.10]. Inwestycje zakontraktowane do 2025 roku pozwolą osiągnąć szacunkowo 7,3 mld m³ mocy zainstalowanych do 2030 roku tj. około 20% zakładanego celu [2.10]. Więcej niż statystyki mówią doświadczenia krajów, które ten rynek już zbudowały. Dania przez dekady budowała sektor biogazowy w oparciu o stabilne systemy wsparcia, standaryzację rozwiązań technicznych i ścisłą integrację z siecią gazową. Duński model oparty na współpracy publiczno-prywatnej, spółdzielniach rolniczych i centralnych biogazowniach przetwarzających substraty z wielu gospodarstw jednocześnie może być punktem odniesienia dla krajów wchodzących dopiero w ten rynek, w tym dla Polski [2.4, 2.11].

2.3. Potencjał Polski i cele krajowe

Szacunki potencjału produkcji biometanu w Polsce różnią się w zależności od metodologii, ale wskazują na ten sam rząd wielkości. Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) określa potencjał techniczny na poziomie 8 mld m³ rocznie, co odpowiadałoby 46% krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny [2.12]. Organizacja Gas for Climate szacuje perspektywiczny potencjał do 2050 roku na 13 mld m³. Uwzględniając realne ograniczenia takie jak dostępność substratów w poszczególnych regionach i przepustowość sieci gazowej Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych (DISE) ocenia osiągalny potencjał na 3–4 mld m³ rocznie [2.13].

KPEiK wyznacza dla Polski produkcję biometanu na poziomie 1,1–1,5 mld m³ do 2030 roku i 2,6–3,9 mld m³ do 2040 roku [2.12]. Osiągnięcie nawet dolnej granicy celu 2030 wymagałoby zbudowania od podstaw całego sektora biometanowego od instalacji produkcyjnych, przez infrastrukturę przyłączeniową, po łańcuch dostaw substratów i kadrę techniczną.

2.4. Bariery rozwoju i dostępne instrumenty wsparcia

Polska nie dysponuje dotąd spójną krajową strategią rozwoju rynku biometanu. Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku wymienia biogaz jako element miks energetycznego, lecz bez konkretnych instrumentów wdrożeniowych [2.13]. Brak dedykowanego systemu wsparcia dla instalacji o mocy powyżej 1 MW był przez lata wskazywany przez branżę jako główna bariera inwestycyjna. Projekt wprowadzenia systemu aukcyjnego dla biometanu był procedowany legislacyjnie w momencie powstawania niniejszego raportu [2.14].

Sytuacja finansowa jest jednak wyraźnie lepsza niż kilka lat temu. Dostępne instrumenty obejmują program „Energia dla wsi” z pulą 1 mld złotych oraz program „Poprawa bezpieczeństwa energetycznego poprzez wykorzystanie biometanu” z analogicznym budżetem – oba skierowane do mniejszych inwestorów. Dla przedsiębiorstw kluczowym instrumentem jest program FEnIKS (Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027), w ramach którego NFOŚiGW prowadzi nabory dla instalacji biogazowych i biometanowych. W ostatnim

naborze z początku 2026 roku pula środków wyniosła 300 mln złotych z czego 200 mln przeznaczono na budowę i modernizację biometanowni z przyłączeniem do sieci gazowej, a 100 mln na instalacje biogazowe. Dofinansowanie może pokryć nawet 100% kosztów kwalifikowanych, łącząc dotację z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego z pożyczką preferencyjną NFOŚiGW [2.15]. Ze środków Unijnego Funduszu Innowacji finansowany jest natomiast projekt AMBASSADOR realizowany przez konsorcjum BZK Energy i Bioagra – biometanownia połączona z instalacją wychwytywania i skraplania CO₂ do jakości spożywczej, stanowiąca pierwszą tego rodzaju instalację w Polsce i Europie Środkowo-Wschodniej [2.16].

Równolegle do instrumentów finansowych rozwijają się kanały transferu wiedzy. Duńskie instytucje i firmy takie jak Biogas Denmark, Nature Energy, Greenfarm oraz biura inżynierskie takie jak Ramboll są coraz aktywniej obecne na polskim rynku, oferując doradztwo techniczne i realizację projektów. W marcu 2026 roku podpisano list intencyjny w zakresie Polsko-Duńskiego Partnerstwa Biogazowego, formalnie otwierający współpracę między organizacjami branżowymi obu krajów [2.17]. To transfer wiedzy, a nie tylko technologii. Doświadczenia duńskie są tu szczególnie cenne, bo dotyczą dokładnie tych wyzwań, przed którymi stoi dziś Polska: integracji z siecią gazową, modeli substratowych opartych na rolnictwie i budowania akceptacji społecznej.

Drugą istotną barierą pozostaje infrastruktura gazowa. Sieć dystrybucyjna na obszarach wiejskich jest słabo rozwinięta, a przyłączenie instalacji biometanowej do sieci wiąże się często z koniecznością budowy własnego odcinka gazociągu. Doświadczenie Cukrowni Strzelin, która wybudowała 9 km gazociągu przyłączeniowego, jest tu wymownym przykładem [2.6]. PSG wydała do 2025 roku ponad 1200 decyzji o możliwości przyłączenia biometanowni, jednak przełożyły się one na zaledwie 22 zawarte umowy [2.8].

Trzecia bariera ma charakter kadrowy: w Polsce praktycznie nie istnieje jeszcze zasób doświadczonych technologów, operatorów i wykonawców, którzy przeszli pełny cykl realizacji biometanowni: od projektu, przez budowę, a dalej rozruch i stabilną eksploatację w warunkach krajowych. Odpowiedzią na tę lukę są m.in. inicjatywy takie jak Branżowe Centra Umiejętności w dziedzinie Bioenergetyki w Jabłoni i Swarzędzie, których celem jest właśnie kształcenie kadr dla

rozwijającego się sektora. Analiza potrzeb kompetencyjnych i rekomendacje dla programów kształcenia zawodowego stanowią odrębny rozdział niniejszego raportu.

3. Od biogazu do biometanu – podstawy procesowe

3.1. Czym jest biogaz i skąd się bierze

Biogaz to mieszanina gazów powstająca w wyniku beztlenowego rozkładu materii organicznej przez mikroorganizmy. Dominującym składnikiem jest metan (CH_4). W zależności od źródła jego udział wynosi od 50 do 75% objętości. Resztę stanowi głównie dwutlenek węgla (CO_2) oraz śladowe ilości siarkowodoru (H_2S), azotu, tlenu, pary wodnej i siloksanów.

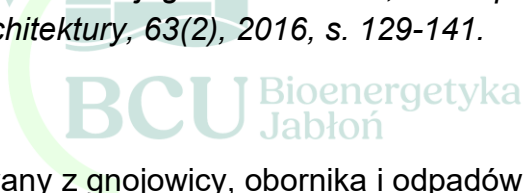
Skład biogazu nie jest stały i zmienia się w zależności od rodzaju substratu, warunków fermentacji czy konstrukcji reaktora. Ma to bezpośrednie konsekwencje dla każdej instalacji uzdatniania: projektant, który zakłada stały skład gazu na wejściu, prędzej czy później zostanie przez rzeczywistość zaskoczony.

Tabela 3.1. Skład biogazu w zależności od źródła pochodzenia

Składnik	Jednostka	Odpady gosp. domowych	Osad z oczyszczalni ścieków	Odpady rolnicze	Odpady z przem. rolno-spoż.
CH_4	% obj.	50-60	60-75	60-75	68
CO_2	% obj.	34-38	19-33	19-33	26
N_2	% obj.	0-5	0-1	0-1	-
O_2	% obj.	0-1	< 0,5	< 0,5	-
H_2O	% obj. (w 40°C)	6	6	6	6
H_2S	mg/m ³	100-900	1000-4000	3000-10 000	100

Składnik	Jednostka	Odpady gosp. domowych	Osad z oczyszczalni ścieków	Odpady rolnicze	Odpady z przem. rolno-spoż.
NH ₃	mg/m ³	-	50-100	-	400
Związki aromatyczne	mg/m ³	0-200	-	-	-
Związki chlorowo-org. i fluoroorg.	mg/m ³	100-800	-	-	-

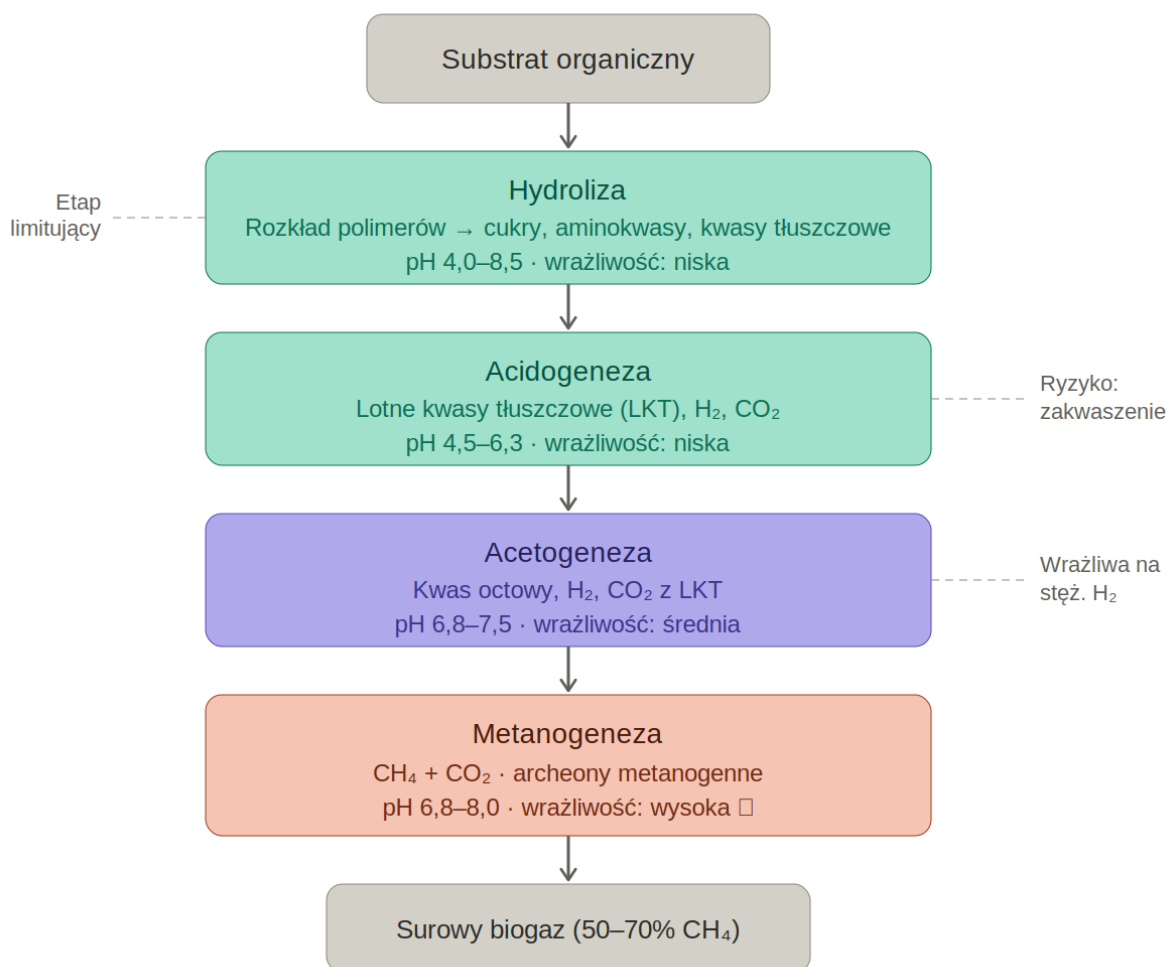
Źródło: A. Kamiński, *Analiza porównawcza różnych technologii oczyszczania biogazu*, Gaz, Woda i Technika Sanitarna, maj 2024, DOI: 10.15199/17.2024.5.5, licencja CC BY; na podstawie: J. Kwaśny, W. Balcerzak, P. Rezka, *Biogaz i charakterystyka wybranych metod jego odsiarczania*, Czasopismo Inżynierii Lądowej, Środowiska i Architektury, 63(2), 2016, s. 129-141.



Biogaz rolniczy, produkowany z gnojowicy, obornika i odpadów przemysłu rolno-spożywczego, charakteryzuje się stosunkowo stabilnym składem przy dobrze prowadzonym procesie. Biogaz z osadów ściekowych zawiera więcej zanieczyszczeń, w szczególności siarkowodoru i siloksanów co wynika ze specyfiki substratów komunalnych. Gaz składowiskowy ma najniższą zawartość metanu i najbardziej zmienny skład.

3.2. Cztery fazy fermentacji metanowej

Produkcja biogazu przebiega w czterech następujących po sobie fazach biochemicznych, realizowanych przez różne grupy mikroorganizmów, każda z innym zakresem tolerancji pH i wrażliwością na zakłócenia.



Rysunek 3.1. Cztery fazy fermentacji metanowej. Źródło: opracowanie własne.

3.3. Parametry procesowe

Temperatura. Instalacje biogazowe pracują najczęściej w zakresie mezofilnym (32–42°C). To kompromis między wydajnością a stabilnością. Wyższe temperatury termofilne (50–57°C) dają większą produkcję biogazu, ale proces jest znacznie wrażliwszy na zakłócenia i wymaga precyzyjniejszego zarządzania substratami [3.1]. Kluczowa jest stabilność temperatury, nie jej wartość bezwzględna. Wahania rzędu 2–3°C w krótkim czasie mogą zaburzyć aktywność metanogenów bardziej niż praca w nieco niższym zakresie.

Beztlenowość. Metanogeny są ścisłymi beztlenowcami, a tlen jest dla nich toksyczny. W praktyce oznacza to, że szczelność fermentora, włączów i systemów podawania substratu ma znaczenie nie tylko środowiskowe, lecz bezpośrednio przekłada się na wydajność procesu. Dostawy powietrza wraz ze źle przygotowanym substratem stałym to częste i niedoceniane źródło strat.

Odczyn pH i wskaźnik FOS/TAC. Optymalne pH dla metanogenezy mieści się w przedziale 6,8–8,0. Spadek poniżej 6,5 oznacza praktyczne zahamowanie aktywności metanogenów. Jednak sama wartość pH jest słabym wskaźnikiem wczesnego ostrzegania, ponieważ reaktor wyposażony w bufony alkaliczne może mieć pH pozornie prawidłowe przy jednoczesnym gromadzeniu się kwasów. Znacznie czulszym narzędziem jest wskaźnik FOS/TAC, wyrażający stosunek lotnych kwasów organicznych do zasadowości ogólnej. Wartość poniżej 0,3 oznacza zdrowy, stabilny proces; powyżej 0,4–0,6 to sygnał ostrzegawczy wymagający interwencji; powyżej 0,8 – stan krytyczny. FOS/TAC reaguje na przeciążenie substratem na kilka dni przed tym, gdy zmiana pH staje się widoczna [3.2].

Stosunek C:N. Optymalny zakres C:N dla mieszaniny substratów mieści się w przedziale 10-30:1 - w praktyce osiągany przez komponowanie receptury z substratów bogatych w węgiel (kiszonki) i substratów bogatych w azot (gnojowica, pomiot). Nadmiar azotu w stosunku do węgla prowadzi do produkcji amoniaku – inhibitora metanogenezy, szczególnie niebezpiecznego przy podwyższonym pH i temperaturze termofilnej. Problem ten pojawia się typowo przy fermentacji pomiotu drobiowego lub przy zbyt dużym udziale substratów bogatobiałkowych bez korekcji substratami węglowymi [3.1].

HRT i OLR. Hydrauliczny czas retencji (HRT – Hydraulic Retention Time) określa, ile czasu substrat spędza w reaktorze. Zbyt krótki HRT prowadzi do wypłukiwania wolno rosnących metanogenów, a odtworzenie ich populacji zajmuje tygodnie. Organiczne obciążenie reaktora (OLR – Organic Loading Rate) mierzy ilość suchej masy organicznej podawanej na jednostkę objętości reaktora na dobę. Przekroczenie progu OLR (nawet jednorazowe) jest najczęstszą przyczyną epizodów zakwaszenia w biogazowniach rolniczych.

3.4. Inhibitory

Inhibitory to substancje hamujące lub blokujące aktywność mikroorganizmów fermentacyjnych. W folderach sprzedażowych temat ten pojawia się rzadko, natomiast w eksploatacji jest jednym z najczęstszych źródeł problemów.

Inhibitory ze źródła zewnętrznego to antybiotyki i środki dezynfekcyjne obecne w gnojowicy, metale ciężkie z substratów komunalnych oraz toksyczne składniki odpadów z niektórych gałęzi przemysłu spożywczego. Inhibitory generowane wewnątrz procesu to przede wszystkim amoniak wolny (NH_3) (dominujący problem przy substratach bogato-białkowych), siarkowodór (H_2S) oraz lotne kwasy tłuszczowe w nadmiarze, które przy braku interwencji same napędzają zakwaszenie reaktora [3.1, 3.2].

W dobrze zaprojektowanej instalacji dobór substratów i ich proporcji jest narzędziem zarządzania inhibitorami, a nie problemem do rozwiązania po fakcie.

3.5. Dlaczego surowy biogaz wymaga uszlachetnienia

Biogaz bezpośrednio po opuszczeniu komory fermentacyjnej jest użytecznym paliwem do kogeneracji, ale tylko lokalnie i tylko w urządzeniach do tego przystosowanych. Do sieci gazowej nie można go wprowadzić bezpośrednio. Jako paliwa transportowego nie można go sprężyć do zbiornika samochodowego, a jego wartość opałowa jest zbyt niska, by konkurować z gazem ziemnym.

Polskie prawo definiuje biometan jako biogaz o cieple spalania w warunkach normalnych nie mniejszym niż 34 MJ/Nm^3 , co odpowiada zawartości metanu na poziomie co najmniej 85% [3.3]. Włączanie do sieci dystrybucyjnej wymaga sprężenia do około 0,5 MPa, do sieci przesyłowej nawet do 8,4 MPa. Zastosowanie jako BioCNG wymaga sprężenia do 20–25 MPa, a produkcja BioLNG schłodzenia do temperatury poniżej -162°C [3.3].

Droga od surowego biogazu (50–70% CH_4) do biometanu spełniającego normy sieciowe (>97% CH_4) wymaga dwóch etapów: wstępnego oczyszczania: usunięcia H_2S , wilgoci i siloksanów oraz właściwego uszlachetniania przez separację CO_2 od metanu. Oba etapy omówione są szczegółowo w rozdziale 4.

Wymiar edukacyjny. Zrozumienie biochemii fermentacji jest dla technologa biogazowego warunkiem świadomej diagnostyki. W praktyce operacyjnej większość awarii i spadków wydajności ma swoje źródło nie w urządzeniach mechanicznych, lecz w zaburzeniach mikrobiologicznych tj. zakwaszeniu reaktora, przeładowaniu substratem lub nierozpoznanym inhibitorem. Wczesne rozpoznanie tych stanów na podstawie parametrów procesowych – przede wszystkim FOS/TAC, a nie samego pH jest kompetencją, której żaden system automatyki nie zastąpi w pełni. To odróżnia doświadczonego operatora od kogoś, kto tylko obserwuje liczby na ekranie.

4. Technologie uszlachetniania biogazu

4.1. Wstępne oczyszczanie biogazu

Żadna technologia upgrade'u nie pracuje na surowym biogazie. Przed wejściem do instalacji uszlachetniającej gaz musi przejść przez etap wstępnego przygotowania, który usuwa składniki niszczące lub blokujące instalację właściwą.

Odsiarczanie redukuje zawartość H_2S , który jest agresywnie korozyjny i zatrzuwa katalizatory. Metody biologiczne najczęściej stosowane są w biogazowniach rolniczych. Polegają na dozowaniu niewielkich ilości powietrza do przestrzeni gazowej fermentora lub do oddzielnego bioreaktora, gdzie bakterie siarkoutleniające utleniają H_2S do siarki elementarnej. Metody chemiczne (sole żelaza, NaOH) stosuje się jako uzupełnienie przy wysokich stężeniach wejściowych lub gdy wymagana jest redukcja poniżej 5 ppm co jest progiem dla niektórych technologii membranowych [4.1].

Osuszanie usuwa parę wodną, która przy schłodzeniu gazu kondensuje się i powoduje korozję, blokuje pory adsorbentów w PSA i zamarza w układach kriogenicznych. Standardowym rozwiązaniem jest chłodnica kondensacyjna schładzająca gaz do 5–10°C, uzupełniana adsorpcją na żelu krzemionkowym lub tlenku glinu przy wymaganiach kriogenicznych.

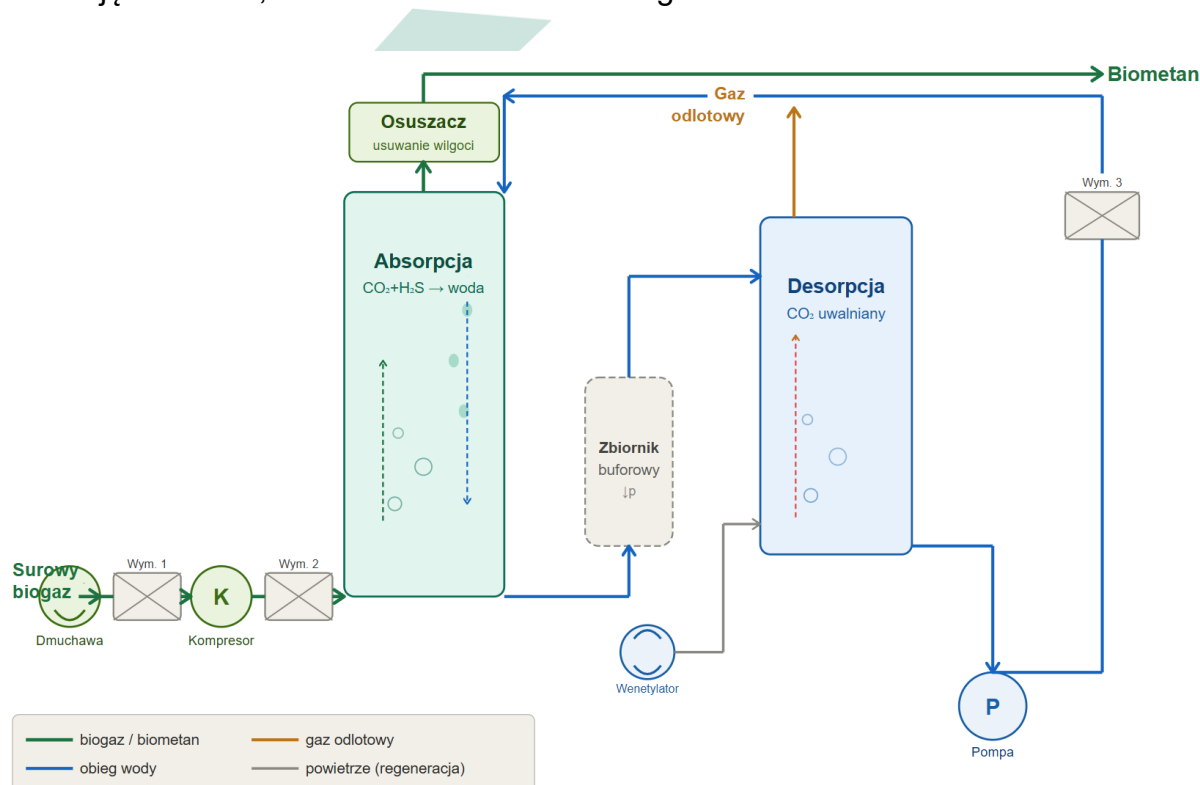
Usuwanie siloksanów i LZO dotyczy przede wszystkim instalacji przerabiających substraty komunalne i osady ściekowe. Siloksany podczas spalania tworzą twardy

osad SiO_2 niszczący zawory i powierzchnie cylindrów. Usuwa się je adsorpcją na węglu aktywnym, który wymaga okresowej wymiany lub regeneracji termicznej [4.1].

Jakość wstępnego oczyszczania bezpośrednio wpływa na żywotność i koszty serwisowe instalacji uszlachetniającej. To jeden z elementów najczęściej niedoszacowanych na etapie projektowania.

4.2. Absorpcja fizyczna – płuczka wodna (PWS)

Płuczka wodna (ang. Pressure Water Scrubbing, PWS) wykorzystuje różnicę rozpuszczalności CO_2 i CH_4 w wodzie pod ciśnieniem. Biogaz sprężany jest do 7–10 bar i wprowadzany od dołu kolumny absorpcyjnej, gdzie w przeciwnym kierunku spływa zimna woda. CO_2 i H_2S rozpuszczają się w wodzie, metan opuszcza kolumnę górną. Woda kierowana jest do kolumny desorpcyjnej, gdzie CO_2 jest usuwany przez redukcję ciśnienia, a woda zawracana do obiegu.



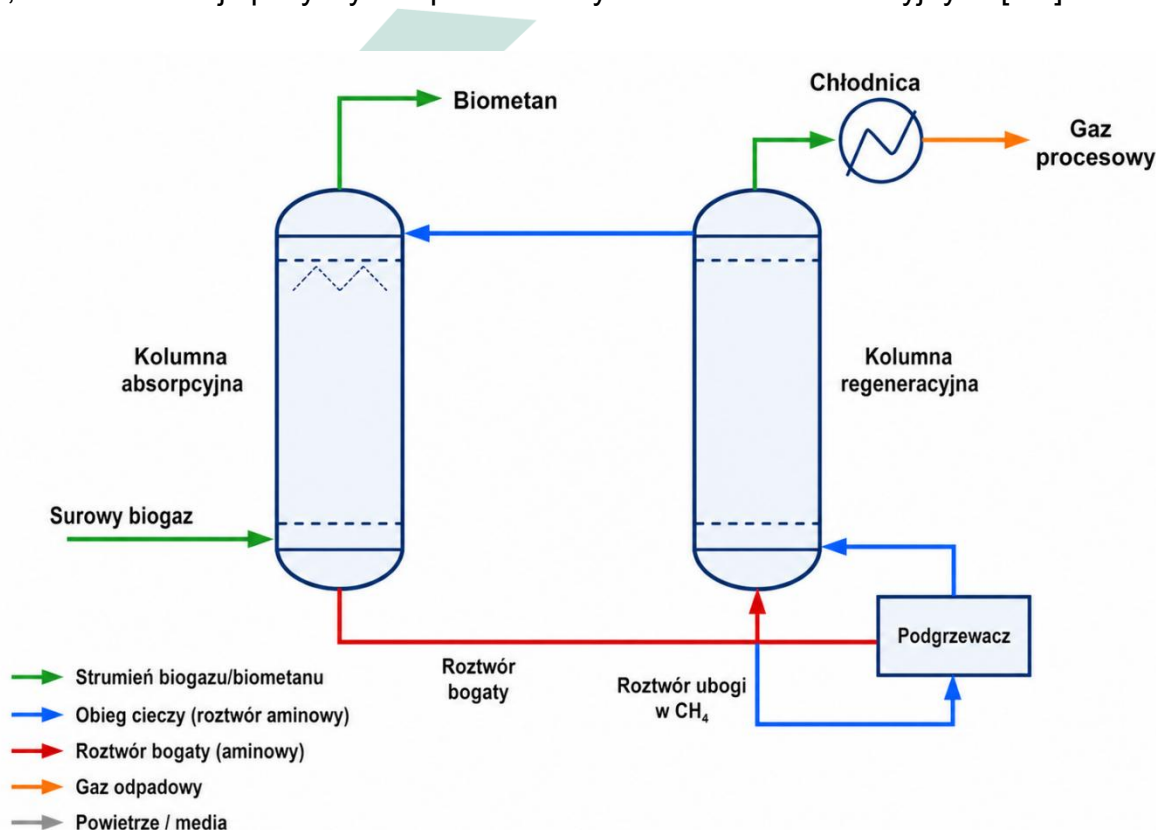
Rysunek 4.1. Uproszczony schemat technologii płuczki wodnej (PWS)

Źródło: opracowanie własne na podstawie: A. Kamiński, *Analiza porównawcza różnych technologii oczyszczania biogazu*, Gaz, Woda i Technika Sanitarna, maj 2024, DOI: 10.15199/17.2024.5.5, licencja CC BY.

PWS jest technologią dojrzałą i stosunkowo prostą w eksploatacji. Skutecznie usuwa H_2S równolegle z CO_2 , co jest zaletą przy substratach o wysokiej zawartości siarki. Główne ograniczenia to wysokie zużycie energii elektrycznej na sprężanie i pompowanie wody oraz nieunikniony slip metanu na poziomie 1–2%. Metan częściowo rozpuszcza się w wodzie i opuszcza instalację razem z CO_2 . Produkt wymaga intensywnego osuszania [4.1, 4.2].

4.3. Absorpcja chemiczna – płuczka aminowa

Płuczka aminowa zastępuje wodę roztworem amin – najczęściej monoetanolaminy (MEA). Aminy reagują z CO_2 selektywnie i z wysokim powinowactwem, co pozwala uzyskać biometan o czystości powyżej 99,5% CH_4 przy stratach metanu poniżej 0,1%. Jest to najlepszy wynik spośród wszystkich metod komercyjnych [4.2].



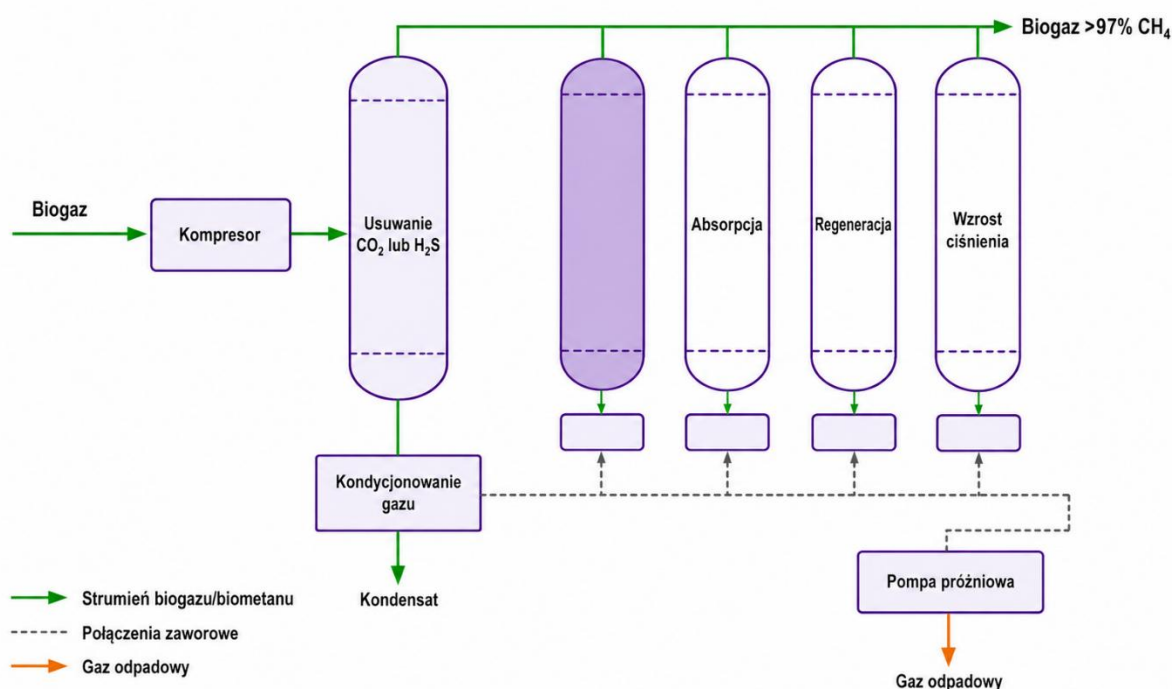
Rysunek 4.2. Uproszczony schemat absorpcji chemicznej – płuczka aminowa

Źródło: opracowanie własne na podstawie: A. Kamiński, *Gaz, Woda i Technika Sanitarna*, maj 2024, DOI: 10.15199/17.2024.5.5, licencja CC BY

Kluczowym ograniczeniem jest konieczność regeneracji roztworu aminowego w temperaturze około 160°C. Instalacja jest opłacalna tylko tam, gdzie ciepło na regenerację pochodzi z kogeneracji lub innego taniego źródła. W przeciwnym razie koszty operacyjne znacznie rosną. Dodatkowym wyzwaniem jest korozyjność amin i konieczność monitorowania ich degradacji. Technologia stosowana głównie w instalacjach o dużej skali, gdzie wysoka czystość produktu jest priorytetem [4.1, 4.2].

4.4. Adsorpcja zmiennociśnieniowa (PSA)

PSA (Pressure Swing Adsorption) rozdziela CH_4 i CO_2 na podstawie selektywnej adsorpcji CO_2 na węglu aktywnym lub sitach molekularnych. Proces przebiega w kilku równoległych kolumnach adsorpcyjnych pracujących naprzemiennie: faza adsorpcji pod ciśnieniem (8–10 bar), następnie regeneracja przez gwałtowne obniżenie ciśnienia i usunięcie CO_2 jako gazu odpadowego.



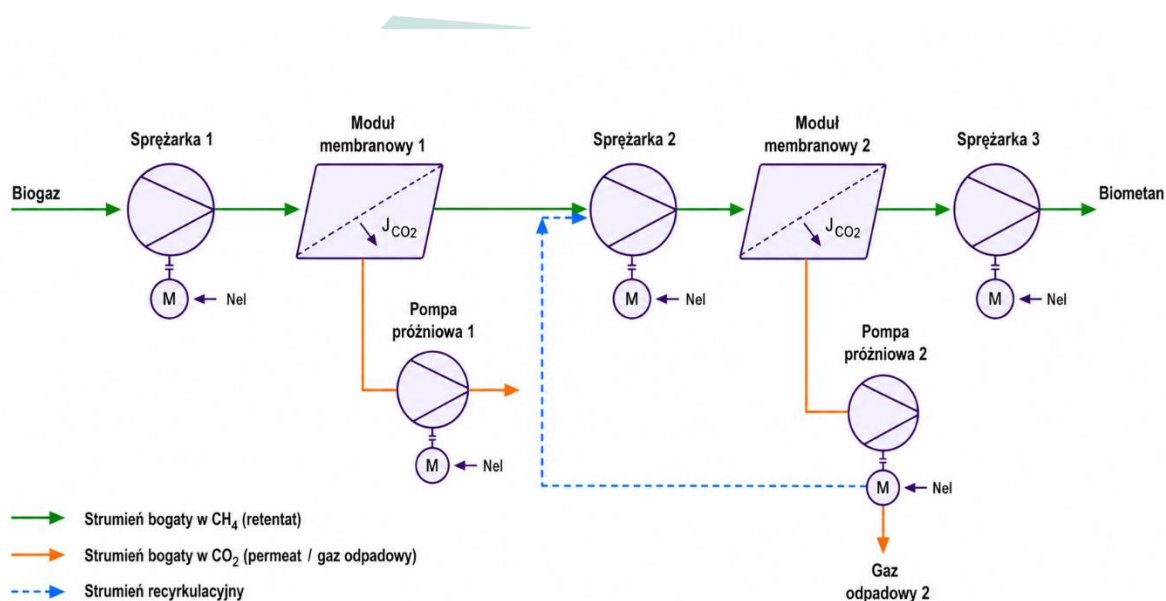
Rysunek 4.3. Uproszczony schemat technologii PSA

Źródło: opracowanie własne na podstawie: A. Kamiński, *Gaz, Woda i Technika Sanitarna*, maj 2024, DOI: 10.15199/17.2024.5.5, licencja CC BY

PSA nie wymaga wody ani chemikaliów procesowych. To znacząca zaleta eksploatacyjna. Zużycie energii elektrycznej jest umiarkowane ($0,14 \text{ kWh/Nm}^3$). Słabością jest złożoność mechaniczna: szybko przełączające się zawory wymagają regularnego serwisu, a złoża adsorbentów ulega stopniowej degradacji. Straty metanu mieszczą się w przedziale 2–4% [4.2].

4.5. Separacja membranowa

Membrany polimerowe (w postaci płaskiej folii lub wydrążonych włókien) przepuszczają CO_2 szybciej niż CH_4 na podstawie różnicy wielkości cząsteczek i prędkości dyfuzji. Biogaz po stronie ciśnieniowej (retentat) wzbogaca się w metan, CO_2 przechodzi przez membranę do permeatu po stronie niskociśnieniowej. Nowoczesne instalacje stosują trzy stopnie membranowe dla zwiększenia odzysku metanu.



Rysunek 4.4. Uproszczony schemat dwustopniowego układu membranowego

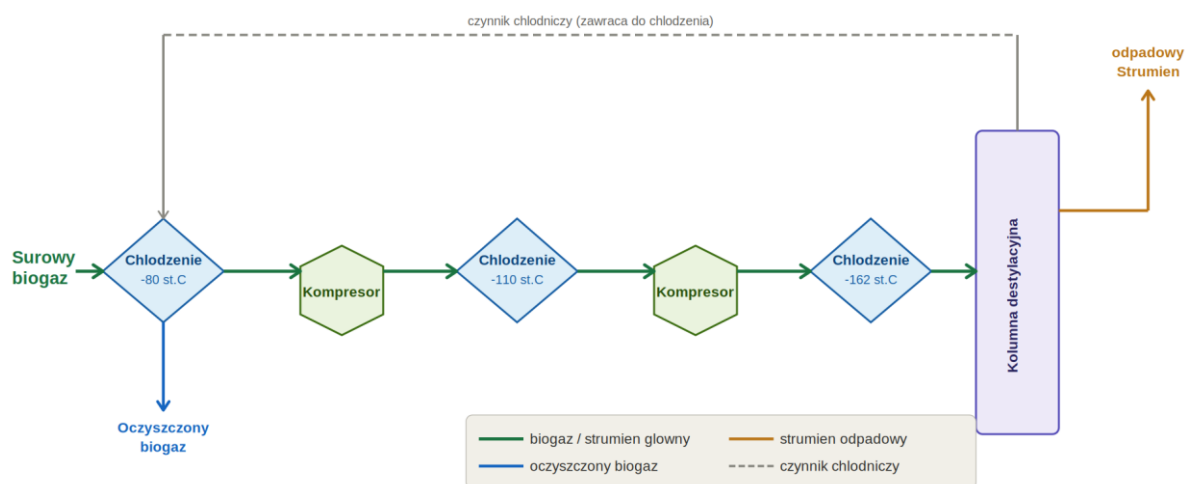
Źródło: opracowanie własne na podstawie: A. Kamiński, *Gaz, Woda i Technika Sanitarna*, maj 2024, DOI: 10.15199/17.2024.5.5, licencja CC BY

Membrany są wrażliwe na H_2S , siloksany i mgłę olejową stąd rygorystyczne wymagania wstępnego oczyszczania. Same moduły membranowe wymagają

wymiany co 5–10 lat i stanowią istotny koszt eksploatacyjny. Technologia nie wymaga wody ani chemikaliów, ma prosty rozruch i łatwą skalowalność przez dodawanie modułów. Wiodącym dostawcą systemów membranowych w Polsce są Bright Renewables (dawniej DMT) i KWE AB [4.2].

4.6. Separacja kriogeniczna

Kriogenika wykorzystuje różnicę temperatur skraplania składników biogazu. Biogaz jest sprężany i stopniowo schładzany. Najpierw do około -80°C , gdzie kondensują siloksany i chlorowce, następnie do -110°C , gdzie wytrąca się CO_2 . Czysty gazowy metan opuszcza instalację górną. Jeśli schłodzić go dalej do -162°C , metan sam przechodzi w fazę ciekłą. Otrzymujemy wówczas BioLNG bezpośrednio z procesu uszlachetniania [4.1].



Rysunek 4.5. Uproszczony schemat technologii separacji kriogenicznej

Źródło: opracowanie własne na podstawie: A. Kamiński, *Gaz, Woda i Technika Sanitarna*, maj 2024, DOI: 10.15199/17.2024.5.5, licencja CC BY)

Kriogenika jako jedyna technologia pozwala uzyskać jednocześnie biometan o wysokiej czystości, ciekły CO_2 jakości spożywczej (LCO_2) i opcjonalnie BioLNG. Straty metanu są minimalne ($<0,5\%$). Cenę za te zalety stanowi najwyższy CAPEX i najwyższe zużycie energii elektrycznej spośród wszystkich metod ($1,30\text{--}1,50 \text{ kWh/Nm}^3$). Wiodącym dostawcą technologii kriogenicznej jest m.in. CryoPur [4.2].

4.7. Porównanie technologii

Wybór technologii nie jest decyzją czysto techniczną. Zależy od skali instalacji, dostępności mediów, wymaganej czystości produktu i planowanej ścieżki jego zagospodarowania.

Tabela 4.1. Porównanie technologii uszlachetniania biogazu do biometanu

Kryterium	Płuczka wodna (PWS)	Płuczka aminowa	PSA	Membrany	Kriogenika
Czystość CH₄ (%)	96-98	>99,5	97-99	96-99	>99,5
Straty metanu	1-2%	<0,1%	2-4%	0,5-3%	<0,5%
Energia (kWh/Nm³)	0,20-0,30	0,12-0,65	0,14	0,19-0,77	1,30-1,50
Wymagane media	Energia el. + woda	Energia el. + aminy + ciepło 160 st. C	Energia el. + adsorbent	Energia elektryczna	Energia elektryczna
Produkt uboczny	Woda z CO ₂	CO ₂ gazowy	Gaz odlotowy	Permeat CO ₂	LCO ₂ ciekły + opcja BioLNG
CAPEX	Średni	Wysoki	Wysoki	Średni-wysoki	Bardzo wysoki
OPEX	Wysoki	Bardzo wysoki*	Średni	Średni	Wysoki
Przykładowi dostawcy	Różni	BASF i in.	Pietro Fiorentini, DMT	Bright Renewables, KWE AB	CryoPur

* przy braku taniego źródła ciepła procesowego

Źródło: opracowanie własne na podstawie: A. Kamiński, Gaz, Woda i Technika Sanitarna, maj 2024, DOI: 10.15199/17.2024.5.5, licencja CC BY; materiałów własnych

Dwie obserwacje praktyczne, których nie widać w tabelach porównawczych: po pierwsze, dla instalacji poniżej 500 Nm³/h biogazu najtańszą technologią pod względem CAPEX jest separacja membranowa, a PSA pod względem OPEX. Po drugie, przy każdej technologii koszty wstępnego oczyszczania biogazu stanowią 15–30% łącznych kosztów instalacji i są często pomijane w ofertach dostawców podających cenę samego modułu upgrade'u [4.2].

Wymiar edukacyjny. Każdy dostawca technologii uszlachetniania podaje parametry dla optymalnych warunków wejściowych. W praktyce oznacza to, że porównanie ofert bez ujednolicenia założeń skład biogazu, wymaganej czystości produktu, dostępnych mediów nie mówi nic o rzeczywistych kosztach eksploatacji. To jedna z pierwszych rzeczy, którą powinna wiedzieć osoba oceniająca oferty producentów i dostawców technologii oczyszczania biogazu.

5. Zastosowania biometanu – ścieżki produktowe

5.1. Wtłaczanie do sieci gazowej

Wtłaczanie do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego jest najbardziej naturalnym zastosowaniem biometanu. Pozwala na ciągłą sprzedaż produktu bez konieczności budowy własnej infrastruktury dystrybucyjnej. Biometan wprowadzany do sieci musi spełniać wymagania jakościowe gazu wysokometanowego grupy E, określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Kluczowe parametry to zawartość CH₄ powyżej 97%, zawartość CO₂ poniżej 2–3%, zawartość H₂S poniżej 5 mg/m³ oraz punkt rosy dostosowany do ciśnienia sieci [5.1].

Stacja wtłaczania to obowiązkowy element każdej instalacji tego typu. Obejmuje analizator jakości gazu z chromatografem, układ pomiarowy do celów rozliczeniowych, węzeł nawaniania (biometan jest bezwonny, dlatego często wymaga dodania środka zapachowego, najczęściej THT lub TBM) oraz układ regulacji

ciśnienia. Przyłączenie do sieci dystrybucyjnej wymaga sprężenia biometanu do około 0,5 MPa, do sieci przesyłowej nawet do 8,4 MPa [5.1].

Głównym ograniczeniem tej ścieżki w polskich warunkach jest słabe pokrycie siecią gazową obszarów wiejskich. Budowa własnego gazociągu przyłączeniowego o długości kilku kilometrów zmienia ekonomikę projektu radykalnie co pokazuje przykład Cukrowni Strzelin, gdzie gazociąg przyłączeniowy o długości 9 km był koniecznym elementem inwestycji.

5.2. Transport: BioCNG i BioLNG

Transport jest drugą główną ścieżką zagospodarowania biometanu. W lokalizacjach oddalonych od sieci gazowej bywa ekonomicznie bardziej uzasadniony niż wtłaczanie.

BioCNG (Compressed Biomethane) to biometan sprężony do ciśnienia 200–250 bar. Adresatem są przede wszystkim floty pojazdów z krótszymi trasami: autobusy miejskie, śmieciarki, pojazdy komunalne, ciągniki rolnicze. Infrastruktura tankowania jest stosunkowo prosta: stacja sprężania i dystrybutor. Biometan w tej formie może być też transportowany w mobilnych bateriach butli, co eliminuje potrzebę stałego przyłącza i otwiera tzw. model „wirtualnego gazociągu” [5.2].

BioLNG (Liquefied Biomethane) powstaje przez schłodzenie biometanu do temperatury poniżej -162°C . Ciekły metan ma gęstość energii wielokrotnie wyższą niż sprężony gaz, co czyni go paliwem dla transportu ciężkiego na długich trasach TIR-ów, pojazdów morskich i kolejowych. Logistyka BioLNG wymaga specjalistycznych cystern i zbiorników kriogenicznych. Istotną zaletą jest możliwość uzyskania BioLNG bezpośrednio z instalacji kriogenicznej bez dodatkowego etapu skraplania co przy wyborze tej technologii upgrade'u eliminuje jeden węzeł procesowy [5.2].

5.3. Ciekły CO₂ jako strumień przychodowy

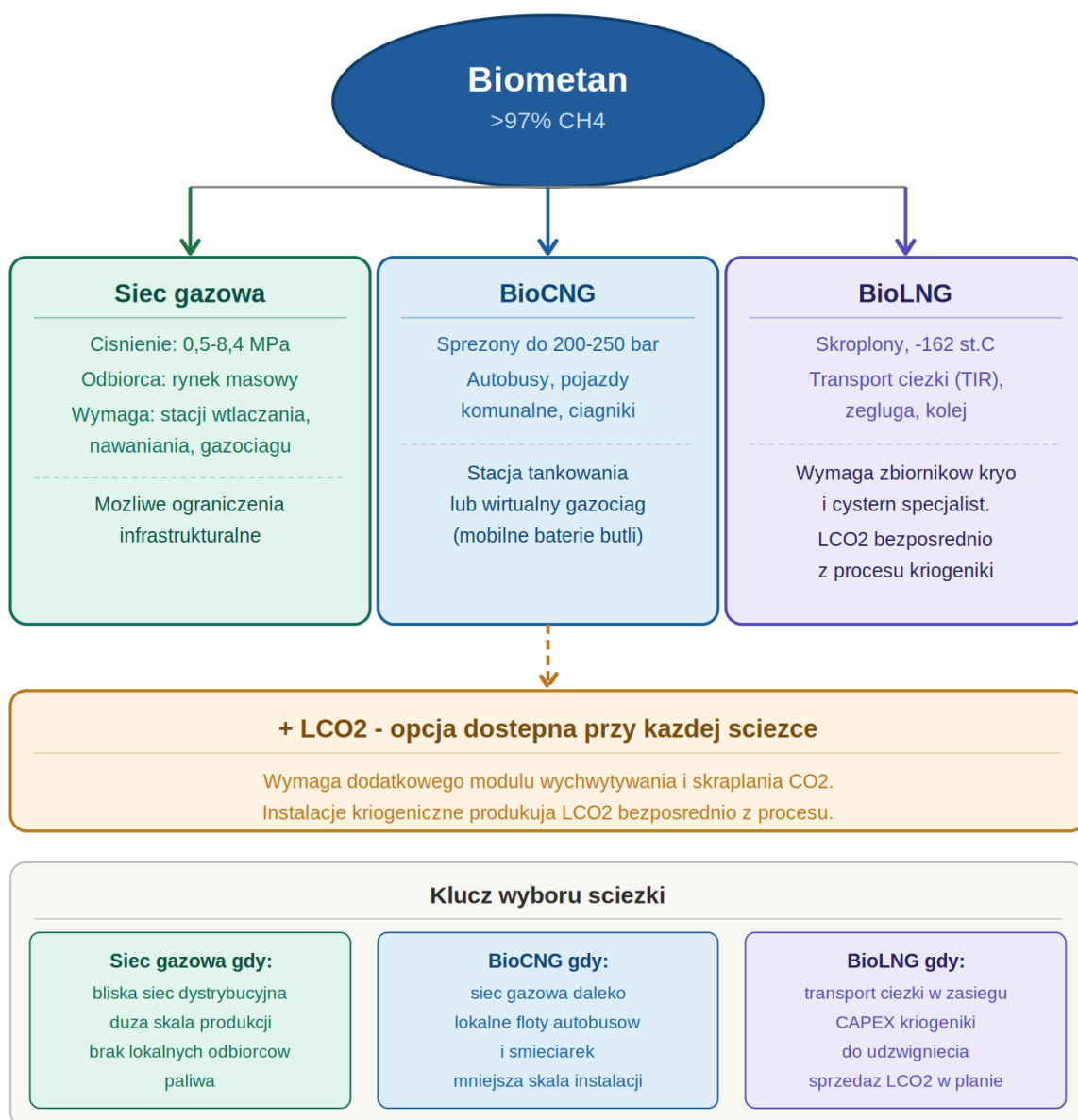
Niezależnie od wybranej ścieżki produktowej, do każdej instalacji biometanowej można dołożyć oddzielny moduł wychwytywania i skraplania CO₂, uzyskując ciekły dwutlenek węgla (LCO₂) o jakości spożywczej. Instalacje kriogeniczne produkują

LCO₂ bezpośrednio w toku procesu uszlachetniania; pozostałe technologie wymagają dodatkowego wężła oczyszczania i skraplania strumienia CO₂. W obu przypadkach LCO₂ nadaje się do zastosowań w przemyśle spożywczym, chłodnictwie i spawalnictwie, poprawiając ekonomikę projektu i eliminując emisję tego gazu do atmosfery.

Pierwszy tego rodzaju projekt w Polsce - instalacja AMBASSADOR realizowana przez BZK Energy i Bioagra - ma połączyć biometanownię opartą na technologii membranowej z oddzielnym modułem wychwytywania i skraplania CO₂. Pokazuje to, że produkcja LCO₂ nie jest zarezerwowana wyłącznie dla kriogeniki. [5.3].

5.4. Jak wybrać ścieżkę produktową

Wybór ścieżki powinien poprzedzać wybór technologii uszlachetniania, a nie odwrotnie. Odległość od sieci gazowej, dostępność lokalnych odbiorców paliwa i ich profil to zmienne, które powinny definiować technologię. Inwestor planujący BioCNG może nie potrzebować kriogeniki. Inwestor celujący w BioLNG może rozważyć kriogenikę jako rozwiązanie dające produkt gotowy bez dodatkowej stacji skraplania. Produkcja LCO₂ jest natomiast opcją dostępną przy każdej technologii uszlachetniania - przy kriogenice jako produkt bezpośredni procesu, przy pozostałych jako dodatkowy moduł wychwytywania i skraplania CO₂ ze strumienia odlotowego.



Rysunek 5.1. Ścieżki produktowe biometanu. Źródło: opracowanie własne.

Tabela 5.1. Porównanie ścieżek produktowych biometanu

Kryterium	Właczanie do sieci	BioCNG	BioLNG
Wymagana czystość CH₄	>97% (norma sieci E)	>97%	>99%
Forma i stan produktu	Gazowy, sprężony do ciśnienia sieci (0,5–8,4 MPa)	Gazowy, sprężony do 200–250 bar	Ciekły, skroplony w –162°C
Główni odbiorcy	Dowolni (rynek masowy przez sieć)	Autobusy, śmieciarki, pojazdy komunalne, ciągniki	Transport ciężki (TIR), żegluga, kolej
Infrastruktura dodatkowa	Stacja włączania z analizatorem jakości, nawanianie, gazociąg przyłączeniowy	Sprężarka wysokociśnieniowa + dystrybutory CNG lub mobilne baterie butli	Instalacja skraplająca (jeśli nie ma kriogeniki) + zbiorniki i cysterny kriogeniczne
Główna bariera w Polsce	Słabe pokrycie siecią gazową na obszarach wiejskich, koszt budowy przyłącza	Brak infrastruktury tankowania CNG poza miastami	Wysoki CAPEX instalacji kriogenicznej lub skraplającej
Produkt dodatkowy (opcja)	LCO ₂ po dod. modułu wychwytywania	LCO ₂ po dod. modułu wychwytywania	LCO ₂ bezpośrednio z procesu kriogenicznego
Rekomendowane technologie uszlachetniania	PSA, separacja membranowa, płuczka wodna	PSA, separacja membranowa	Kriogenika (BioLNG bezpośrednio); inne technologie wymagają dodatkowej stacji skraplania

Źródło: opracowanie własne na podstawie materiałów oraz: A. Kamiński, Gaz, Woda i Technika Sanitarna, maj 2024, DOI: 10.15199/17.2024.5.5, licencja CC BY.

Wymiar edukacyjny. Wybór ścieżki produktowej to decyzja, która powinna być zrozumiała nie tylko dla technologa, ale dla każdego, kto uczestniczy w projekcie biometanowym: doradcy, inwestora, przedstawiciela gminy, pracownika banku

finansującego inwestycję. To właśnie na etapie tej decyzji najczęściej dochodzi do błędów kosztownych w skutkach: wyboru technologii uszlachetniania zanim określono rynek zbytu lub lokalizacji instalacji bez sprawdzenia dostępności sieci gazowej. Zrozumienie logiki ścieżek produktowych ich wymagań, infrastruktury i ograniczeń jest kompetencją przekrojową, niezależną od roli w projekcie.

6. Rynek wykonawczy i dostawcy technologii w Polsce

6.1. Modele realizacji. Od EPC po integrację lokalną

Biometanownia to projekt wielobranżowy: łączy roboty ziemne i żelbetowe z instalacjami procesowymi, automatyką, technologią gazową i przyłączem sieciowym. W praktyce stosowane są dwa modele realizacji.

Pierwszy to kontrakt EPC (Engineering, Procurement, Construction): inwestor podpisuje jedną umowę z generalnym wykonawcą, który odpowiada za projekt, dostawy i budowę. Model wygodny z punktu widzenia zarządzania ryzykiem, ale droższy. Dominuje przy projektach zagranicznych inwestorów lub przy pierwszej instalacji inwestora bez własnych kompetencji projektowych.

Drugi to realizacja wielokontraktowa: inwestor sam koordynuje wykonawców poszczególnych branż: budowlaną, procesową, elektryczną, AKPiA i technologię uszlachetniania. Tańszy przy dobrym zarządzaniu, ale wymagający własnych zasobów lub doświadczonego project managera po stronie inwestora. Często dominuje przy kolejnych inwestycjach tego samego podmiotu oraz przy projektach realizowanych przez polskie firmy z doświadczeniem biogazowym [6.1].

W Polsce aktywnie działa kilkanaście podmiotów zdolnych do pełnienia roli generalnego wykonawcy biogazowni rolniczej. Do najaktywniejszych krajowych zaliczają się Biowatt S.A., MDI Energia SA, Biogas Dynamic, Biogas System SA, PROEKO Biogas i Innotech Sp. z o.o. Obok nich funkcjonują oddziały firm zagranicznych takich jak agriKomp Polska, MT-Energie Polska, EnviTec Biogas, PlanET Biogas PL, BTS Biogas które przenoszą na polski rynek doświadczenia z dojrzałych rynków zachodnich, głównie niemieckiego i duńskiego [6.1].

6.2. Struktura rynku dostawców

Rynek dostawców dla inwestycji biogazowych i biometanowych dzieli się wyraźnie na dwa segmenty różniące się stopniem udziału podmiotów krajowych.

Segmenty z dominacją krajową obejmują roboty budowlane i konstrukcyjne (zbiorniki żelbetowe, budynki technologiczne, fundamenty, drogi wewnętrzne), instalacje sanitarne i technologiczne (rurociągi, pompy, armatura), instalacje elektryczne i energetyczne oraz integrację systemów automatyki. Kompetencje te budowały się przez kilkanaście lat przy realizacji kilkuset biogazowni rolniczych i komunalnych. Polskie firmy m.in. StolBud Wrocław, Preecon Polska, Prefabet Kluczbork, Erbud SA, Budimex SA w segmencie zbiorników; Proster, Atrem SA, Integrotech w automatyce mają udokumentowane referencje [6.1]. Rośnie też liczba krajowych dostawców armatury przemysłowej dla instalacji biogazowych m.in. Zetkama, producent zaworów kulowych stosowanych m.in. w instalacjach Polskiej Grupy Biogazowej [6.3].

Segmenty z dominacją zagraniczną to przede wszystkim technologie uszlachetniania biogazu. Żaden z komercyjnie stosowanych systemów separacji (membrany, PSA, absorpcja aminowa) nie jest wytwarzany w Polsce w skali przemysłowej. Dostawy realizują producenci z Europy Zachodniej: Bright Renewables (NL), Pietro Fiorentini (IT), DMT Environmental (NL), AmonGas (DK), PRODEVAL (FR), Malmberg Water (SE), KWE AB (SE). Kilka krajowych podmiotów oferuje własne rozwiązania w tym segmencie: Axiom Polska, Sigatech Polska jednak żadne nie zostało dotychczas wdrożone komercyjnie w skali pozwalającej na ocenę parametrów eksploatacyjnych [6.1].

W segmencie urządzeń procesowych tj. mieszadeł, pomp, separatorów, membran gazowych obraz jest podobny: dostawa realizowana przez dystrybutorów lub oddziały zagranicznych producentów, montaż i integracja wykonywane lokalnie. Zróżnicowanie standardów komponentów od różnych producentów przekłada się na praktyczny problem: utrudniony serwis pogwarancyjny, który branżowe media identyfikują jako jedno z rosnących wyzwań operacyjnych rynku [6.3].

Tabela 6.1. Segmenty rynku wykonawczego i dostawczego dla biogazowni i biometanowni w Polsce

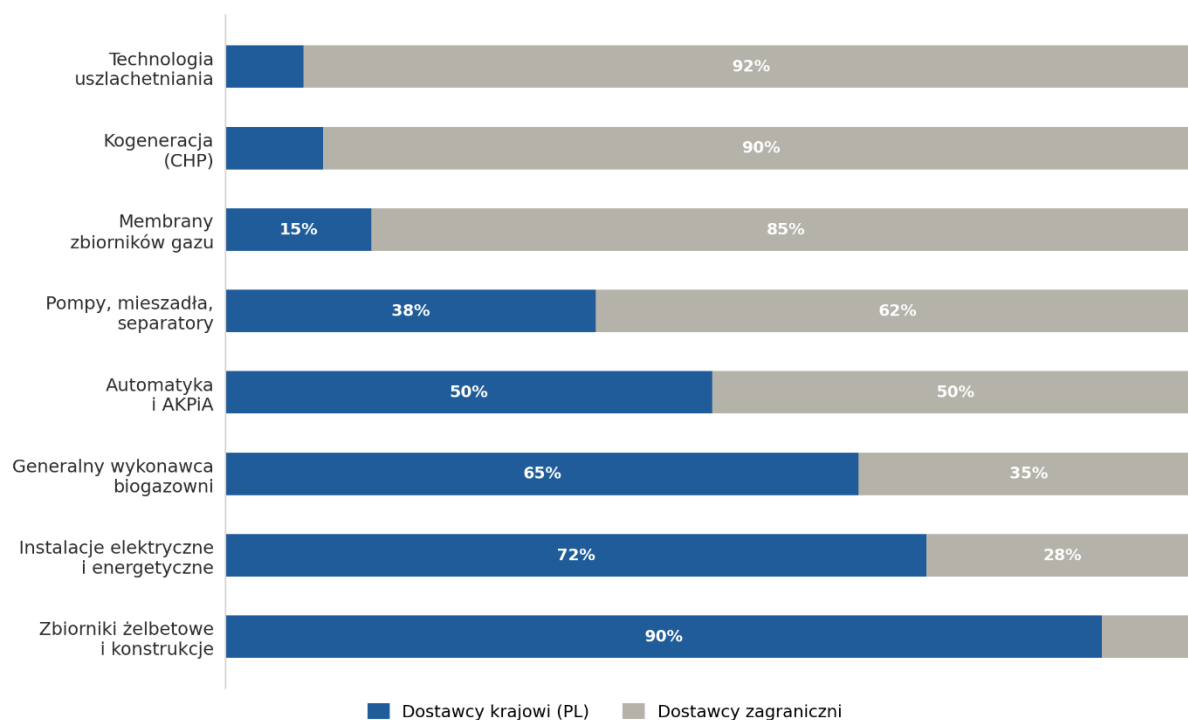
Segment	Przykładowe firmy aktywne w Polsce	Udział podmiotów krajowych	Uwagi
Generalny wykonawca biogazowni	PL: Biowatt SA, MDI Energia SA, SKB Biogaz, Biogas System SA, Dynamic Biogas, PROEKO Biogas Zagr.: agriKomp PL, MT-Energie PL, EnviTec Biogas, PlanET PL, BTS Biogas	Wysoki	Obie grupy aktywne; krajowe firmy dominują w rolniczym segmencie
Zbiorniki żelbetowe i konstrukcje	PL: StolBud Wrocław, Preecon PL, Prefabet Kluczbork, Erbud SA, Budimex SA Zagr.: WolfSystem PL, Max Bögl PL (głównie duże projekty)	Bardzo wysoki	Kompetencje ugruntowane; sektor podobny do oczyszczalni i przemysłu
Instalacje elektryczne i energetyczne	PL: Proster Sp. z o.o., Atrem SA, Integrotech, Procom System SA, SoftControls Zagr.: Siemens PL, ABB PL, Schneider Electric PL (głównie komponenty i rozdzielnice)	Wysoki	Roboty instalacyjne krajowe; aparatura rozdzielcza często z importu
Automatyka i AKPiA	Integratorzy PL: Introl SA, Elmar Automatyka, Alpiens SA, NANOSENS Aparatura zagr.: Endress+Hauser PL, KROHNE PL, SICK PL, Emerson PL	Średni	Integracja i programowanie SCADA krajowe; urządzenia pomiarowe z importu
Pompy procesowe i maceratory	PL: Hydro-Vacuum SA, Leszczyńska Fabryka Pomp, Meprozet Koło, EKOHELP, Koma Sp.j. Zagr.: Vogelsang PL, Boerger PL, Netzsch PL, Seepex PL	Wysoki	Znacząca krajowa baza producentów pomp przemysłowych i maceratorów
Mieszadła i separatory	PL: Gerard Solutions, Agimix Sp. z o.o., Redor Sp. z o.o., Meprozet Koło Zagr.: SUMA Rührtechnik PL, Stallkamp PL,	Średni	Mieszadła: równomierna konkurencja PL/zagr.; separatory zdominowane przez zagraniczne

Segment	Przykładowe firmy aktywne w Polsce	Udział podmiotów krajowych	Uwagi
	GEA Westfalia PL, Alfa Laval PL		
Kogeneracja (CHP)	Zagr.: INNIO Jenbacher PL (przez Enerię), 2G Energy PL, MWM/Eneria CAT PL, Schnell PL, GENTEC; PL: Kogeneracja Sp. z o.o., PZE-KRIS Sp. z o.o. Mielec-Diesel Gaz, CES Sp. z o.o.	Niski–Średni	Silniki gazowe zdominowane przez zagraniczne marki; Krajowi producenci/integratorzy jednostek: PZE-KRIS Sp. z o.o., Mielec Diesel Gaz Sp. z o.o., CES Sp. z o.o.
Technologia uszlachetniania (upgrading)	Zagr.: INNIO Jenbacher PL, Bright Renewables NL/PL, Pietro Fiorentini IT/PL, AmonGas DK/PL, PRODEVAL FR/PL, DMT NL/PL PL: Axiom Polska, Sigatech PL (brak komercyjnych referencji)	Niski	Żaden system PSA, membranowy ani aminowy nie jest produkowany w PL w skali przemysłowej
Membrany zbiorników gazu	Zagr.: Wieffering GmbH PL, Sattler Membranbau PL, Flexsolution NL/PL, Lipp GmbH PL PL: Membrane System Europe PL, Ecomembrane PL (montaż i serwis)	Niski	Produkcja membran poza Polską; krajowe firmy w roli monterów i serwisantów

Źródło: opracowanie własne na podstawie analizy rynku wykonawczego i dostawczego sektora biogazowego w Polsce.

6.3. Local content – ile zostaje w Polsce?

Rysunek 6.1. Potencjalny udział dostawców krajowych i zagranicznych w poszczególnych segmentach rynku biogazowego i biometanowego w Polsce



Źródło: opracowanie własne. Wartości szacunkowe na podstawie analizy rynku wykonawczego sektora biogazowego w Polsce, 2025.

Analiza struktury kosztowej typowej biometanowni pokazuje, że udział krajowej wartości dodanej jest silnie zróżnicowany w zależności od kategorii nakładów. Prace budowlane i instalacyjne stanowiące łącznie 40–50% nakładów inwestycyjnych realizowane są niemal w całości przez podmioty krajowe. Natomiast technologia uszlachetniania, automatyka procesowa i specjalistyczne urządzenia procesowe, które łącznie mogą stanowić 30–35% CAPEX, są w przeważającej części importowane [6.1].

Łączny udział krajowej wartości dodanej w CAPEX typowej biometanowni szacuje się na 45–55%. Oznacza to, że blisko połowa nakładów inwestycyjnych odpływa do

zagranicznych dostawców technologii i urządzeń z przewagą firm z Niemiec, Niemalandów, Włoch i Danii [6.1].

Dla sektora jako całości oznacza to, że przy kilkuset instalacjach planowanych do 2040 roku różnica między rozwojem a stagnacją krajowej bazy dostawczej przekłada się na setki milionów złotych rocznie zatrzymywanych lub odpływających z krajowej gospodarki. Uzależnienie projektu od jednego lub dwóch zagranicznych producentów kluczowych komponentów niesie przy tym konkretne ryzyko realizacyjne; w segmencie upgradingu widać to szczególnie wyraźnie. Opóźnienie dostawy systemu uszlachetniania o kilka tygodni rozbija harmonogram budowy. Zmienność kursowa między datą zamówienia a dostawą bezpośrednio wpływa na rentowność [6.1].

6.4. Europejska presja podaźowa

Polska nie buduje biometanowni w próżni rynkowej. Według danych EBA liczba instalacji biometanowych w Europie wzrosła z 1 174 w 2022 do 1 620 w 2024 roku. To przyrost o ponad 37% w ciągu dwóch lat [6.2]. Francja, Niemcy, Włochy i Dania należą do liderów tego wzrostu, a do 2030 roku w sektorze ma zostać zaangażowane blisko 28 mld euro prywatnych inwestycji [6.2].

Generuje to rosnące zapotrzebowanie na te same komponenty, które są niezbędne w projektach polskich: układy uszlachetniania, sprężarki gazowe, automatykę procesową. Jednoczesny wzrost popytu w kilku krajach może przekładać się na wydłużające się terminy dostaw, wzrost cen komponentów importowanych i ograniczoną dostępność mocy produkcyjnych dostawców. Dla Polski największy impuls inwestycyjny przewidywany jest na lata 2027-2030; przypada to zbieżnie z kulminacją programów w krajach zachodnich [6.2].

Wymiar edukacyjny. Znajomość rynku wykonawczego jest kompetencją pomijaną w typowych programach kształcenia technologicznego, a kluczową przy weryfikacji ofert i zarządzaniu kontraktem. Ktoś, kto nie rozumie różnicy między generalnym wykonawcą a integratorem lokalnym, nie jest w stanie ocenić realnego podziału odpowiedzialności w projekcie ani zidentyfikować ryzyka związanego z łańcuchem dostaw. W branży, gdzie jedno opóźnienie dostawy modułu upgradującego potrafi

przesunąć cały harmonogram o kwartał, ta wiedza ma wymiar bezpośrednio finansowy.

7. Realia wdrożeń – od projektu do rozruchu

7.1. Złożoność, której nie widać w harmonogramie

Instalacja biometanowa to przedsięwzięcie, w którym zakres budowlany, procesowy i gazowy są od siebie wzajemnie zależne w stopniu większym niż w typowych obiektach przemysłowych. Parametry fermentacji bezpośrednio wpływają na stabilność pracy upgradingu, wymagania jakościowe gazu determinują konfigurację separacji CO₂, a zakładany kanał zbytu przesądza o konfiguracji końcowego toru sprężania lub skraplania. Opóźnienie w jednym zakresie kaskadowo przesuwają wszystkie pozostałe. Zarządzanie projektem biometanowni jako sumą niezależnych pakietów dostaw jest podejściem, które konsekwentnie prowadzi do przekroczenia harmonogramu i budżetu. [7.1].

W praktyce oznacza to, że harmonogram przygotowany na etapie ofertowania prawie zawsze jest zbyt optymistyczny. Typowy projekt biometanowni o mocy 1–2 MW zajmuje od decyzji środowiskowej do pierwszego gazu w sieci od 24 do 36 miesięcy. Kolejność kroków jest przy tym ściśle określona i wzajemnie zależna: decyzja środowiskowa → pozwolenie na budowę → wniosek o warunki przyłączenia do sieci gazowej → umowa o przyłączenie (wyznaczająca termin zakończenia inwestycji) → zamówienie technologii upgradingu (czas realizacji zamówienia 6–12 miesięcy, realizowane równolegle z etapem budowlanym) → roboty budowlane → montaż instalacji procesowej → rozruch biologiczny → certyfikacja jakości gazu → porozumienie techniczne z operatorem → fizyczne przyłączenie do sieci.

Kluczowym i często niedocenianym elementem jest tu umowa przyłączeniowa podpisywana długo przed wbiciem pierwszej łopaty, ale zawierająca wiążące terminy odbioru. PSG ma podpisane 22 umowy na przyłączenie biometanowni przy ponad 1200 wydanych decyzjach o możliwości przyłączenia [7.2] co pokazuje, jak duży jest dystans między wstępnym zainteresowaniem a faktycznym zobowiązaniem do realizacji projektu.

7.2. Fazy realizacji i punkty ryzyka

Faza przygotowawcza – najdłuższa i najbardziej podatna na niedoszacowanie.

Obejmuje uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU), warunków zabudowy lub zgodności z miejscowym planem zagospodarowania, pozwolenia na budowę oraz warunków przyłączenia do sieci gazowej od operatora. Ten ostatni element bywa niespodzianką: procedury są formalnie uregulowane, ale praktyczne doświadczenie operatora z realizacją przyłączy biometanowni jest wciąż bardzo ograniczone [7.1].

Faza budowy – generalnie przebiega bez dramatycznych zakłóceń tam, gdzie wykonawca ma referencje biogazowe. Najczęstsze problemy to rozbieżności między założonym a rzeczywistym składem substratu, które ujawniają się dopiero przy pierwszym załadunku fermentora, oraz kolizje projektowe między instalacją procesową a budowlaną wynikające z niepełnej koordynacji lub problemów zewnętrznych.

Rozruch biologiczny – etap konsekwentnie niedoszacowany pod względem czasu i kosztów. Zasiedlenie reaktora bakteriami metanowymi, stopniowe zwiększanie obciążenia i osiągnięcie stabilnej produkcji biogazu o zakładanej jakości zajmuje typowo 8–16 tygodni w zależności od źródła inokulum, temperatury i składu substratu. W tym czasie instalacja pracuje, ale nie zarabia. Inwestorzy planujący pierwszy przychód na miesiąc po zakończeniu budowy regularnie rozczarowują banki i udziałowców [7.1].

Rozruch instalacji upgradingu – technologicznie prostszy niż rozruch biologiczny, ale uzależniony od efektów tego pierwszego. Instalacja uszlachetniania nie pracuje stabilnie na biogazie o zmiennym składzie. Stabilna praca fermentora jest warunkiem koniecznym dla kalibracji i odbioru modułu separacji. Przy membranach i PSA wymagane jest też wstępne odsiarczanie biogazu do poziomów gwarantowanych przez producenta. Przy niestabilnym procesie biologicznym oznacza to, że moduł upgradingu przez wiele tygodni stoi bezczynnie, czekając na gaz o odpowiedniej jakości.

7.3. Automatyzacja i monitoring

Każda instalacja biometanowa jest wyposażona w system SCADA (ang. Supervisory Control and Data Acquisition - system wizualizacji i sterowania procesem).

W praktyce rynkowej poziom integracji bywa jednak bardzo zróżnicowany: od systemów z pełną wizualizacją procesową i zdalnym dostępem, po rozwiązania złożone z kilku niezintegrowanych sterowników różnych dostawców, monitorowanych osobno, wyposażonych w niewystarczającą ilość czujników.

Fragmentacja systemów sterowania jest bezpośrednią konsekwencją fragmentacji łańcucha dostaw. Każdy dostawca dostarcza własny sterownik, stale go rozwijając i udoskonalając; integracja między systemami różnych producentów pozostaje jednak po stronie inwestora lub generalnego wykonawcy. Dla operatora oznacza to konieczność monitorowania wielu interfejsów zamiast jednego, bez automatycznej korelacji parametrów między sekcjami instalacji. Jednolity standard komunikacji między modułami różnych dostawców w praktyce nie istnieje. Jest to jeden z obszarów, gdzie doświadczenie wykonawcy ma wymierny wpływ na późniejsze koszty operacyjne [7.1].

Nowoczesne instalacje wdrażają analitykę predykcyjną opartą na danych procesowych takich jak monitorowanie FOS/TAC, temperatury, składu gazu i parametrów modułu upgradingu w czasie rzeczywistym z algorytmami wczesnego ostrzegania. Technologia ta nie jest już droga ani egzotyczna, a jej wdrożenie przy budowie nowej instalacji jest wielokrotnie tańsze niż doposażenie instalacji eksploatowanej.

Wymiar edukacyjny. Rozruch biometanowni to moment, w którym ujawniają się wszystkie luki kompetencyjne ekipy operacyjnej. Operator, który przejął instalację bez szkoleń prowadzonych przez dostawcę technologii przy rzeczywistym biogazie, zazwyczaj spędza pierwsze miesiące na gaszeniu pożarów zamiast na optymalizacji. Na polskim rynku brakuje zarówno programów szkoleń operatorskich dla biometanowni, jak i bazy doświadczonych operatorów gotowych do pracy od pierwszego dnia rozruchu. To luka, którą Branżowe Centra Umiejętności mogą realnie wypełnić.

8. Aspekty ekonomiczne – ramy finansowe projektu biometanowego

8.1. Struktura nakładów inwestycyjnych

Nakłady inwestycyjne (CAPEX) biometanowni rolniczej są silnie uzależnione od skali produkcji, wybranej technologii uszlachetniania i odległości od sieci gazowej. Dla instalacji o mocy 1,5 MW biometanu CAPEX sięga około 45–50 mln zł netto jak wynika z wycen referencyjnych projektów obejmujących pełen zakres: fermentację, upgrading, CHP i infrastrukturę towarzyszącą [8.1].

Największą pozycją jest segment urządzeń technologicznych, bo pochłania blisko 45% całkowitego CAPEX. W jego ramach sam moduł uszlachetniania biogazu wraz ze stacją przygotowania to koszt rzędu 5–6 mln zł, podczas gdy CHP (opcjonalne w zależności od przyjętych założeń projektowych), podajniki substratów, mieszadła i zbiorniki membranowe biogazu łącznie stanowią dalsze kilkanaście milionów. Branża konstrukcyjno-budowlana (zbiorniki żelbetowe, budynki, drogi) to kolejne ok. 25% nakładów. Koszt przyłączenia do sieci gazowej nie jest uwzględniony w powyższych szacunkach. Zależy od odległości od najbliższego punktu sieci i może istotnie zmienić całkowity budżet projektu - jak pokazuje przykład Cukrowni Strzelin, gdzie sam gazociąg przyłączeniowy o długości 9 km był osobną, wielomilionową inwestycją.

8.2. Koszty operacyjne i próg opłacalności

Głównym kosztem operacyjnym (OPEX) nie jest energia elektryczna ani serwis technologii upgradingu lecz substrat. Przy intensywnej hodowli zwierzęcej z własną gnojowicą koszt ten jest marginalny lub zerowy, ale przy zakupie kiszzonek z kukurydzy lub odpadów z przemysłu spożywczego może stanowić nawet 60–70% łącznych kosztów operacyjnych [8.2]. To czynnik, który decyduje o opłacalności projektu bardziej, niż wybór technologii uszlachetniania.

Branżowym punktem odniesienia pozostaje ocena Polskiej Organizacji Biometanu mówiąca, że próg opłacalności produkcji biometanu leży powyżej mocy 3–5 MW przy zakupie substratu [8.2]. Poniżej tej granicy, bez własnej bazy substratowej lub bez

dodatkowych strumieni przychodów (LCO_2 , poferment) projekt trudno zbilansować bez wsparcia publicznego.

8.3. Przychody i system wsparcia

Podstawowym przychodem biometanowni wtłaczającej do sieci jest sprzedaż biometanu po cenie rynkowej gazu ziemnego lub w systemie wsparcia aukcyjnego. W momencie powstawania raportu projekt ustawy o systemie aukcyjnym dla biometanu był procedowany legislacyjnie; przewiduje on stawkę referencyjną na poziomie 545 zł/MWh dla instalacji do 1 MW [8.3]. Dla większych instalacji mechanizm wsparcia pozostawał na etapie konsultacji. Certyfikaty biomasy – Gwarancje Pochodzenia (GoO, ang. *Guarantees of Origin*) stanowią dodatkowy instrument poprawy rentowności, umożliwiając sprzedaż biometanu jako potwierdzonego produktu odnawialnego z premią rynkową.

Dostępne mechanizmy finansowania takie jak FEnIKS, program „Energia dla wsi”, instrumenty BGK i NFOŚiGW zostały omówione w rozdziale 2. Warto odnotować, że przy obecnych programach dotacyjnych pokrywających do 100% kosztów kwalifikowanych próg opłacalności inwestycji przesunął się istotnie w dół, co sprawia, że projekty poniżej 3 MW stają się realne przy odpowiednio skonstruowanym modelu finansowania.

Wymiar edukacyjny. Ekonomia projektu biometanowego jest zagadnieniem interdyscyplinarnym, które łączy inżynierię procesową z rachunkiem kosztów, prawem energetycznym i analizą ryzyka. W praktyce doradczej brakuje specjalistów, którzy rozumieją jednocześnie technologię i finanse projektu. Analityk finansowy, który nie rozumie, dlaczego rozruch biologiczny trwa 12-16 tygodni i co to oznacza dla modelu przepływów pieniężnych, nie jest w stanie przygotować wiarygodnej analizy opłacalności projektu. To kompetencja przekrojowa, której kształtowanie jest jednym z celów nowopowstałych w Polsce Branżowych Centrów Umiejętności.

9. Biometan a kształcenie zawodowe. Wymiar edukacyjny i kompetencyjny

9.1. Branża rośnie szybciej niż kadry

W ciągu ostatnich dwóch lat liczba ofert pracy w sektorze biogazu i biometanu wzrosła o ponad 60% [9.2]. Wzrost popytu na specjalistów nie wynika z mody na OZE. Każda nowa instalacja wymaga stałego personelu operacyjnego; każda biometanownia potrzebuje przynajmniej jednego technologa fermentacji i jednego specjalisty od upgradingu. Do tego dochodzi doświadczona osoba zdolna do przeprowadzenia sprawnego rozruchu biologicznego. Takich specjalistów na polskim rynku pracy praktycznie nie ma.

Przyczyna jest strukturalna. Przez lata edukacja techniczna koncentrowała się na poziomie wyższym: kształciła inżynierów zdolnych do projektowania instalacji, pomijając kształcenie zawodowe zorientowane na ich obsługę i utrzymanie [9.1]. Część firm szkoli operatorów we własnym zakresie, część pozyskuje ich z sąsiednich sektorów przemysłowych [9.5]. Oba podejścia są kosztowne i nieusystematyzowane; żadne nie buduje trwałej bazy kadrowej. Operatorów i serwisantów biogazowni branża musi dziś kształcić samodzielnie, bez wsparcia systemu edukacji formalnej.

9.2. Profile zawodowe. Czego szuka rynek?

Sektor biogazowy i biometanowy generuje zapotrzebowanie na kilka wyraźnie odrębnych profili zawodowych, których charakterystyki w dużej mierze nie pokrywają się z istniejącymi kwalifikacjami formalnymi.

Operator biogazowni to najliczniejsza i najbardziej deficytowa kategoria. Osoba na tym stanowisku odpowiada za codzienną obsługę instalacji fermentacyjnej: monitoring parametrów procesowych, dawkowanie substratów, obsługę systemu SCADA, reagowanie na alarmy i prowadzenie dokumentacji eksploatacyjnej. Praca ma przy tym silnie praktyczny charakter: obsługa ładowarki i sprzętu do załadunku substratów, sprawność manualna przy bieżących pracach serwisowych i utrzymaniu

ruchu to kompetencje równie istotne jak znajomość automatyki. Najczęściej poszukiwane są osoby o wykształceniu technicznym o profilu mechanicznym lub elektrycznym, posiadające uprawnienia SEP oraz doświadczenie w pracy z urządzeniami przemysłowymi [9.5]. W przypadku biometanowni dochodzi znajomość modułu upgradingu i procedur związanych z jakością gazu.

Technolog fermentacji to profil wymagający wiedzy biologicznej, chemicznej i procesowej jednocześnie. Do jego zadań należy interpretacja wyników analiz FOS/TAC i składu biogazu, diagnozowanie stanów awaryjnych, bieżące korygowanie składu wsadu i zarządzanie recepturą substratów z uwzględnieniem sezonowej zmienności dostaw. Powinien rozumieć zależności między parametrami procesu a jakością produkowanego biogazu, umieć reagować na sygnały wczesnego ostrzegania zanim pojawią się widoczne skutki zakłóceń i współpracować z automatyką w zakresie konfiguracji alarmów procesowych. Tej kompetencji nie da się nabyć inaczej niż przez pracę przy działającej instalacji.

Specjalista ds. uszlachetniania biogazu obsługuje moduł upgradingu, kontroluje jakość produkowanego biometanu i zarządza parametrami instalacji separacyjnej oraz stacji wtłaczania. Powinien znać zasady działania technologii separacji CO₂, rozumieć wymagania jakościowe sieci gazowej i umieć interpretować wyniki chromatografii składu biometanu. Do jego zadań należy też nadzór nad wstępnym oczyszczaniem biogazu, kontrola parametrów odsiarczania i osuszania oraz reagowanie na przekroczenia progów jakościowych przed wtłoczeniem do sieci. W przypadku instalacji produkujących BioCNG lub BioLNG dochodzi obsługa sprężarek wysokociśnieniowych lub urządzeń kriogenicznych. W mniejszych instalacjach zakres jego obowiązków często nakłada się na kompetencje klasycznego operatora biogazowni: jedna osoba odpowiada zarówno za proces fermentacji, jak i za część upgradingu. To profil nowy na polskim rynku; jeszcze dwa lata temu nie istniał jako odrębna kategoria zawodowa, bo nie istniały instalacje biometanowe.

Specjalista ds. certyfikacji i rozliczeń biometanu to profil administracyjno-techniczny, zajmujący się Gwarancjami Pochodzenia (GoO, ang. *Guarantees of Origin*), rozliczeniami z operatorem systemu dystrybucyjnego i dokumentacją

wymaganą przez system wsparcia aukcyjnego. Łączy wiedzę techniczną z prawną i ekonomiczną [9.1, 9.2].

Interdyscyplinarność staje się kluczowym atutem na rynku pracy. Poszukiwani są specjaliści, którzy potrafią łączyć kompetencje z obszarów takich jak technologia, prawo energetyczne i ekonomika projektu [9.2]. Ta kombinacja umiejętności jest dziś niemal nieobecna w ofercie systemu edukacji formalnej.

9.3. Cyfryzacja instalacji – nowe wymagania kompetencyjne

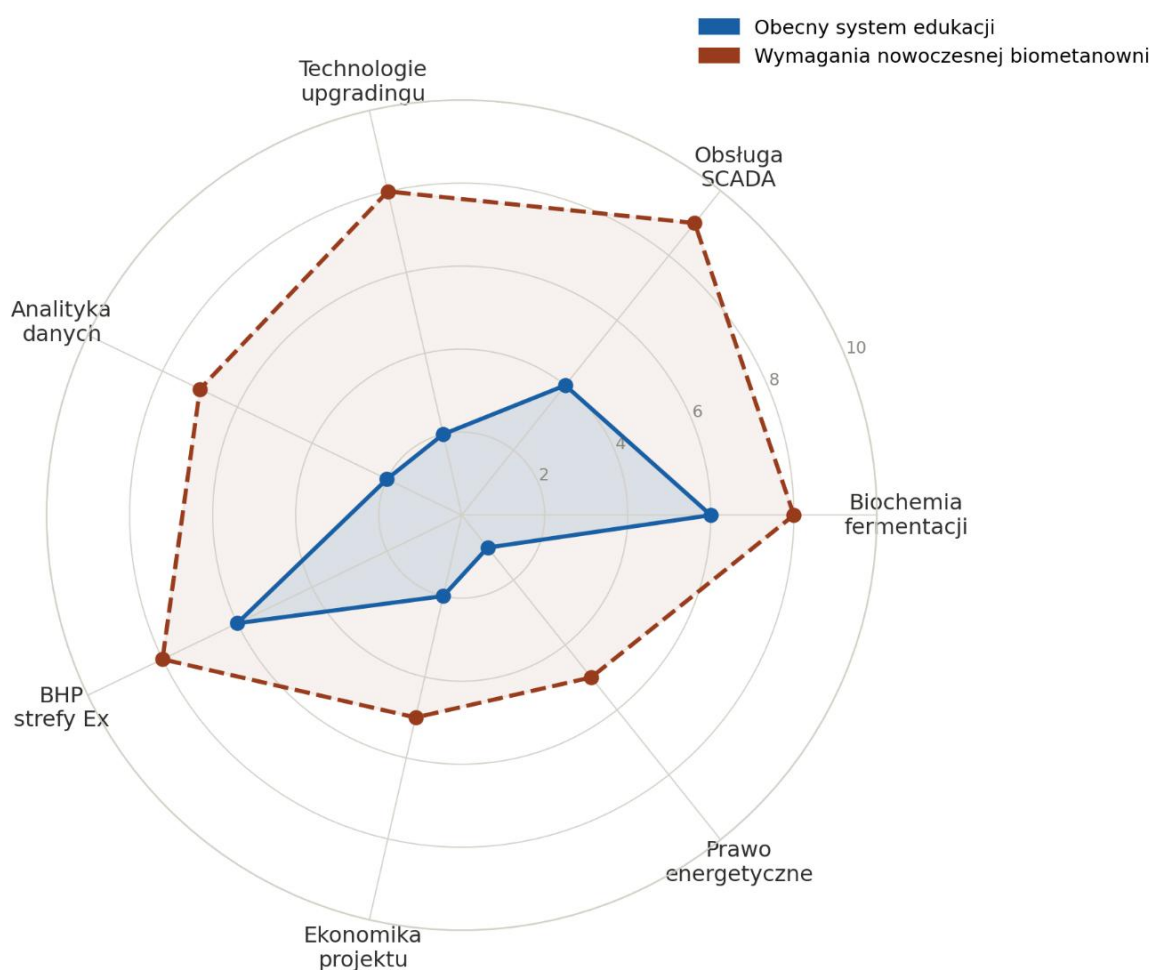
Nowoczesna biogazownia lub biometanownia to instalacja przemysłowa zintegrowana cyfrowo. Nowoczesne biogazownie wymagają zaawansowanych systemów sterowania i automatyki, aby zapewnić bezpieczeństwo, efektywność i ciągłość procesów. Automatyzacja minimalizuje potrzebę obsługi manualnej, jednocześnie optymalizując produkcję biogazu i działanie jednostki kogeneracyjnej [9.3]. Operator, który nie potrafi obsługiwać systemu SCADA, interpretować trendów na wizualizacji procesowej i konfigurować alarmów, jest nieprzygotowany do pracy w nowoczesnej instalacji niezależnie od tego, jak dobrze rozumie biochemię fermentacji.

Cyfryzacja branży biogazowej przebiega na kilku równoległych ścieżkach. Pierwsza to automatyzacja sterowania: sterowniki PLC zarządzające mieszadłami, pompami, systemem ogrzewania i dozowania substratów, zintegrowane z nadrzędnym systemem SCADA. Druga to monitoring online; czujniki pH, temperatury, przepływu i składu biogazu pracują w czasie rzeczywistym i zasilają pulpity operatorskie dostępne zdalnie przez przeglądarkę lub aplikację mobilną. Trzecia ścieżka, najbardziej perspektywiczna, to analityka oparta na algorytmach uczenia maszynowego [9.3].

Badania naukowe potwierdzają, że sztuczna inteligencja ma realną wartość w zarządzaniu procesem fermentacji. W opublikowanych badaniach dane operacyjne z instalacji komunalnych takie jak temperatura, przepływy, skład wsadu wystarczyły do zbudowania modeli przewidujących produkcję biogazu z dokładnością przydatną operacyjnie, bez konieczności dodatkowych analiz laboratoryjnych [9.4]. Oznacza to, że każda instalacja wyposażona w system SCADA zbiera już dane, z których można budować systemy wczesnego ostrzegania przed zakłóceniami procesu. Nowoczesne

systemy sensoryczne łączące pomiary chemiczne, biologiczne i optyczne umożliwiają adaptacyjne sterowanie procesem i wczesne wykrywanie niestabilności fermentacji w czasie rzeczywistym [9.4].

Dla systemu kształcenia zawodowego oznacza to konkretne wyzwanie: operator biogazowni przyszłości musi rozumieć nie tylko biochemię fermentacji i działanie zaworów, ale też umieć czytać dane z systemu SCADA, konfigurować alarmy i współpracować z systemami analityki procesowej. To profil kompetencyjny nieobecny w żadnym aktualnym programie kształcenia zawodowego w Polsce.



Rysunek 9.1. Profil kompetencyjny operatora biogazowni — stan obecny a wymagania biometanowni. Źródło: opracowanie własne.

9.4. Technologie immersyjne w kształceniu — VR, AR i gry symulacyjne

Specyfika kształcenia zawodowego dla branży biogazowej stwarza trudność, której nie ma w większości innych sektorów: nie można dać uczniowi do ćwiczenia prawdziwej instalacji. Błąd w procesie fermentacji kosztuje tygodnie pracy biologicznej i dziesiątki tysięcy złotych strat produkcyjnych. Błąd przy obsłudze modułu upgradingu może zakończyć się uszkodzeniem kosztownych membran lub naruszeniem jakości gazu w sieci. Symulacja wydaje się jedyną bezpieczną drogą do zdobycia doświadczenia operacyjnego przed pierwszym kontaktem z żywą instalacją.

Technologie rozszerzonej (AR – Augmented Reality) i wirtualnej rzeczywistości (VR – Virtual Reality) odpowiadają na tę potrzebę w sposób, którego nie zapewni żaden podręcznik ani film instruktażowy. BCU w Jabłoniu będzie wyposażone w wirtualny spacer po biogazowni. Uczestnicy będą mogli sprawdzić, co się stanie w razie awarii czy wybuchu – oczywiście w symulacji komputerowej. Będzie można też testować różne substraty i obserwować ich wpływ na proces, co w realnej instalacji wiązałoby się z realnym ryzykiem zakłóceń [9.7]. Uczący się może wielokrotnie przerobić scenariusz awarii, obserwować skutki błędnych decyzji i wypracować prawidłowe schematy reagowania bez ryzyka dla instalacji, środowiska i ludzi.

Wdrożenie VR w kształceniu zawodowym dla branży biogazowej powinno obejmować co najmniej trzy typy scenariuszy: rozruch instalacji krok po kroku, diagnostykę stanów awaryjnych (zakwaszenie reaktora, awaria mieszadła, przekroczenie progów alarmowych w module upgradingu) oraz procedury bezpieczeństwa w strefach zagrożenia wybuchem.

Warto odnotować zjawisko, które rzadko pojawia się w dyskusjach o edukacji zawodowej: gry symulacyjne. Farming Simulator to seria z kilkudziesięciomilionową bazą graczy. Zawiera (od wersji FS22) w pełni funkcjonalne instalacje biogazowe sygnowane marką PlanET Biogas, opracowane we współpracy z ich producentem. Gracz składa instalację z modułowych komponentów: silosu, fermentora, generatorów i modułów sprzedaży metanu, konfiguruje przepływ substratów i zarządza produkcją biogazu, metanu i pofermentu z różnych rodzajów biomasy [9.6]. To nie jest symulator branżowy w sensie technicznym; nie odwzorowuje

parametrów procesowych ani alarmów. Jednak dla osoby, która nigdy nie widziała biogazowni, jest skutecznym narzędziem oswojenia z koncepcją instalacji, logiką przepływu materiałowego i powiązaniem substratów z produktami. BCU ma tu naturalny punkt wejścia. Warto ten potencjał aktywnie wykorzystać jako element programu edukacyjnego skierowanego do młodzieży ze szkół rolniczych.

9.5. Rola Branżowych Centrów Umiejętności

Branżowe Centra Umiejętności w Jabłoniu i Swarzędzie są pierwszą w Polsce instytucjonalną odpowiedzią na opisane wyżej luki kompetencyjne.

BCU w Jabłoniu to placówka kształcenia i szkolenia o zasięgu ogólnopolskim, działająca w ramach partnerstwa trzech podmiotów: ZSCKR im. Augusta Zamoyskiego w Jabłoniu, Unii Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego i Biometanowego (UPEBBI) oraz Uniwersytetu Przyrodniczego w Lublinie [9.7]. Połączenie szkoły zawodowej, organizacji branżowej i uczelni wyższej nie jest przypadkowe; każdy z partnerów wnosi inną perspektywę i inną sieć kontaktów. Centrum wprowadza nową kwalifikację zawodową uznawaną w krajowym systemie kwalifikacji: obsługa biogazowni. Program przewiduje przeszkolenie kilkuset uczestników z trzech grup: aktywnych zawodowo pracowników branży, uczniów i studentów oraz nauczycieli kształcenia zawodowego. Ten ostatni element jest szczególnie istotny dla trwałości efektów. Nauczyciel, który sam nie rozumie systemu SCADA ani procesu fermentacji, nie jest w stanie przygotować uczniów do pracy w nowoczesnej instalacji.

BCU w Swarzędzie realizuje podobną misję w partnerstwie z UPEBBI, ORLEN oraz IBPRS-PIB, łącząc perspektywę edukacyjną z przemysłową i badawczą [9.8]. Model kształcenia oparty jest na tej samej zasadzie: wiedzę praktyczną przekazują przede wszystkim praktycy branży, operatorzy i serwisanci, natomiast uczelnia zapewnia zaplecze teoretyczne [9.1]. Takie podejście jest spójne z doświadczeniami europejskich centrów doskonałości zawodowej i stanowi właściwy kierunek dla sektora, który dopiero buduje własną kadrę.

9.6. Rekomendacje dla programów kształcenia

Na podstawie analizy potrzeb branżowych i luk kompetencyjnych można sformułować kilka konkretnych rekomendacji dla programów kształcenia zawodowego w obszarze bioenergetyki.

Włączenie obsługi systemów SCADA do podstawy programowej. Operator biogazowni powinien umieć czytać i konfigurować wizualizację procesową, a nie tylko rozumieć mierzone parametry. Praktyczna praca z oprogramowaniem SCADA na symulatorze lub instalacji szkolnej powinna być elementem obowiązkowym, a nie dodatkiem.

Kształcenie w zakresie interpretacji danych procesowych. Wskaźnik FOS/TAC, skład biogazu mierzony chromatografem, parametry jakościowe biometanu to wiedza, która dziś wymaga kosztownych konsultacji zewnętrznych, a powinna być częścią kompetencji każdego operatora.

Moduł z zakresu technologii uszlachetniania biogazu. Każdy technolog biogazowy wchodzący na rynek powinien rozumieć zasadę działania co najmniej dwóch-trzech technologii upgradingu, znać ich ograniczenia i wiedzieć, jakich warunków wstępnego oczyszczania wymagają.

Kształcenie interdyscyplinarne. Połączenie wiedzy technicznej z elementami prawa energetycznego, podstaw ekonomiki projektu i zarządzania kontraktem. Specjalista rozumiejący jednocześnie proces i biznes jest dziś wyjątkiem na rynku, a powinien być standardem.

Współpraca z branżą jako mechanizm systemowy. Programy kształcenia powinny być opracowywane i aktualizowane we współpracy z pracodawcami co 2–3 lata. Technologia upgradingu biometanu zmieniała się szybciej w ciągu ostatnich 5 lat niż przez poprzednie dwie dekady stąd program kształcenia aktualny dziś, będzie przestarzały za 4 lata bez mechanizmu regularnej aktualizacji [9.1, 9.2].

	Projektowanie	Budowa	Rozruch	Eksploatacja	Modernizacja
Operator biogazowni	⊙ średni Nadzór dostaw	● wysoki Odbiory, szkolenia	▲ kluczowy Rozruch biologiczny	▲ kluczowy SCADA, monitoring	● wysoki Testy, nowe param.
Technolog fermentacji	▲ kluczowy Dobór substratów	⊙ średni Weryfikacja projektu	▲ kluczowy Inokulum, FOS/TAC	● wysoki Optymalizacja wsadu	▲ kluczowy Nowe substraty
Specjalista upgradingu	▲ kluczowy Wybór technologii	● wysoki Nadzór montażu	▲ kluczowy Kalibracja, certyfik.	▲ kluczowy Jakość biometanu	● wysoki Nowa technologia
Specjalista certyfikacji / GoO	▲ kluczowy Umowa przyłącz.	⊙ średni Monit. postępów	● wysoki Rejestr URE, GoO	▲ kluczowy Rozliczenia z OSD	⊙ średni Aktualiz. kontraktów

▲ **kluczowy** — niezastąpiony na tym etapie
 ● **wysoki** — duże zaangażowanie
 ⊙ **średni** — udział doraźny

Rysunek 9.2. Macierz kompetencji zawodowych sektora biometanowego wg etapów projektu. Źródło: opracowanie własne.

Wymiar edukacyjny – podsumowanie. Sektor biometanowy w Polsce potrzebuje kadr, których system edukacji formalnej nie kształci. BCU w Jabłoni i Swarzędzie są pierwszą strukturalną odpowiedzią na tę lukę. Ich skuteczność będzie zależała od trwałej współpracy z pracodawcami, regularnej aktualizacji programów kształcenia oraz zaangażowania rzeczywistych praktyków branży w rolę wykładowców. Spełnienie tych warunków zadecyduje o tym, czy oba centra staną się trwałym elementem systemu kształcenia zawodowego dla rozwijającego się sektora.

10. Wnioski i rekomendacje

Polska dysponuje realnym potencjałem do budowy znaczącego rynku biometanowego zarówno pod kątem surowcowym, jak i wykonawczym. Pierwsze komercyjne instalacje w Strzelinie i Brodach potwierdziły wykonalność techniczną i procesową. Ramy regulacyjne poprawiły się istotnie w latach 2024–2025, choć system wsparcia aukcyjnego dla instalacji powyżej 1 MW pozostaje nieokreślony co skutecznie hamuje decyzje inwestycyjne w tym segmencie.

Główne bariery rozwoju sektora mają charakter systemowy, nie technologiczny. Słabe pokrycie siecią gazową obszarów rolniczych ogranicza dostępną bazę lokalizacyjną. Terminy dostaw kluczowych komponentów takich jak moduły upgradu sięgają 6–12 miesięcy przy jednoczesnym wzroście popytu na kilku europejskich rynkach. Rynek wykonawczy nie jest przygotowany na skokowy wzrost liczby realizowanych równolegle projektów. Brakuje operatorów gotowych do pracy od pierwszego dnia rozruchu.

Z powyższej analizy wynikają następujące rekomendacje:

Dla regulatorów i administracji publicznej: pilnym priorytetem jest domknięcie systemu wsparcia aukcyjnego dla instalacji powyżej 1 MW oraz opracowanie mechanizmu obniżającego barierę kosztową budowy gazociągów przyłączeniowych w lokalizacjach o potwierdzonym potencjale produkcyjnym. Równolegle niezbędne jest wzmocnienie zasobów operatorów sieci dystrybucyjnych do obsługi procedur przyłączeniowych, które przy rosnącej liczbie projektów stają się wąskim gardłem całego procesu inwestycyjnego.

Dla inwestorów: analiza ścieżki produktowej i lokalnej infrastruktury powinna poprzedzać wybór technologii uszlachetniania. Zamówienie modułu upgradu należy składać równolegle z uzyskaniem pozwolenia na budowę co przy obecnych terminach dostaw późniejsze złożenie zamówienia automatycznie opóźnia cały harmonogram realizacji.

Dla systemu kształcenia zawodowego: programy kształcenia operatorów biogazowni powinny obejmować obsługę systemów SCADA, interpretację danych procesowych i podstawy technologii uszlachetniania jako elementy obowiązkowe, a nie

uzupełniające. Współpraca z pracodawcami przy opracowywaniu i aktualizacji programów powinna być mechanizmem systemowym, nie incydentalnym. BCU w Jabłoni i Swarzędzie są pierwszą instytucjonalną odpowiedzią na te potrzeby i powinny być traktowane jako model dla szerszego systemu kształcenia branżowego w Polsce.

Synchronizacja działań regulacyjnych, inwestycyjnych i edukacyjnych zadecyduje o tym, czy Polska wykorzysta okno możliwości, jakie stwarza europejski rynek biometanu w perspektywie do 2030 roku.

Tempo zmian regulacyjnych i inwestycyjnych w sektorze biometanowym sprawia, że aktywne śledzenie rynku pozostaje warunkiem skutecznego działania niezależnie od roli, jaką pełni się w projekcie.



Bibliografia:

- [2.1] Urząd Regulacji Energetyki (URE), Raport o wytwarzaniu energii elektrycznej w małych instalacjach OZE oraz wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu w 2024 i 2025 r., Warszawa 2025, ure.gov.pl
- [2.2] Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa (KOWR), Rejestr wytwórców biogazu rolniczego, dane na 24.03.2025 r., kowr.gov.pl
- [2.3] European Biogas Association (EBA), Statistical Report 2024, Bruksela 2024, europeanbiogas.eu
- [2.4] Magazyn Biomasa, Biometan? Dania niekwestionowanym liderem w produkcji, 30.07.2024, magazynbiomasa.pl
- [2.5] Gramwzielone.pl, Pierwsza biometanownia w Polsce, 14.02.2025, gramwzielone.pl
- [2.6] Polska Spółka Gazownictwa (PSG), Pierwsza w kraju biometanownia przyłączona do sieci gazowej, komunikat prasowy, 09.09.2025, psgaz.pl
- [2.7] Südzucker Polska S.A., Biogazownia — Cukrownia Strzelin, suedzucker.pl/zrownowazony-rozwoj/srodowisko/biogazownia
- [2.8] WNP.pl, PSG przyłączy w tym roku do sieci 3 lub 4 biometanownie, 04.05.2026, wnp.pl
- [2.9] Komisja Europejska, REPowerEU Plan, COM (2022) 230 final, 18.05.2022, energy.ec.europa.eu
- [2.10] European Biogas Association (EBA), Biomethane Investment Outlook 2025, Bruksela 10.2025, europeanbiogas.eu
- [2.11] Ramboll, Standaryzacja jest kluczowa dla rozwoju rynku biogazu, Magazyn Biomasa, 19.01.2026, magazynbiomasa.pl
- [2.12] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK), projekt 2025
- [2.13] Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych (DISE), Uruchomienie potencjału produkcji polskiego biometanu, Wrocław 2025
- [2.14] Bird & Bird, Poland Introduces Auction-Based Support System for Biomethane Production, 2025, twobirds.com
- [2.15] Gramwzielone.pl, 300 mln zł na biogaz i biometan. NFOŚiGW uruchamia drugi nabór w programie FEnIKS, 03.02.2026, gramwzielone.pl
- [2.16] BZK Energy, Projekt AMBASSADOR, bzkenergy.pl/projekt-ambassador
- [2.17] Magazyn Biomasa, Współpraca polsko-duńska w obszarze biogazu nabiera rozpędu, 09.03.2026, magazynbiomasa.pl
- [3.1] A. Kamiński, Analiza porównawcza różnych technologii oczyszczania biogazu, Gaz, Woda i Technika Sanitarna, maj 2024, DOI: 10.15199/17.2024.5.5, licencja CC BY
- [3.2] Opracowanie własne autora na podstawie praktyki operacyjnej instalacji biogazowych
- [3.3] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015 poz. 478 z późn. zm.)
- [4.1] A. Kamiński, Analiza porównawcza różnych technologii oczyszczania biogazu, Gaz, Woda i Technika Sanitarna, maj 2024, DOI: 10.15199/17.2024.5.5, licencja CC BY
- [4.2] Opracowanie własne autora na podstawie analizy technologii uszlachetniania biogazu i danych rynkowych, 2025

[5.1] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2011 nr 188 poz. 1120 z późn. zm.)

[5.2] Opracowanie własne autora na podstawie analizy zastosowań biometanu, 2025.

[5.3] BZK Energy, Projekt AMBASSADOR, bzkenergy.pl/projekt-ambassador

[6.1] Opracowanie własne autora — analiza rynku wykonawczego i dostawczego sektora biogazowego i biometanowego w Polsce, 2025

[6.2] European Biogas Association (EBA), Statistical Report 2024, Bruksela 2024

[6.3] Farmer.pl, Inwestycje w biogazownie i biometanownie rosną, ale rynek mierzy się z wyzwaniami serwisu, kwiecień 2026, farmer.pl

[7.1] Opracowanie własne autora na podstawie analizy rynku wykonawczego sektora biogazowego i biometanowego w Polsce, 2025

[7.2] WNP.pl, PSG przyłączy w tym roku do sieci nawet 4 biometanownie, 04.05.2026, wnp.pl

[8.1] Opracowanie własne autora na podstawie analizy rynku wykonawczego i danych kosztowych sektora biometanowego w Polsce, 2025.

[8.2] A. Kamiński, Analiza porównawcza różnych technologii oczyszczania biogazu, Gaz, Woda i Technika Sanitarna, maj 2024, DOI: 10.15199/17.2024.5.5, licencja CC BY

[8.3] Izba Gospodarcza Gazownictwa, Biometan w sieci gazowej — bariery i rozwiązania, konferencja 9.10.2025, igg.pl

[9.1] UPEBBI / Farmer.pl, UPEBBI szkoli nowe kadry. Branżowe Centra Umiejętności już powstają, 05.10.2025, farmer.pl

[9.2] Magazyn Biomasa / Manpower Group, Zielona rewolucja na rynku pracy: Kogo szuka branża biogazu?, 2024, magazynbiomasa.pl

[9.3] PiA-ZAP Puławy, Rola systemów sterowania i automatyki w optymalizacji procesów energetycznych — kogeneracja, 19.05.2025, piazap.com.pl

[9.4] Schroer H.W., Just C.L., Feature Engineering and Supervised Machine Learning to Forecast Biogas Production during Municipal Anaerobic Co-Digestion, ACS ES&T Engineering, vol. 4, nr 3, s. 660-672, marzec 2024, DOI: 10.1021/acsestengg.3c00435, PMC10928704

[9.5] Magazyn Biomasa, Wykwalifikowani pracownicy biogazowni poszukiwani, 2026, magazynbiomasa.pl

[9.6] PlanET Biogas GmbH, PlanET Modular BGA, Farming Simulator 25 ModHub, GIANTS Software, 2024, farming-simulator.com

[9.7] Branżowe Centrum Umiejętności w dziedzinie Bioenergetyki w Jabłoni, ZSCKR im. Augusta Zamoyskiego w Jabłoni / UPEBBI, zsckrjablon.pl

[9.8] Branżowe Centrum Umiejętności w dziedzinie Bioenergetyki w Swarzędynie, bcubioenergetykaswarozyn.pl