

A. Myczko, R. Myczko, T. Kołodziejczyk, R. Golimowska,
J. Lenarczyk, Z. Janas, A. Kliber, J. Karłowski, M. Dolska

Redakcja naukowa
prof. dr hab. inż. Andrzej Myczko

BUDOWA I EKSPLOATACJA BIOGAZOWNI ROLNICZYCH

**Poradnik dla inwestorów
zainteresowanych
budową biogazowni rolniczych**



Europejski Fundusz Rolny
na rzecz Rozwoju Obszarów Wiejskich



„Europejski Fundusz Rolny na rzecz Rozwoju Obszarów Wiejskich:
Europa inwestująca w obszary wiejskie.”

Publikacja współfinansowana ze środków Unii Europejskiej w ramach Pomocy Technicznej
Program Rozwoju Obszarów Wiejskich na lata 2007-2013

Publikacja opracowana przez Instytut Technologiczno-Przyrodniczy w Falentach Oddział w Poznaniu

INSTYTUT TECHNOLOGICZNO-PRZYRODNICZY
w Falentach
Oddział w Poznaniu

Andrzej Myczko, Renata Myczko, Tomasz Kołodziejczyk,
Renata Golimowska, Jakub Lenarczyk, Zygmunt Janas,
Andrzej Kliber, Jerzy Karłowski, Mirosława Dolska

BUDOWA I EKSPLOATACJA BIOGAZOWNI ROLNICZYCH

Poradnik dla inwestorów
zainteresowanych budową
biogazowni rolniczych

Redakcja naukowa

prof. dr hab. inż. Andrzej Myczko

INSTYTUT TECHNOLOGICZNO-PRZYRODNICZY
w Falentach Oddział w Poznaniu

DYREKTOR INSTYTUTU
Prof. dr hab. inż. Edmund Kaca

Centrala: Falenty, al. Hrabaska 3, 05-090 Raszyn
<http://www.itep.edu.pl>; tel. 22 720-05-31, fax 22 628-37-63

Oddział w Poznaniu: ul. Biskupińska 67, 60-463 Poznań
tel. 61 820-33-31

Recenzent
Prof. dr hab. inż. Wacław Romaniuk

Dział Wydawnictw
Kierownik - *dr inż. Halina Jankowska-Huflejt*

Przygotowanie do druku
(skład i łamanie komputerowe, układ typograficzny)
Elżbieta Golubiewska, Halina Jankowska-Huflejt

Projekt okładki
prof. dr hab. inż. Andrzej Myczko
dr hab. inż. Robert Szulc

© Copyright by Instytut Technologiczno-Przyrodniczy (ITP), 2011

ISBN 978-83-62416-23-3

Adres Redakcji: Falenty, 05-090 Raszyn, al. Hrabaska 3
e-mail: wydawnictwo@itep.edu.pl; tel. 22 720 05 98; fax. 22 628 37 63
Realizacja wydania: Ośrodek Wydawniczo-Poligraficzny „SIM”. Nakład: 10 000 egz.

Spis treści

WSTĘP – cele polityki wykorzystania biomasy rolniczej do konwersji w prąd i ciepło (<i>prof. dr hab. inż. Andrzej Myczko</i>).....	7
1. PROCES FERMENTACJI BEZTLENOWEJ (<i>mgr Renata Myczko, dr inż. Tomasz Kołodziejczyk</i>)	10
1.1. Środowisko reakcji.....	11
1.1.1. Parametry środowiska.....	12
1.1.2. Parametry procesu	13
1.2. Literatura.....	15
2. KATEGORIE I ZASADY DOBORU SUBSTRATÓW DO INSTALACJI (<i>mgr Renata Myczko, dr inż. Tomasz Kołodziejczyk</i>).....	16
2.1. Definicje i klasyfikacja substratów	16
2.1.1. Substraty strategiczne.....	18
2.1.2. Kosubstraty.....	18
2.1.3. Substraty utylizacyjne.....	18
2.2. Zasady doboru substratów do instalacji	19
2.3. Zasady komponowania mieszanin fermentacyjnych	21
2.4. Literatura.....	23
3. METODY SZACOWANIA WYDAJNOŚCI SUBSTRATÓW I MIESZANIN FERMENTACYJNYCH (<i>mgr Renata Myczko, dr inż. Tomasz Kołodziejczyk</i>)...	24
3.1. Metody projektowania wydajności	24
3.2. Metody szacowania wydajności substratów	25
3.2.1. Metoda tabelaryczna	25
3.2.2. Metoda Baserga	26
3.2.3. Metoda oceny biogazodochodowości substratu	30
3.3. Metoda oceny biogazodochodowości mieszaniny.	30
3.4. Literatura.....	32
4. PRZYKŁADOWE ROZWIĄZANIA BIOGAZOWNI (<i>mgr inż. Renata Golimowska, dr inż. Tomasz Kołodziejczyk</i>).....	33
5. ANALIZA DOSTĘPNOŚCI SUROWCÓW DLA WYBRANYCH LOKALIZACJI (<i>mgr inż. Renata Golimowska</i>).....	38
5.1. Szacowanie dostępności surowców	39
5.2. Wywiad środowiskowy	43
5.3. Metody określania lokalizacji biogazowni pod kątem kosztów transportu surowca	43
5.4. Literatura.....	46

6. ETAPY REALIZACJI BUDOWY BIOGAZOWNI ROLNICZEJ (mgr inż. Renata Golimowska).....	47
6.1. Ocena lokalizacji.....	47
6.2. Forma prawna.....	48
6.3. Studium wykonalności.....	49
6.4. Uzyskanie niezbędnych pozwoleń.....	50
6.5. Budowa instalacji i rozruch biogazowni.....	52
6.6. Uzyskanie akceptacji lokalnej społeczności.....	54
6.7. Zawieranie niezbędnych umów.....	54
6.8. Literatura.....	56
7. WYKORZYSTANIE BIOGAZU W UKŁADACH KOGENERACYJNYCH I TRIGENERACYJNYCH (mgr inż. Jakub Lenarczyk).....	57
7.1. Rozproszone układy kogeneracyjne.....	57
7.2. Trigeneracja.....	58
7.3. Podstawy prawne kogeneracji.....	58
7.4. Definicje podstawowych pojęć.....	58
7.5. Obowiązki operatora systemu elektroenergetycznego.....	59
7.6. Koncesjonowanie.....	59
7.7. Świadectwa pochodzenia.....	59
7.8. Główne elementy układu kogeneracyjnego.....	61
7.8.1. Silniki tłokowe.....	61
7.8.2. Turbiny gazowe.....	63
7.8.3. Silnik Stirlinga.....	67
7.8.4. Układ odzysku ciepła.....	69
7.9. Zasady doboru układu kogeneracyjnego.....	70
7.10. Literatura.....	72
8. UKŁAD HYBRYDOWY Z OGIWEM PALIWOWYM DO GENERACJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA, JAKO ELEMENT ROZPROSZO- NEGO SYSTEMU ENERGETYCZNEGO (inż. Zygmunt Janas).....	74
8.1. Zasada działania ogniwa paliwowego.....	74
8.2. Budowa ogniwa paliwowego.....	75
8.3. Rodzaje ogniw paliwowych.....	77
8.4. Rodzaje stosowanych ogniw paliwowych w praktyce.....	78
8.5. Zalety i wady ogniw paliwowych.....	78
8.6. Zastosowania ogniw paliwowych.....	79
8.7. Ogniwa paliwowe a energia odnawialna.....	80
8.8. Podsumowanie.....	84
8.9. Literatura.....	84
9. OCENA WPŁYWU ROZPROSZONEGO UKŁADU ENERGETYCZNEGO NA ŚRODOWISKO WRAZ Z OCENĄ SKUTKÓW EKONOMICZNYCH (dr inż. Andrzej Kliber, dr inż. Mirosława Dolska).....	85
9.1. Oddziaływanie energetyki rozproszonej na gatunki i siedliska objęte ochroną w ramach obszarów NATURA 2000.....	92
9.2. Oddziaływanie energetyki rozproszonej na klimat.....	92

9.3. Oddziaływanie energetyki rozproszonej na faunę i florę	93
9.4. Oddziaływanie energetyki rozproszonej na krajobraz i dziedzictwo kulturowe	93
9.5. Oddziaływanie energetyki rozproszonej na jakość powietrza (emisje tlenków siarki i azotu, pyłów).....	93
9.6. Oddziaływanie energetyki rozproszonej na klimat akustyczny.....	94
9.7. Oddziaływanie energetyki rozproszonej na wody podziemne, powierzchniowe i główne zbiorniki wód podziemnych	94
9.8. Podsumowanie	94
9.9. Literatura.....	95
 10. BEZPIECZEŃSTWO PROCESOWE INSTALACJI BIOGAZOWEJ W GOSPODARSTWIE ROLNYM (<i>mgr inż. Jerzy Karłowski</i>)	96
10.1. Definicje	96
10.2. Bezpieczeństwo osobiste i procesowe	98
10.3. Zagrożenia technologiczne podczas eksploatacji biogazowni	99
10.3.1. Wybuchowość	99
10.3.2. Korozja niskotemperaturowa.....	104
10.4. Zagrożenie dla zdrowia i życia człowieka.....	107
10.5. System zarządzania bezpieczeństwem procesowym	109
10.6. Oceny zagrożeń.....	110
10.7. Praktyczne zastosowanie kryteriów akceptowalności ryzyka w ocenie ryzyka instalacji procesowych	112
10.8. Przykłady rozwiązań technicznych zapewniających bezpieczeństwo procesowe w biogazowniach	114
10.8.1 Normy techniczne dla biogazowni.....	114
10.8.2 Pożar/wybuch (eksplozja)	115
10.8.3 Regulacje prawne dotyczące bezpieczeństwa procesowego	118
10.9. Literatura.....	121
 11. PODSTAWOWE RODZAJE INSTALACJI BIOGAZOWYCH (<i>prof. dr hab. inż. Andrzej Myczko</i>)	122
Załącznik 1	130
Załącznik 2	134
Załącznik 3	137

WSTĘP

Cele polityki wykorzystania biomasy rolniczej do konwersji w prąd i ciepło

Wszelka działalność rolnicza, w tym produkcja żywności są uzależnione od energii elektrycznej praktycznie na wszystkich etapach. Zapotrzebowanie na prąd jest tym większe, im bardziej nowoczesne i zaawansowane technicznie są stosowane technologie produkcji. Wzrasta ono również wraz z rozwojem gospodarstw i nowymi inwestycjami.

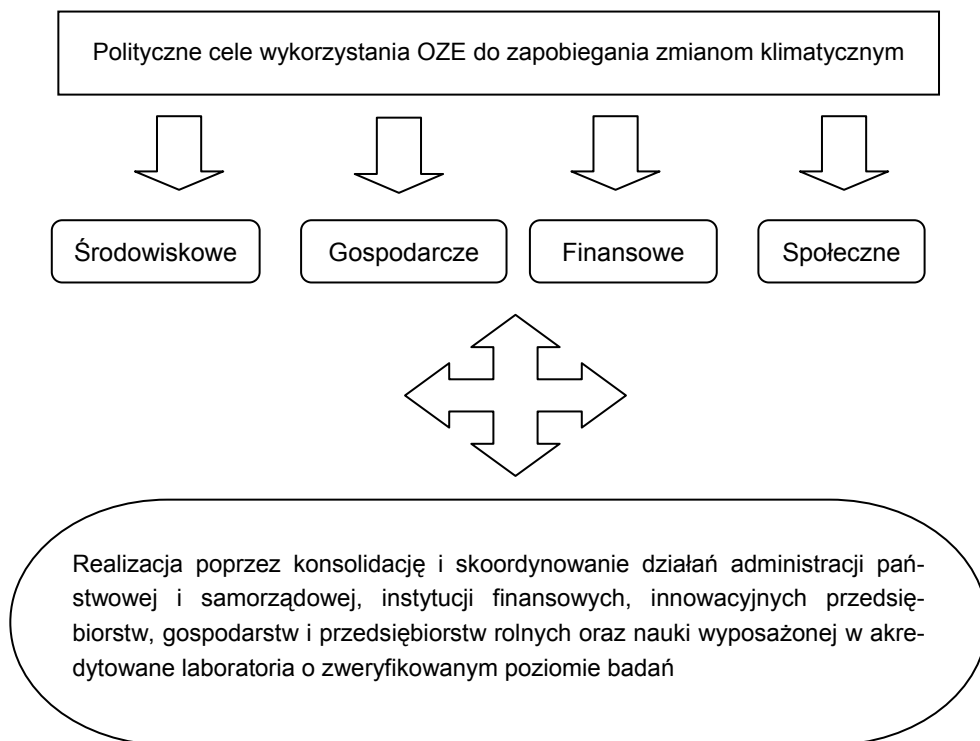
W wielu regionach rolniczych, starzejąca się infrastruktura układów energetycznych oraz chroniczny brak funduszy na nowe inwestycje powodują ekonomiczną i cywilizacyjną zapaść. Prowadzi to do ubożenia mieszkańców, powiększania bezrobocia, a nawet emigracji. Zapewnienie dostaw energii z instalacji agroenergetycznych i utylizacyjnych pozwoliłoby odwrócić te negatywne procesy, zredukowałoby negatywne zjawiska społeczne oraz umożliwiło zrównoważony rozwój lokalnej przedsiębiorczości, opartej na miejscowych zasobach przyrodniczych i miejscowych odnawialnych źródłach energii (OZE). Zdecydowane i skuteczne wsparcie rozwoju OZE może więc być sposobem na poprawę budżetów gospodarstw rolnych i innych przedsiębiorców zaangażowanych w produkcję energii oraz budowę i eksploatację systemów bio-agro-energetycznych.

Z celami politycznymi, które determinują rozwijanie technologii wykorzystujących biomasę rolniczą do produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu skorelowane są wszystkie cele dotyczące zmian klimatycznych. W obu przypadkach obejmują one wszystkie sfery działalności ludzkiej. Możemy je więc podzielić na cele środowiskowe, gospodarcze, finansowe i społeczne. Zależności te przedstawiono na schemacie (rys. 1).

Dokumenty Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi oraz Ministerstwa Gospodarki przedstawiają rozwój i stosowanie Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) jako cel strategiczny. Wiodącą rolę przy jego realizacji przypisuje się sektorom rolnictwa oraz energetyki. Rolą sektora rolniczego ma być nie tylko inwestowanie i eksploatacja instalacji agroenergetycznych, ale również stymulowanie gospodarstw rolnych do uruchomienia dodatkowych źródeł przychodów, które z kolei powinny zastymulować rozwój obszarów wiejskich, przyspieszyć rozwój infrastruktury wsi oraz spowodować wzrost zatrudnienia w przedsiębiorstwach pracujących w otoczeniu rolnictwa.

„Polityka Energetyczna Polski do roku 2030” zakłada, że do 2020 roku w każdej gminie powstanie instalacja biogazowa.

W dokumencie zatwierdzonym w dniu 13.07.2010 r. przez Radę Ministrów „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020” zawarto szczegółowy program poprawienia warunków inwestowania w biogazownie rolnicze.



Rys. 1. Cele wykorzystania OZE

Priorytet dla inwestowania w instalacje biogazowe oraz bioelektrownie wynika także z treści założeń „Strategii Rozwoju Kraju 2007-2015”. W dokumencie stwierdzono, że zrównoważony rozwój jest niemożliwy bez eko-innowacji, przez które rozumie się m.in. działania służące zmniejszeniu zużycia zasobów naturalnych. Zmniejszanie presji sektora energetycznego na środowisko i zwiększenie produkcji tzw. zielonej energii służy również postulowanemu w Strategii zrównoważonemu rozwojowi. Nowe inwestycje agroenergetyczne powinny również wpisywać się w drugi priorytet Strategii: „Poprawa stanu infrastruktury technicznej i społecznej”. Dokument ten wskazuje na konieczność wdrażania działań zmierzających do redukcji emisji gazów cieplarnianych przez sektor energetyczny. Dla rozwoju biogazowni istotna jest również „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” przyjęta przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r. oraz jeden z najważniejszych celów polskiej polityki energetycznej – „Poprawa efektywności energetycznej”. Osiągnięciu tego celu poświęcone jest jedno z działań priorytetowych nazwane „Działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej” oraz zwiększenie efektywności energetycznej we wszystkich dziedzinach wytwarzania i przesyłu oraz wykorzystania energii”.

Wszelkie inwestycje w tym zakresie mogą być realizowane i wspierane finansowo w ramach IX osi Priorytetowej: „Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku” i jego działania 9.4 „Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych”. W ramach tego działania wspierane są bowiem inwestycje w zakresie budowy

jednostek wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła ze źródeł odnawialnych oraz budowy lub zwiększenia mocy jednostek wytwarzania energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, wody w małych elektrowniach wodnych do 10 MW, energii pozyskanej z biogazu i biomasy.

Prowadzone przez Instytut Technologiczno-Przyrodniczy do roku 2010 prace badawcze miały na celu dostarczenie przyszłym inwestorom wiedzy niezbędnej dla budowy i prawidłowej eksploatacji biogazowni rolniczych oraz wykazanie różnic pomiędzy technologiami przetwarzania różnych rodzajów biomasy. Badano technologie wykorzystania biomasy pochodzącej z gospodarstw rolnych oraz technologie utylizacyjne, bazujące na tzw. substratach „trudnych” czyli pozostałościach poprodukcyjnych, produktach ubocznych z przetwórstwa, odpadach poubojowych II i III kategorii czy też biomasie komunalnej. Natomiast w ramach prac upowszechnieniowych starano się wykazać przyszłym inwestorom, dlaczego na instalacjach rolniczych nie należy biogazować substratów zaliczanych do kategorii „trudnych” i odwrotnie. Autorzy publikacji uznali, że na obecnym etapie inwestowania w rozwój biogazowni rolniczych najistotniejsze jest dostarczenie wiedzy na temat różnic w stosowanych technologiach oraz wiedzy umożliwiającej dokonywanie syntetycznych ocen przygotowywanych projektów i ich weryfikacji zarówno z punktu widzenia technologicznego jak również proponowanych lokalizacji instalacji agroenergetycznych. Dlatego w publikacji zredukowano do minimum wiadomości podstawowe dotyczące biologicznych podstaw biogazowania, i wprowadzono wiadomości przydatne podczas eksploatacji instalacji biogazowej. Zamieszczono również informacje dotyczące polimerowych oraz ceramicznych ogniwi paliwowych. Na szczególną uwagę zasługują wysokotemperaturowe ogniwa węglanowe, które mogą być zasilane bezpośrednio biogazem. Ta technologia jest bardzo ważna, ponieważ istotą tzw. „zielonej energii” jest utrzymywanie ilości CO₂ w równowadze lub jego redukcja. Prawie dwukrotna redukcja emisji CO₂ na skutek lepszej o 50% sprawności tej technologii w stosunku do technologii tradycyjnej powoduje, że wkrótce będzie to technologia wiodąca. Za upowszechnieniem tej technologii przemawia również fakt, że koszty instalacyjne ogniwi paliwowych nie są związane z mocą ogniwa, a ich sprawność zawiera się w granicach 40-60%.

LITERATURA

1. Ciechanowicz W., Szczukowski S.: Transformacja cywilizacji z ery ognia do ekonomii wodoru i metanolu, wyd. Wyższa Szkoła Informatyki Stosowanej i Zarządzania, Warszawa, 2010, ISBN 978-83-61551-03-4

1. PROCES FERMENTACJI BEZTLENOWEJ

Fermentacja jest procesem biochemicznym, w którym mikroorganizmy beztlenowe przekształcając związki organiczne pozyskują energię potrzebną do życia. Produkty ich aktywności są specyficzne dla gatunków i decydują o nazwie rodzaju fermentacji. Wyróżniamy fermentację alkoholową, której produktem są alkohole, fermentację octową prowadzącą do tworzenia kwasu octowego, fermentację mlekową, która generuje powstawanie kwasu mlekowego oraz fermentację metanową, która jest procesem tworzenia naturalnego metanu w przyrodzie. Fermentacja metanowa zachodzi w wilgotnych siedliskach bogatych w materię organiczną, pozbawionych dostępu tlenu z powietrza i utrzymujących odpowiednią, stałą temperaturę. Są to m.in. pola ryżowe, torfowiska, dna mórz, wysypiska śmieci, przykryte zbiorniki gnojowicy oraz żwacze przeżuwacze. W warunkach odpowiednich do ciągłego odtwarzania się populacji bakterii metanotwórczych biogaz może uwalniać się nieprzerwanie, a jego ilość i skład zależy od wielu czynników tworzących zespół warunków środowiska reakcji.

Fermentacja beztlenowa której końcowym produktem jest metan zachodzi w czterech fazach, przy udziale czterech grup mikroorganizmów, z których każda wymaga odpowiednich dla siebie, ściśle określonych warunków środowiska reakcji [1]. Najprościej będzie zrozumieć skomplikowane zjawisko zachodzące wewnątrz komory fermentacyjnej kiedy wyobrazimy sobie fabrykę biogazu, w skład której wchodzi cztery hale produkcyjne, na rys. 1.1, oznaczone jako fazy I–IV. Do wytwórni biogazu dostarcza się odpowiednio przygotowany substrat, czyli materiał do produkcji biogazu.

I faza – hydrolityczna. Bakterie hydrolityczne zdolne do rozkładu złożonych związków organicznych (tj. białka tłuszcze i węglowodany), za pomocą enzymów litycznych trawią substrat na drodze reakcji biochemicznych. Dzięki ich pracy otrzymujemy proste związki organiczne, takie jak aminokwasy, kwasy tłuszczowe i gliceryna oraz cukry, a porcja dodanej biomasy zmienia się w pulpę.

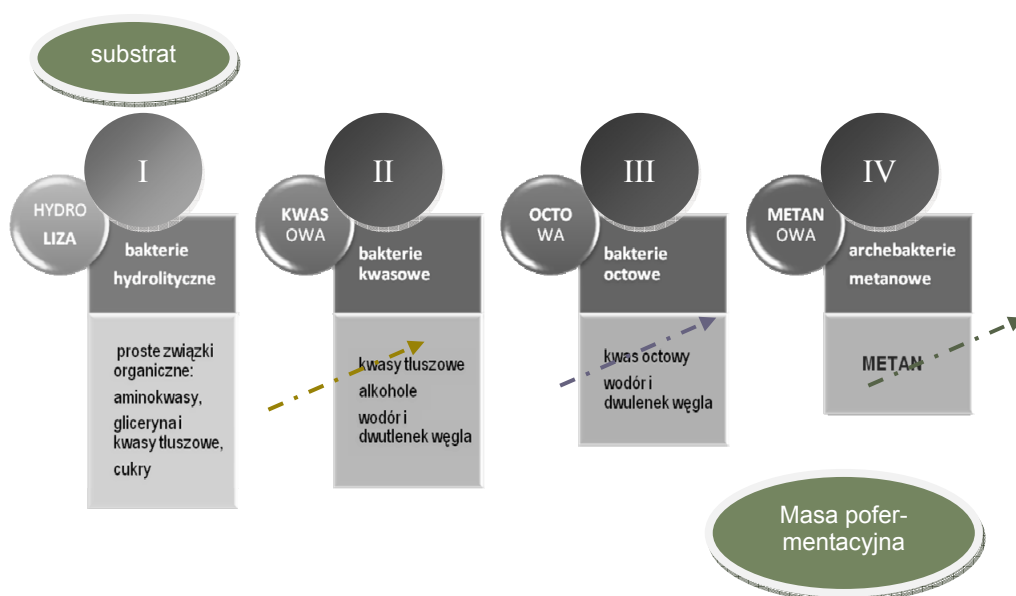
II faza – kwasowa. Do drugiej fazy trafia produkcja z fazy I. Tutaj bakterie kwasowe przerabiają aminokwasy, kwasy tłuszczowe i cukry na kwasy organiczne m.in. octowy, propionowy, masłowy oraz pierwsze porcje wodoru i dwutlenku węgla, niewielkie ilości alkoholu i kwasu mlekowego. Produkty tej fazy zmieniają warunki środowiska całej mieszaniny w tym najbardziej odczyn pH, potencjał redukcyjno-oksydacyjny i alkaliczny potencjał buforowy LKT/OWN (potencjał mieszaniny będący wynikiem proporcji zawartości Lotnych Kwasów Tłuszczowych i Ogólnego Węgla Nieorganicznego). Stabilność tej fazy decyduje o stabilności procesu.

III faza – octowa. Przepływ materii przesuwają produkty fazy II do środowiska zasiedlonego przez bakterie octowe, których metabolizm pozwala przekształcić lotne kwasy tłuszczowe w prekursor biogazu tj. kwas octowy, wodór i dwutlenek węgla. Prawidłowe funkcjonowanie tej fazy zależy od stężenia wodoru w środowisku, dlatego szybko pochłanianie wodoru przez bakterie metanowe zabezpiecza prawidłowy przebieg procesu.

IV faza – metanowa. To ostatni etap produkcji, gdzie archebakterie metanogenne tworzą metan i dwutlenek węgla, zużywając kwas octowy i wodór. Bakterie

tej fazy są najbardziej wrażliwe na zmiany w środowisku i zakłócenia w poprzednich fazach, dlatego warunki w komorze fermentacyjnej systemu jednofazowego dostosowane są do wymagań tej grupy.

W prostych technologiach instalacji jednoetapowych wszystkie opisane fazy zachodzą równocześnie w całej przestrzeni jednego fermentatora. Stabilność pracy instalacji zależy od prawidłowego przepływu materii i wahań warunków w mikrośrodkach zasiedlonych przez poszczególne grupy bakterii, a wydajność pracy zależy od szybkości rozkładu substratów i tworzenia produktów pomiędzy wszystkimi etapami.



Rys. 1.1. Uproszczony schemat następstwa faz fermentacji metanowej

Wysokosprawne, zaawansowane technologicznie instalacje wielofazowe pozwalają oddzielić opisane powyżej fazy pomiędzy osobne reaktory. Dzięki temu można dostosować parametry środowiska zgodnie z wymaganiami każdej grupy bakterii, zwiększając wydajność kolejnych faz, jednak instalacje tego typu wymagają precyzji obsługi i natychmiastowej reakcji na wskaźniki zakłócenia procesu.

1.1. ŚRODOWISKO REAKCJI

Środowisko reakcji fermentacji metanowej charakteryzowane jest zakresami kolejnych parametrów, które możemy podzielić na dwie główne grupy – parametry środowiska i parametry procesowe. Prawidłowy przebieg fermentacji możliwy jest tylko wtedy, kiedy zapewnimy hodowanym mikroorganizmom warunki, w których zechcą się odżywiać i rozmnażać, a wahania poszczególnych parametrów nie spowodują nieodwracalnego uszkodzenia mikroorganizmów.

1.1.1. Parametry środowiska

Woda – jest głównym składnikiem środowiska życia mikroorganizmów i środowiskiem reakcji biochemicznych. Zawartość wody w metodzie fermentacji mokrej powinna wynosić ok. 85–92% śm (świeżej masy).

Tlen – jest gazem niepożądanym w instalacji biogazowej i do prawidłowego funkcjonowania konieczne jest zapewnienie szczelności wszystkich elementów technologicznych, oraz możliwie najefektywniejsze odpowietrzanie porcji dziennego wsadu. Mimo, że część bakterii fazy I i II w fermentacji metanowej może przeżyć w obecności tlenu, jednak bakterie fazy octowej i metanowej są bezwzględnie beztlenowe. Rozruch technologiczny i dochodzenie do maksymalnej wydajności biogazowni trwa tak długo jak szybko, bakterie warunkowo beztlenowe zużyją cały tlen obecny w instalacji i rozpuszczony w mieszaninie fermentacyjnej.

Temperatura – przebieg i wydajność fermentacji zależy od temperatury mieszaniny fermentacyjnej, a jej zakres określają wymagania temperaturowe bakterii:

- niskotemperaturowe – **psychrofilne** – optimum w zakresie 10–25°C
- średniotemperaturowe – **mezofilne** – optimum w zakresie 32–38°C
- wysokotemperaturowe – **termofilne** – optimum w zakresie 52–55°C

Najczęściej stosowana jest fermentacja mezofilowa, lub mieszana termofilna i mezofilowa z rozdziałem faz. Szczególnie kiedy po higienizacji otrzymujemy substrat o wysokiej temperaturze, lub gorącą wodę procesową, warto wtedy zastosować komorę wstępną z bakteriami termofilnymi. Ze względu na niską wydajność psychrofilne instalacje są nieopłacalne.

Odczyn pH – ustala się samoistnie w zbilansowanej mieszaninie fermentacyjnej dzięki równowadze zasadowych i kwaśnych produktów reakcji beztlenowych. Jednak równowaga ta jest bardzo niestabilna, a na zmianę wpływa nie tylko każda kolejna porcja substratów ale również tempo pracy poszczególnych grup bakterii gdyż:

- bakterie hydrolityczne i kwasotwórcze są – acidofilne – optimum w zakresie 4,5–6,3 pH, a produkty ich działalności zakwaszają środowisko reakcji. Mogą przeżyć w bardziej zasadowym pH jednak ich aktywność się obniży.
- bakterie octowe i metanowe są – neutrofile – optimum w zakresie 6,8–7,5 pH, nie są w stanie przetrwać szybkiego obniżenia pH, dlatego odczyn mieszaniny fermentacyjnej utrzymuje się w zakresie neutralnym-obojętnym, spowalniając fazę I i II, lub stosuje instalacje dwufazowe.

Składniki pokarmowe – komora fermentacyjna jest hodowlą mikroorganizmów, którą trzeba regularnie dokarmiać. Jakość i prawidłowe zbilansowanie dostarczanego substratu jest podstawą prawidłowego i wydajnego procesu fermentacji. Jednak nie wystarcza odpowiedni zasób białka, tłuszczu i węglowodanów, ważne są również mikroelementy i pierwiastki śladowe a ten składnik, który wyzerpie się najszybciej limituje aktywność bakterii i spowalnia wydajność fermentacji. Ważnym elementem bilansu składników jest stosunek C:N (węgla do azotu) gdyż w procesie fermentacji azot organiczny z substratu przekształcany jest w azot amonowy, który częściowo wykorzystywany jest do syntezy białka nowo powstających komórek bakterii. Ponadto za dużo węgla a za mało azotu powoduje obniżenie

nie ilości metanu, w wyniku zakłócenia przemiany węgla. Odwrotnie przy nadmiarze azotu tworzy się amoniak, który już w niewielkich stężeniach hamuje rozwój bakterii.

Poziom inhibitorów – inhibicja to zjawisko spowolnienia lub całkowitego, odwracalnego lub nieodwracalnego zahamowania procesu. Ogólnie inhibitorem produkcji biogazu mogą być zarówno czynniki fizyczne (czyli przekroczenie zakresu parametrów opisanych powyżej) jak parametry techniczne bioreaktora i technologiczne procesu, oraz substancje chemiczne dostarczane do bioreaktora wraz z substratem lub takie, które powstają jako produkty reakcji na poszczególnych etapach przebiegu procesu fermentacji. Również podawanie substratu w zbyt dużych porcjach, lub za często, może działać hamująco na fermentację. Krótką charakterystykę wybranych inhibitorów przedstawiono w tab. 1.1.

Tabela 1.1. Inhibitory i stężenia szkodliwe dla fermentacji metanowej

Inhibitor	Stężenie toksyczne	Neutralizacja
Amoniak	od $0,15 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$	rozcieńczanie wodą
Jon amonowy	$2,7\text{--}10 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$	rozcieńczanie wodą i obniżenie pH
Magnez	od $2,4 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$ MgCl_2	strącanie lub rozcieńczanie
Potas	od $3 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$	strącanie lub rozcieńczanie
Siarka	od $0,05 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$ H_2S ; $0,1 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$ S^{2-} ; $0,16 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$ Na_2S	strącanie lub eliminacja z substratu, szczepienie reaktora bakteriami siarkowymi
Sód	od $6\text{--}30 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$	strącanie lub rozcieńczanie
Wapń	od $2,8 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$ CaCl_2	strącanie lub rozcieńczanie
Metale ciężkie	$0,01 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$ Ni; $0,4 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$ Cu; $0,13 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$ Cr; $0,34 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$ Pb; $0,4 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$ Zn	strącanie siarczkami
Wyższe kwasy tłuszczowe	od $0,05 \text{ g} \cdot \text{dm}^{-3}$ (kwas izomasyowy)	

Źródło: Biogaz – produkcja i wykorzystanie. Institut für Energetik und Umwelt, GmbH. 2005.

1.1.2. Parametry procesu

Obciążenie suchą masą – terminem sucha masa (oznaczenie sm, jednostka % świeżej masy) określamy masę pozostałą po odparowaniu wody z próbki świeżej masy. Terminem sucha masa organiczna (oznaczenie smo, jednostka % suchej masy) określamy masę pozostałą po wyprażeniu próbki, która powstała w wyniku odparowania wody z próbki świeżej masy. Badanie zawartości suchej masy i suchej masy organicznej wykonuje się laboratoryjnie w warunkach określonych Polską Normą.

- Przyjmuje się, że fermentacja mokra wymaga dostarczania mieszaniny fermentacyjnej o zawartości suchej masy od 8 do 12%, niektóre łatwo pompowalne mieszaniny mogą być obciążone 15% suchej masy.

- Fermentacja sucha to metoda zbiogazowywania substratów w postaci niepompowanej o zawartości suchej masy 30 do 45%. Przekroczenie zawartości suchej masy w mieszaninie podawanej do fermentatora znacząco zmienia parametry reologiczne mieszaniny, a przeciążenie mieszaniny fermentacyjnej suchą masą zakłóca przebieg procesu i może doprowadzić do powstawania kożucha, a przede wszystkim wydłuża czas fermentacji.

Obciążenie objętościowe – B_R jest to dopuszczalna ilość suchej masy organicznej zawartej w mieszaninie substratów przepływającej przez 1 m³ zbiornika fermentacyjnego w jednostce czasu (d). Tak więc jest to dzienna dawka ($\dot{m}$) suchej masy organicznej (c) przypadająca na każdy metr sześcienny czynnej objętości zbiornika (V_R). Prawidłowy przebieg procesu oraz stabilne potencjały mieszaniny fermentacyjnej uzyskamy nie przekraczając 5 kgsmo·m⁻³·d⁻¹.

$$B_R = \frac{\dot{m}c}{V_R} \quad [\text{kgsmo} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}]$$

Hydrauliczny czas retencji/aktywności – HRT to parametr określający czas (w dniach), w jakim podawana mieszanina substratów pozostaje w komorze fermentacyjnej. Wartość tę obliczamy dzieląc czynną pojemność komory fermentacyjnej (V_R) przez strumień masy ($\dot{V}$) czyli dzienną masę mieszaniny substratów dodawaną do komory:

$$HRT = \frac{V_R}{\dot{V}} \quad [\text{dni}]$$

Pośrednio parametr ten może służyć do obliczania teoretycznej objętości czynnej zbiornika fermentacyjnego, przy założeniu optymalnego dla wybranych substratów HRT . Aby zagwarantować pełny rozkład substratu należy dostosować HRT do rodzaju substratów tworzących mieszaninę fermentacyjną. Każdy substrat charakteryzuje się własnym optymalnym czasem aktywności, im prostsze substancje organiczne i silniejsze rozdrobnienie tym szybszy rozkład i krótsze HRT .

Dynamiczna równowaga objętościowa – to parametr, którego prawidłowe zbilansowanie pozwala prowadzić fermentację w sposób ciągły, bez zakłóceń i obniżenia wydajności. Zachowanie właściwych proporcji pomiędzy masą dodawaną i odbieraną w ciągu doby oraz tych proporcji do objętości czynnej komory fermentacyjnej oraz zawartości suchej masy organicznej, musi uwzględniać czas podwojenia ilości kolonii bakterii beztlenowych. Przebiega to bardzo wolno, bo od 6 do 10 dni. Usuwając porcję zbyt dużą, lub przed podaniem i wmieszanym świeżej porcji substratów, możemy w krótkim czasie doprowadzić do utraty zbyt dużej liczby kolonii bakterii. Za krótki czas retencji i zbyt duże obciążenie może spowodować zagęszczenie mieszaniny, przeciążenie bakterii i niedofermentowanie mieszaniny. Może to spowodować, że pozbędziemy się z reaktora wartościowych składników o wciąż wysokim potencjale biogazowym.

Mieszanie – do niedawna parametr ten uważany był za mało istotny w procesie fermentacji. Jednak wyniki badań wskazują, że: mieszanie zabezpiecza przed tworzeniem się kożucha, a w ekstremalnych przypadkach zaskorupiałej warstwy

powierzchniowej, która zakłóca lub wręcz hamuje swobodne uwalnianie biogazu. Mieszanie zapobiega tworzeniu się złożeń i sedymentacji mieszaniny na warstwy o różnej gęstości, ułatwia dostęp składników pokarmowych koloniom bakterii i przesuwa produkty reakcji pomiędzy mikrośrodkami. Zapobiega też opadaniu powiększających się, aktywnych kolonii na dno zbiornika, kiedy biologicznie aktywne składniki mieszaniny unoszą się w warstwie powierzchniowej. Skuteczność mieszania zależy jednak od ilości i umiejscowienia mieszadeł w komorze fermentacyjnej oraz od kształtu mieszadła. Wydajności mieszania nie należy poprawiać poprzez zwiększenie mocy i częstości mieszania, gdyż skupiska aktywne bakterii octowych i metanowych rozrywane na zbyt drobne aglomeraty przestają sprawnie funkcjonować.

Skład biogazu – a więc proporcja pomiędzy głównymi składowymi metanem CH_4 i dwutlenkiem węgla CO_2 , oraz zawartość zanieczyszczeń takich jak siarkowódór, podtlenek azotu, azot, wodór, tlen to poza uzyskiem biogazu podstawowy parametr świadczący o wydajności instalacji i procesu fermentacji. Dla użytkownika instalacji najważniejsza jest procentowa zawartość metanu w pozyskanym biogazie, która w sprawnych instalacjach może wahać się od 45–75%, w skrajnych przypadkach nawet do 90% przy zbilansowanej mieszaninie, bardzo wysokim *HRT* i wolnym odpływie biogazu. Na ilość produkowanego metanu ma wpływ jakość i rodzaj zastosowanych substratów, zawartość wody w mieszaninie, temperatura procesu, stopień rozdrobnienia i przefermentowania podłoża, oraz zastosowany *HRT*. Średnie stężenie poszczególnych składników biogazu przedstawiono w tab. 1.2.

Tabela 1.2. Średnie stężenie składników biogazu

Gaz	Stężenie
Metan CH_4	45–75%
Dwutlenek węgla CO_2	25–50%
Para wodna (v H_2O)	2–7% obj. w temp. 20–40°C
Siarkowódór H_2S	20–20 000 ppm
Podtlenek azotu N_2O	0–1000 ppm
Tlenek węgla CO	0–2,1%
Tlen O_2	< 2%
Azot N_2	< 2%
Wodór H_2	< 1%

Źródło: Biogaz – produkcja i wykorzystanie. Institut für Energetik und Umwelt, GmbH. 2005.

LITERATURA

1. Jędrzak A., Biologiczne przetwarzanie odpadów. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2008.
2. Biogaz – produkcja i wykorzystanie. Institut für Energetik und Umwelt, GmbH. 2005.

2. KATEGORIE I ZASADY DOBORU SUBSTRATÓW DO INSTALACJI

2.1. DEFINICJE I KLASYFIKACJA SUBSTRATÓW

Ogólnie substratem określamy substancję biorącą udział w reakcji chemicznej, w wyniku której powstają produkty o odmiennych właściwościach. W przypadku biogazowni jest to materiał organiczny, który ulegając biologicznemu rozkładowi beztlenowemu generuje powstawanie biogazu.

Substraty, które mają zdolność samoczynnego biogazownia, tj. w swoim składzie zawierają odpowiedni bilans składników pokarmowych oraz odpowiednią ilość bakterii metanogennych, nazywamy **monosubstratami**. Monosubstraty o szczególnych parametrach mikrobiologicznych m.in. gnojowica krów mlecznych czy osad ściekowy, które są bogate w mikroorganizmy właściwe dla przebiegu wszystkich faz procesu fermentacji określamy mianem substratów **inokulujących**, potocznie zwanych zaszczepiającymi. Natomiast te materiały, które wymagają współfermentacji nazywamy **kosubstratami**, ich głównym zadaniem jest dociążenie mieszaniny fermentacyjnej suchą masą oraz zwiększenie wydajności procesu.

Substraty możemy podzielić na kilka kategorii. Ze względu na **cechy funkcyjne** wyróżniamy substraty:

- **rozcieńczające**, których zawartość suchej masy nie przekracza 8%, a ich funkcją jest rozrzedzenie mieszaniny fermentacyjnej, np. gnojowica, soki owocowe, woda procesowa lub technologiczna, serwatka, mleko itp,
- **zagęszczające**, których zawartość suchej masy jest wyższa niż 8%. Pozwalają dociążyć rzadkie mieszaniny fermentacyjne zarówno suchą masą, jaki i masą organiczną, np. kiszonki, słoma, pozostałości produkcji rolniczej i przemysłu spożywczego,
- **zwiększające wydajność**, to substraty dobierane ze względu na szczególne właściwości np. wysoką zawartość białka, tłuszczu lub węglowodanów, które poprawiając uzysk biogazu i zawartość metanu lub redukują inhibitory,
- **dotatki stabilizujące proces**, to z reguły substancje chemiczne, które podawane w stosunkowo niewielkich ilościach pozwalają utrzymać parametry biochemiczne mieszaniny na właściwym poziomie. Między innymi stabilizują pH, regulują potencjały buforowe i metanotwórcze, obniżają inhibicyjność, obniżają pienistość mieszaniny.

Pod względem **cech technologicznych** wyróżniamy substraty:

- **inokulujące**, to substraty, w których obecne są odpowiednie grupy bakterii fermentacji metanowej. Substraty takie nadają się do zaszczepiania mieszanin fermentacyjnych, do zwiększania populacji bakterii w komorze fermentacyjnej, a przede wszystkim do rozruchu technologicznego nowych instalacji. Najlepszymi substratami tej kategorii są gnojowice krów mlecznych, bydła, świń, fermentujące osady ściekowe, do tej grupy zaliczamy również stabilizowaną treść zwacza przeżuwaczy,

- **adhezyjne**, to substraty o dużej zawartości celulozy, średnio rozdrobnione, które łatwo unoszą się w mieszaninie fermentacyjnej. Ich rolą jest tworzenie unoszących się w strefie aktywnej 'platform', do których aglomeraty bakterii octowych i metanowych mogą przywierać, aby nie opadać na dno zbiornika. Bakterie metanowe i octowe nie wykazują pełnej aktywności metabolicznej jeśli nie są przytwierdzone do cząsteczek swobodnie pływających we właściwych strefach fermentacji,
- **łatwo fermentujące**, to głównie wszystkie te surowce, które w bezpiecznych ilościach nadają się na paszę dla bydła. Ich stosowanie nie powoduje trudności technologicznych, a proces fermentacji jest stabilny i łatwy do sterowania. Do substratów łatwych możemy również zaliczyć odchody zwierząt inwentarskich, odpowiednio rozdrobnione pozostałości roślinne produkcji rolniczej i większość pozostałości przemysłu rolno-spożywczego.
- **trudno fermentujące i niebezpieczne**, do tej grupy zaliczamy substraty z kategorii II i III odpadów rzeźnych, obornik kurzy, szczególnie suchy kurzyniec, oraz większość odpadów przemysłu rolno-spożywczego. W przypadku utylizacji tych surowców w biogazowniach rolniczych należy zachować zasadę nie więcej niż 6–10% masy odpadów w stosunku do masy całej mieszaniny fermentacyjnej, chyba że zastosowana technologia gwarantuje stabilność procesu. Szczegóły technologiczne wstępnej obróbki tych substratów podano w roz. 2.1.3,

Zgodnie z podziałem wskazanym w art. 13 lit. E oraz art. 14 lit. F Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1069/2009 z dnia 21 października 2009 r. określającego przepisy sanitarne dotyczące produktów ubocznych pochodzenia zwierzęcego, nie przeznaczonych do spożycia przez ludzi, i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1774/2002 (zwane rozporządzeniem o produktach ubocznych pochodzenia zwierzęcego) (Dz.U. WE, L 300, P. 0001 – 0033) odpady rzeźniane możliwe do wykorzystania, jako surowce do biogazowni, określone zostały, jako materiał kategorii II i III. Zakłady wykorzystujące uboczne produkty pochodzenia zwierzęcego do produkcji biogazu, zgodnie z art. 24 ust. 1, lit g Rozporządzenia (WE) 1060/2009, podlegają zatwierdzeniu w zakresie bezpieczeństwa sanitarno-weterynaryjnego przez właściwego miejscowo powiatowego lekarza weterynarii.

Ze względu na **źródło pochodzenia** – miejsce pozyskiwania, wyróżniamy następujące kategorie:

- z **upraw celowych** – to rośliny pokarmowe lub paszowe, ale przeznaczone do wykorzystania energetycznego np. buraki cukrowe, kiszonka z kukurydzy.
- z **upraw energetycznych** – rośliny nie spożywcze przeznaczone do wykorzystania energetycznego np. miskant, spartina,
- **pozostałości** – czyli nieprzetworzone części roślin i materiały organiczne, powstające w trakcie produkcji rolniczej lub przemysłowej, nie nadające się do spożycia np. łęty ziemniaków, nać marchwiowa, kaczany kalafiora, brokułów i kapusty; plewy zbożowe, pestki i gniazda nasienne. Do tej kategorii zaliczamy również nawozy naturalne powstające w hodowli zwierząt inwentarskich,
- **odpady z produkcji** rolniczej i przetwórstwa, czyli przetworzone pozostałości nie nadające się do spożycia przez ludzi, podlegające utylizacji na drodze prze-

mian biologicznych tj. kompostowania lub zbiogazowania. W tej grupie mamy wywary, wycierki, wysłodki, woda procesowa,

- **odpady utylizacyjne** rzeźne i tłuszczowe, komunalne.

2.1.1. Substraty strategiczne

Pod pojęciem substraty strategiczne rozumiemy stabilne substraty główne. Ilościowo powinny stanowić nie mniej niż 70% przewidzianej masy substratów w roku. Powinny pochodzić z upraw rolniczych, być dobrze zbilansowane i spełniać wszystkie podstawowe kryteria wymagane do tworzenia bazowej mieszaniny fermentacyjnej. Substraty te pozyskiwane są w sposób ciągły np. gnojowica, obornik, lub sezonowy zależny od cyklu produkcyjnego np. zielonki roślin energetycznych. W celu zmagazynowania, na cały rok ciągłej eksploatacji biogazowni, substraty sezonowe należy zmagazynować w formie zabezpieczającej je przed utratą jakości. Takim procesem może być suszenie, kiszenie lub przymywanie.

2.1.2. Kosubstraty

Kosubstratem nazwiemy substraty nie fermentujące samoczynnie (takie, które łatwiej gniją, pleśnieją lub fermentują na drodze innych reakcji niż fermentacja metanowa). Są to substraty dodatkowe, które mogą być zbiogazowywane wspólnie z substratami właściwymi. Ilościowo możemy dodać nie więcej niż ok. 40% przewidzianej masy substratów w roku, z reguły pochodzą z kategorii pozostałości po produkcyjnych, zagęszczających i zwiększających wydajność. Przy ich stosowaniu należy prawidłowo zbilansować mieszaninę fermentacyjną. Często wymagają dodatkowego nadzoru nad parametrami fizyko-chemicznymi w komorze fermentacyjnej.

2.1.3. Substraty utylizacyjne

Substraty utylizacyjne są to substraty, które nie są standardowo stosowane w biogazowniach, jednak ich łatwa dostępność zachęca do wykorzystania. Często substraty te charakteryzują się wysokim potencjałem inhibicji, koniecznością zastosowania dodatkowych technologii obróbki wstępnej i zwiększonej kontroli nad parametrami procesu. Zazwyczaj zawierają podwyższone zawartości metali ciężkich lub substancji utrudniających przebieg kolejnych faz fermentacji. Ich ilość i jakość często nie jest stała. Powoduje to komplikacje w obsłudze instalacji, wymaga większej wiedzy technologicznej i szybkiego reagowania na zakłócenia procesu. Większość takich substratów obciążona jest dodatkowymi rygorami technologicznymi, np. ilość odpadów poubojowych czy tłuszczów posmażalniczych nie może przekraczać 4% objętości mieszaniny fermentacyjnej.

Największą grupą w tej kategorii są odpady rzeźne i z przetwórstwa mięsa, które podlegają szczególnym wymaganiom utylizacyjnym ze względu na obowiązujące Rozporządzenie (WE) Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1069/2009 z dnia 21 października 2009 r., ustanawiające przepisy sanitarne dotyczące produktów ubocznych pochodzenia zwierzęcego nie przeznaczonych do spożycia przez ludzi.

Wprowadziło ono konieczność stosowania różnych metod wstępnej obróbki termicznej wszystkich produktów ubocznych pochodzenia zwierzęcego nie przeznaczonych do spożycia przez ludzi. Przepisy o ochronie zdrowia i zwalczania chorób zakaźnych odzwierciedlających klasyfikują produkty uboczne pochodzenia zwierzęcego na trzy kategorie:

- **kategoria I** – zwierzęta zakażone lub podejrzane o zakażenie BSE, zwierzęta domowe, egzotyczne z cyrków i ogrodów zoologicznych, zwierzęta laboratoryjne; – **tylko do spalenia**
- **kategoria II** – zwłoki zwierząt gospodarskich, treść przewodu pokarmowego ssaków, osad zakładów przetwarzających materiał kategorii 2 i 3; – **wymóg sterylizacji przed dalszym wykorzystaniem**
- **kategoria III** – pozostałości od zwierząt uznanych za zdatne do spożycia, środki spożywcze pochodzenia zwierzęcego nie zagrażające zdrowiu zwierząt i ludzi, wycofane środki spożywcze pochodzenia zwierzęcego; **wymóg higienizacji przed dalszym wykorzystaniem**.

W przypadku wykorzystania produktów z kategorii II i III powstaje konieczność wprowadzenia do instalacji węzła stacji termicznej, w której wykonuje się obróbkę wstępną odpadów poubojowych polegającą na higienizacji lub sterylizacji. **Higienizacja** polega na przetrzymaniu substratu, który należy rozdrobnić do wielkości cząsteczek 12 mm, w temperaturze 70°C przez co najmniej 60 minut. Proces higienizacji jest automatycznie nadzorowany i dokumentowany za pomocą czujników zapelnienia, temperatury i ciśnienia w zbiorniku. Ponieważ temperatura masy substratu po higienizacji jest wyższa niż temperatura procesowa w zbiorniku fermentacyjnym, konieczne jest schłodzenie do temperatury roboczej fermentatora. Higienizacji można poddawać substraty pochodzenia komunalnego o wątpliwej lub złej jakości higienicznej, dzięki temu nie wprowadzimy do masy fermentacyjnej niebezpiecznych dla procesu mikroorganizmów.

Steryлизację przeprowadza się po rozdrobnieniu substratu do cząsteczek o wielkości 50 mm przez co najmniej 20 minut za pomocą pary o minimalnych parametrach 133°C i pod ciśnieniem 0,3 MPa. Po tym czasie substrat jest schładzany. Wymaga się zachowania reżimu przechowywania sterylizowanej masy nie dłużej niż przez 24 godziny. Jeśli w tym czasie substrat nie zostanie wykorzystany, proces sterylizacji należy wykonać ponownie.

2.2. ZASADY DOBORU SUBSTRATÓW DO INSTALACJI

Klasyczne technologie oparte na obróbce prostych substratów są stabilne i nie wykazują wahań parametrów procesu. Obserwujemy jednak ciągły wzrost zainteresowania technologiami zbiogazowywania substratów pochodzenia rolniczego łączonych z odpadami przemysłu spożywczego, które w wielu przypadkach wymagają stosowania szczegółowych analiz biogazodochodowości, gdyż niestabilny skład i parametry fizyko-chemiczne muszą być dostosowane do wymogów technologii. Cytując podręcznik Biogaz – produkcja i wykorzystanie. Institut für Energetik und Umwelt GmbH: ...*“w wielu instalacjach przy wyborze substratów niewiedza inwestora, jest przyczyną łamania elementarnych reguł obowiązujących w biotech-*

nologii. Reguły te należy znać i traktować poważnie, aby wykluczyć błędy w funkcjonowaniu instalacji...” oraz uzyskać maksymalną wydajność z dostępnych substratów.

Reguły stosowane przy komponowaniu mieszaniny fermentacyjnej z dostępnych substratów do instalacji biotechnologicznych to:

- właściwe dobranie substratów do możliwości technologicznych instalacji,
- właściwe populacje mikroorganizmów w komorach fermentacyjnych,
- stabilne warunki biologiczne, fizyczne i chemiczne w środowisku reakcji,
- stabilna jakość mieszaniny fermentacyjnej,
- stały nadzór nad parametrami strategicznymi.

Wyboru substratów dokonujemy wg zasady im prostsze wyposażenie techniczne instalacji biogazowej, tym prostsze substraty, im mniejsze zaangażowanie w obsługę biogazowni, tym mniej składników w mieszaninie fermentacyjnej. Najprostszy system zarówno pod względem budowy i wyposażenia, jak i pod względem obsługi to pojedyncza komora fermentacyjna do zbiogazowywania gnojowicy. Stosując do szacowania uzysku biogazu i zawartości w nim metanu średnie wartości z tabeli 2.2 oraz przyjmując wartość opałową biogazu i sprawność układu, otrzymamy możliwą do uzyskania ilość ok. 5280 kWh/rok energii z każdych 100 t surowej gnojowicy krów lub ok. 6880 kWh/rok z każdych 100 t gnojowicy świń, przerabianych w ciągu roku w komorze o pojemności czynnej ok. 6 m³. Pozwala to na zainstalowanie generatorów elektrycznych o mocach odpowiednio 0,6 kW i 0,78 kW. Dodawanie kolejnych substratów do mieszaniny fermentacyjnej powoduje

Tabela 2.1. Przykłady obliczeń parametrów procesu fermentacji

Parametr	Dane z analizy laboratoryjnej	Parametr	Na 100 t mieszaniny
Obciążenie suchą masą	gnojowica sm 7% śm kiszunka z kukurydzy sm 32% śm	12% sm w mieszaninie fermentacyjnej	$100: [12-7] + [12-32] = 4$ $4 \cdot 12 - 32 = 80 \text{ t gn}$ $4 \cdot 12 - 7 = 20 \text{ t kk}^{\wedge}$
Hydrauliczny czas retencji HRT	dostosować do rodzaju substratów	HRT 30	
Objętość czynna (robocza) komory fermentacyjnej	gęstość gnojowicy 1 kg dm ⁻³ gęstość kiszonki 0,5 kg dm ⁻³	10 m ³	$100 \text{ t} : 65 \text{ d} = 274 \text{ kg} \cdot \text{d}^{-1}$ $219,2 \text{ kg gn} : 1 \text{ kg dm}^{-3} +$ $+ 54,8 \text{ kg kk} : 0,5 \text{ kg dm}^{-3}$ $= 328,8 \text{ dm}^3$ $328,8 \text{ dm}^3 \cdot 30 \text{ hrt}$ $= 9864 \text{ dm}^3 = 10 \text{ m}^3$
Obciążenie objętościowe B_R	gnojowica smo 80% sm kiszunka z kukurydzy smo 94% sm zalecane $B_R = 0,5 \div 5 \text{ kg}$ $\text{smo m}^{-3} \text{d}^{-1}$	$B_R = 2,88$ $\text{kgsmo m}^{-3} \text{d}^{-1}$	$[(219,2 \text{ kg gn} \cdot 0,07) \cdot 0,8] +$ $+ (54,8 \text{ kg kk} \cdot 0,32 \cdot 0,94]$ $/ 10 \text{ m}^3 = 2,88 \text{ kgsmo m}^{-3} \text{d}^{-1}$

[^] Zamiana wartości danych nie jest błędem, lecz wynikiem krzyżowego obliczania stężenia śm – świeża masa, sm – sucha masa (podawana w procentach świeżej masy), smo – sucha masa organiczna (podawana w procentach suchej masy)

Źródło: Opracowanie własne

2. Kategorie i zasady doboru substratów do instalacji

Tabela 2.2. Parametry technologiczne wybranych substratów z podziałem na kategorie

Kategoria	Substraty	Sucha masa sm % sm	Sucha masa organiczna smo % sm	Wydajność biogazu Ndm ³ ·kg sm ⁻¹	Wydajność biogazu Ndm ³ ·kg smo ⁻¹	Udział metanu %	HRT dni
Nawozy naturalne – pozostałości po produkcji rolniczej							
Inokulujące	gnojowica krów	8–11	75–82	20–30	200–500	50–55	10–15
	gnojowica cieląt	10–13	80–84	20–25	220–560	50–57	15–20
	gnojowica świń	4–7	75–87	20–35	300–700	50–70	10–20
	gnojowica owcza	12–16	80–85	18–30	180–320	50–56	15–20
Adhezyjne	obornik krów	20–26	68–78	40–55	210–300	55–60	25–40
	obornik świń	20–25	75–80	55–65	270–450	55–60	25–40
	słoma	85–92	85–90	180–232	220–280	50–55	40–60
	plewy	86–89	90–93	420–548	500–656	50–54	40–60
Niebezpieczne	obornik kur	60–80	70–85	80–140	260–400	55–65	30–50
	pomiot suchy ^{iz}	80–86	65–70	200–230	230–385	50–53	20–25
	pomiot świeży ⁱ	30–32	63–80	70–90	240–450	57–70	20–25
Nieprzetworzone, pozostałości po produkcji rolniczej							
Zagęszczające	pestki z jabłek ⁱ	13–16	90–97	54–74	370–480	48–52	25–40
	łuska z cebuli ⁱ	23–65	80–92	50–58,5	420–450	42–50	30–60
	liście buraków cukrowych	19–22	73–80	10–32	55–700	48–50	15–20
	łęty ziemniaków	22–26	70–80	80–120	456–587	52–56	25–60
Nieprzetworzone, oprawy celowe							
Zagęszczające	kiszonka z kukurydzy	20–36	85–96	170–200	450–700	50–57	25–60
	kiszonka z żyta GPS	30–35	92–98	170–220	550–680	50–55	25–50
	kiszonka z buraków cukrowych z	19–22	94–97	145–180	720–780	46–52	20–40
	kiszonka z sorgo	18–22	90–95	108–145	520–590	50–54	25–50
Nieprzetworzone odpady przemysłu spożywczego							
Zwiększające wydajność	wytłok rzepakowy	80–85	80–89	600–710	850–920	60–68	25–60
	wycierka ziemniaczana	11–15	96–98	55–57	520–580	60–63	16–35
	sok ziemniaczany	4–6	92–95	6,5–15	180–390	55–60	14–25
	łupiny ziemniaków z	10–15	70–75	35–42	500–550	52–58	25–44
Przetworzone, odpady przemysłu spożywczego							
Zagęszczające zwiększające wydajność	tłuszcz posmażalniczy	93–96	80–87	800–830	880–1000	65–68	40–60
	melasa	80–90	85–90	280–340	360–500	70–75	20–40
	wywar zbożowy	6–8	82–95	30–50	430–700	52–65	14–25
	wysłodziny browarne	20–25	70–80	100–130	580–750	58–60	20–40
	gliceryna	50–85	90–92	500–750	1200–2200	55–70	7–14
	serwatka	4–6	86–90	15–22	420–600	48–54	10–20
Odpady komunalne							
Zwiększające wydajność trudne	zielenie miejska ⁱ	25–30	90–96	40–70	170–290	48–55	20–40
	odpady kuchenne	16–19	85–94	100–140	720–890	52–56	25–45
	osad ściekowy	5–8	65–75	12–30	200–560	50–56	12–20
	przetworzona żywność	12–40	80–95	34–65	120–670	50–65	15–50
Odpady utylizacyjne rezerwa kat II i III							
Niebezpieczne zwiększające wydajność	treść żołądkowa świni	12–15	72–88	20–60	60–80	55–60	15–25
	treść zwaczy	10–20	80–90	20–60	200–450	58–62	15–25
	flotat	5–24	80–95	35–280	900–1200	60–74	30–50
	tłuszcz z odtłuszczaczy ⁱ	2–70	75–93	11–450	200–700	60–72	30–60
	masa kostna ⁱ	60–75	50–56	100–150	320–530	55–62	30–50
	krew ⁱ	8–10	93–95	50–70	300–450	50–55	15–25

i – potencjalnie inhibicyjne, z – ziemia trudna do usunięcia.

Źródło: Biogaz – produkcja i wykorzystanie. 2005

konieczność rozbudowy instalacji i zwiększenia zakresu kontroli procesu. Np. najpopularniejsza mieszanina fermentacyjna: zbilansowane ilości gnojowicy krów i kiszonki z kukurydzy odpowiednio 80 t/rok i 20 t/rok co daje 20% obciążenie substratem stałym i 12% zawartość suchej masy w mieszaninie, pozwala uzyskać ok. 12 000 kWh/rok. Można wówczas zainstalować generator elektryczny o mocy ok. 1,4 kW. Wymaga jednak zwiększenia pojemności czynnej fermentatora do ok. 10 m³, zwiększenia HRT do 30, kontroli pH oraz wprowadzenia systemu mieszania i dozowania substratów. Przykładowe obliczanie parametrów procesu fermentacji takiej mieszaniny substratów przedstawiono w tab. 2.1. Proces fermentacji mieszaniny na bazie gnojowicy i kiszonki można prowadzić jeszcze w systemach biogazowni jednostopniowych, których podstawową zaletą jest stabilna produkcja biogazu oraz stosunkowo łatwy sposób kontroli procesu.

Substraty trudne, obciążone dużą zawartością tłuszczu czy potencjalnie inhibicyjne wymagają zawansowanych przemysłowo kontrolowanych technologii. Substraty o zmiennych parametrach, czy o ciągle zmieniającym się składzie np. odpady stołówkowe, frakcja organiczna z wysypisk śmieci czy przeterminowana żywność mogą być wartościowym składnikiem mieszaniny tylko w instalacjach podlegających stałemu nadzorowi biotechnologicznemu.

2.3. ZASADY KOMPONOWANIA MIESZANIN FERMENTACYJNYCH

Komponowanie mieszaniny fermentacyjnej wymaga szczegółowej wiedzy o każdym substracie i interakcjach pomiędzy nimi. Opiera się na kalkulacjach parametrów ważnych dla prawidłowego obciążenia ładunkiem materii organicznej, jak również bilansowaniu chemicznych parametrów procesu, które mogą zmieniać się w każdej kolejnej porcji dokarmiającej fermentator.

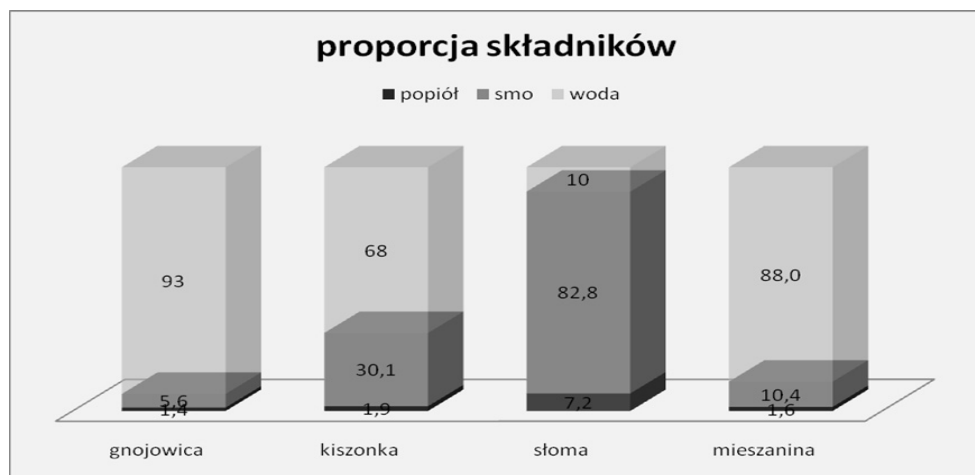
Każda mieszanina fermentacyjna musi spełniać podstawowe warunki:

- zawartość suchej masy w mieszaninie fermentacyjnej 12–15% w przypadku fermentacji 'mokrej', 16–40% dla fermentacji 'suchej'
- odczyn pH w zakresie 4,5–6,3 dla fazy hydrolizy i acidogenezy oraz 6,8–7,5 dla fazy metanogenezy
- stabilna pojemność buforowa
- bilans składników pokarmowych C:N:P:S w proporcji 600:15:5:1
- obecność cząstek adhezyjnych pozwalających tworzyć się skupiskom i koloniom bakterii
- skład mieszaniny nie powinien generować i kumulować inhibitorów.

Na rys. 2.1 przedstawiono przykład ilustrujący proporcję składników zawartych w 100 tonach wybranych podstawowych substratów oraz w 100 tonach mieszaniny powstałej ze zbilansowanej proporcji tych substratów. Do substratów, z których utworzono mieszaninę fermentacyjną w poprzednim przykładzie (gnojowica krów, zagęszczona kiszonką z kukurydzy) dołączono słomę pszenną, której zadaniem w projektowanej mieszaninie jest zwiększenie zawartości składników adhezyjnych tak, aby gęstość mieszaniny była korzystna dla rozwoju kolonii bakterii.

W celu zachowania 12% sm w utworzonej mieszaninie powinna składać się w 88% z gnojowicy krów, 8,5% kiszonki z kukurydzy i 3,5% słomy pszennej. Przeli-

czając jak w poprzednim przykładzie, przefermentowanie 100 t mieszaniny w ciągu roku pozwala ona na zainstalowanie generatora o mocy ok. 1,2 kW. Pozostałe parametry procesowe to: pojemność czynna fermentatora ok. 10 m³, HRT 30 oraz B_R 2,85 kg smo·m⁻³ d⁻¹.



Rys. 2.1. Proporcje poszczególnych składników w substratach i utworzonej z nich mieszaninie; źródło: opracowanie własne

2.4. LITERATURA

1. Biogaz – produkcja i wykorzystanie. Institut für Energetik und Umwelt, GmbH. 2005

3. METODY SZACOWANIA WYDAJNOŚCI SUBSTRATÓW I MIESZANIN FERMENTACYJNYCH

3.1. METODY PROJEKTOWANIA WYDAJNOŚCI

Wyróżniamy kilka możliwości projektowania wydajności instalacji biogazowych. Najczęściej spotykanym sposobem jest ocena dostępnych substratów pod kątem ich wydajności i zaprojektowanie na tej podstawie mocy instalacji. Jeżeli natomiast dysponujemy instalacją wyposażoną w agregaty o określonej mocy to możemy dobierać substraty o odpowiedniej wydajności, które zapewnią agregatom odpowiednią ilość paliwa.

Moc instalacji – pod pojęciem projektowania mocy instalacji rozumiemy kalkulację parametrów technologicznych fermentacji, której wynikiem jest określenie średniej i maksymalnej ilości możliwej do wyprodukowania energii elektrycznej i cieplnej. Ocenę parametrów technologicznych rozpoczynamy od określenia ilości i jakości substratów dostępnych w najbliższym otoczeniu wybranej lokalizacji. Dokonujemy wyboru odpowiednich proporcji substratów strategicznych, stałych, płynnych oraz zwiększających wydajność tak, aby spełniały warunki opisane w rozdziale 2.3. Należy pamiętać, aby ilości konieczne do zaspokojenia zapotrzebowania dobowego mieściły się w zakresie możliwości wytworzenia w wybranej lokalizacji, gdyż braki substratów wpływają na szybkie obniżenie wydajności instalacji. Na podstawie oceny wydajności zbilansowanej mieszaniny fermentacyjnej określamy średnie uzyski biogazu i zawartości metanu, co następnie daje nam wartość konieczną do obliczenia spodziewanej mocy instalacji oraz ilość i moc agregatów. Na przykład gmina lub gospodarstwo dysponuje 22.000 t gnojowicy świń o zawartości suchej masy 6% i zawartości suchej masy organicznej 86%, 6.000 t kiszonki z kukurydzy o zawartości sm 35% i smo 96%, oraz 3.000 t pulpy ziemniaczanej po krochmalni o zawartości sm 19% i smo 94%. Pozostawiamy ok. 15% rezerwy substratów strategicznych i przyjmujemy do szacowania 19.000 t gnojowicy, 5.200 t kiszonki i 3.000 t pulpy, co daje nam 27.200 t mieszaniny na rok. Zawartości suchej masy w mieszaninie wynosi ok. 13%, możemy pozostawić ją bez rozcieńczenia. Korzystając z wybranej metody szacowania uzysku określamy wydajność biogazu na poziomie ok. $1.870.000 \text{ m}^3 \cdot \text{rok}^{-1}$, oraz średni uzysk metanu ok. $130 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$, dla 8200 godzin pracy w roku i HRT 25. Taka wydajność procesu pozwala zainstalować agregat projektowy o mocy ok. 500 kW. Dla fermentacji tej mieszaniny wymagana jest pojemność robocza zbiornika fermentacyjnego ok. 2.000 m^3 , pojemność całkowita zbiornika fermentacyjnego przy zachowaniu 20% strefy buforowej ok. 2.400 m^3 , a minimalna pojemność zbiornika biogazu powinna wynosić ok. 700 m^3 .

Wydajność procesu – pod pojęciem projektowania wydajności procesu rozumiemy dostosowywanie ilości i parametrów technologicznych substratów tak, aby zapewnić stały uzysk biogazu i metanu na poziomie wymaganym do ciągłej pracy agregatów o mocy zainstalowanej w obsługiwanej instalacji biogazowej. Na przykład moc zainstalowanych agregatów to 0,7 MW energii elektrycznej. Aby ją osiągnąć proces musi wygenerować $172\text{--}178 \text{ m}^3 \text{CH}_4 \cdot \text{h}^{-1}$. Wybierając substraty

o wysokiej metanogeniczności możemy uzyskać biogaz o średniej zawartości ok. 60–65% metanu CH_4 . Tak więc mieszanina fermentacyjna powinna wygenerować 2.200.000–2.500.000 m^3 biogazu na rok. Jedną z możliwości jej składu jest: obornik bydlęcy w ilości 9.000 t w ciągu roku (sm 25% i smo 76%), kiszonka z żyta GPS w ilości 5.200 t w ciągu roku (sm 35% i smo 98%) oraz 22.000 t wywaru owocowego (sm 3% i smo 95%). Daje to 36.200 t mieszaniny na rok, wymagane parametry techniczne zbiornika fermentacyjnego to pojemność ok. 4.500 m^3 z możliwością magazynowania 900 m^3 biogazu.

Dostosowanie do utylizacji – projektowanie procesu pod kątem doboru substratów dopełniających mieszaninę fermentacyjną pozwalającą w sposób poprawny zbiogazować określoną ilość substratu trudnego lub niebezpiecznego. Przykładowo ubojnia przy fermie drobiu ma do zutylizowania 2.000 t odpadów poubojowych o parametrach sm 12% i smo 85%, wydajności biogazowej 42 $\text{Ndm}^3 \cdot \text{kg} \text{ sm}^{-1}$ i średniej zawartości metanu 60% CH_4 . Aby nie przekroczyć 4% ilości odpadów utylizacyjnych w mieszaninie musimy dodać 45.000 t mieszaniny bazowej, która może być skomponowana np. z 29.000 t gnojowicy i 16.000 t kiszonki z buraków cukrowych. Przy średnich parametrach substratów uzyskamy wydajność 3 280 000 m^3 biogazu w roku, co pozwala osiągnąć moc agregatu 0,83 MW. Potrzebujemy komory fermentacyjnej o pojemności 5.000 m^3 z możliwością magazynowania 900 m^3 biogazu.

Metody zwiększania wydajności – stały rozwój nowoczesnych technologii i wiedzy o procesie fermentacji pozwala w wielu przypadkach wzbogacić projektowane a nawet istniejące instalacje o dodatkowe elementy techniczne, których celem jest poprawa wydajności procesu lub stopnia zbiogazowania poszczególnych substratów. W nowoczesnych instalacjach stosuje się różnego rodzaju zestawy wstępnej obróbki substratów m.in. rozdrabnianie, homogenizacja, hydroliza termiczna, chemiczna, enzymatyczna lub ciśnieniowa, wstępna fermentacja substratów wysoko tłuszczowych, rozdzielanie faz procesu pomiędzy osobne komory fermentacyjne, w których odpowiednio dla grupy bakterii dobierane są parametry warunków środowisk. Przeciętnie szacuje się, że wydajność biogazową mieszaniny substratów, można zwiększyć ok. 20–50% odpowiednio dobierając innowacyjne techniki prowadzenia procesu fermentacji.

3.2. METODY SZACOWANIA WYDAJNOŚCI SUBSTRATÓW

3.2.1. Metoda tabelaryczna

Metoda tabelaryczna jest to metoda rachunkowa, która wykorzystuje parametry technologiczne poszczególnych substratów publikowane w postaci zbioru wartości. Często są to dane analityczne uzyskiwane doświadczalnie. Metoda ta pozwala na wyliczenie orientacyjnej mocy planowanej instalacji, określenie wstępnych parametrów instalacji i technologii. Uznaje się ją za szybką i wystarczająco dokładną do wykonania studium wykonalności inwestycji.

Korzystając z tabeli 2.2, w której dla poszczególnych substratów podano zakres wydajności biogazowej i zawartość w niej metanu, obliczmy minimalną i maksymalną wydajność biogazu dla wybranych substratów:

- obliczamy roczny uzysk biogazu z przewidzianej ilości każdego substratu: ilość substratu [$\text{t} \cdot \text{rok}^{-1}$] $\cdot$ wydajność biogazu z 1 t świeżej masy tego substratu, pamiętając, że $\text{dm}^3 \cdot \text{kg}^{-1} = \text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$,
- obliczamy ilość metanu w biogazie uzyskanym z każdego substratu: (uzysk biogazu z substratu [$\text{m}^3 \cdot \text{rok}^{-1}$] $\cdot$ zawartość metanu [%])/100 [$\text{m}^3 \text{CH}_4 \cdot \text{rok}^{-1}$],
- obliczamy roczny uzysk biogazu z przewidzianej mieszaniny substratów: suma uzysku biogazu ze wszystkich przewidzianych substratów [$\text{m}^3 \cdot \text{rok}^{-1}$],
- obliczamy roczny uzysk metanu z mieszaniny substratów: suma uzyskanej ilości metanu z każdego substratu [$\text{m}^3 \text{CH}_4 \cdot \text{rok}^{-1}$],
- obliczamy średni uzysk metanu na godzinę: roczny uzysk metanu/ilość godzin pracy instalacji w roku [$\text{m}^3 \text{CH}_4 \cdot \text{rok}^{-1}$],
- obliczamy teoretyczną moc prądnicy układu kogeneracyjnego: wartość opałowa metanu $\cdot$ średni uzysk metanu $\cdot$ (sprawność elektryczna układu/100) [kW].

Dla przykładu wykonajmy szacowanie teoretycznej mocy instalacji opartej na 12 t kiszonki z kukurydzy i 88 t gnojowicy bydlęcej dostępnej w roku. W tabeli 3.1 przedstawiono wyniki kolejno wykonanych obliczeń włącznie do punktu d. Dalej obliczamy (e) średni uzysk metanu na godzinę, w naszym przypadku zawiera się on w granicach $0,22\text{--}0,36 \text{ m}^3 \text{CH}_4 \cdot \text{h}^{-1}$. W kolejnym kroku (f) obliczamy teoretyczną moc prądnicy elektrycznej, zakładając wartość opałową metanu $9,97 \text{ kWh} \cdot \text{Nm}^{-3}$ i sprawność układu elektrycznego 40%, która dla naszego przypadku wynosi $0,88 \pm 1,44 \text{ kW}$. Im lepsza jakość zastosowanych substratów, tym większa pewność uzyskania wyższej sprawności fermentacji, a tym samym zbliżenia się do górnych wartości oszacowanych przedziałów.

Tabela 3.1 Wyniki kolejnych obliczeń uzysku biogazu

	Przewidywana ilość substratu	a) Uzysk biogazu [$\text{m}^3 \cdot \text{r}^{-1}$]		b) Uzysk metanu [$\text{m}^3 \text{CH}_4 \cdot \text{r}^{-1}$]	
		od	do	od	do
Gnojowica bydlęca	$88 \text{ t} \cdot \text{r}^{-1}$	a) $88 \cdot 20 =$ 1760	a) $88 \cdot 30 =$ 2640	b) $(1760 \cdot 50):$ $100 =$ 880	b) $(2640 \cdot 55):$ $100 =$ 1450
Kiszona z kukurydzy	$12 \text{ t} \cdot \text{r}^{-1}$	a) $12 \cdot 170 =$ 2040	a) $12 \cdot 200 =$ 2400	b) $(2040 \cdot 50):$ $100 =$ 1020	b) $(2400 \cdot 50):$ $100 =$ 1680
Mieszanina	$100 \text{ t} \cdot \text{r}^{-1}$	c) 3800	c) 5040	d) 1900	d) 3132

Źródło: opracowanie własne.

3.2.2. Metoda Baserga

Metoda ta zakłada, że procesy fermentacji w komorze fermentacyjnej i żołądku bydła są bardzo podobne, i dzięki temu można z pewnym przybliżeniem szacować ilość uwalnianego biogazu na podstawie analizy strawności związków pokarmowych zawartych w paszach.

Teoretyczny uzysk biogazu oblicza się na podstawie składu związków pokarmowych w poszczególnych substratach. Potrzebne do tego parametry możemy

uzyskana na dwa sposoby: w przypadku substratów będących paszami dla zwierząt, możemy odczytać potrzebne dane z tabel wartości pokarmowych pasz (tzw. wskaźniki DLG); w przypadku innych substratów np. gnojowicy czy odpadów po-ubojowych należy w odpowiednim laboratorium zlecić analizę zawartości:

- przyswajalnego białka (B),
- przyswajalnego tłuszczu (T),
- włókna surowego (W),
- popiołu (P),
- bezazotowych substancji wyciągowych (S), oraz ich strawności

Do każdego z tych związków możemy przypisać charakterystyczne wydajności biogazu, oraz zawartość metanu, wynikające z różnych ilości cząsteczek węgla tworzącego te związki.

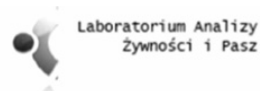
Korzystając z arkusza wyników rys. 3.1, obliczamy kolejne wartości:

zawartość suchej masy organicznej: $(1000 - \text{popiół surowy})/10$ [%],

- a) zawartość białka przyswajalnego: $((\text{białko surowe} \cdot \text{strawność białka})/1000) \cdot (\text{zawartość suchej masy organicznej})/100$ [kg·kg smo⁻¹],
- b) zawartość tłuszczu przyswajalnego: $[(\text{tłuszcz surowy} \cdot \text{strawność tłuszczu})/1000] \cdot (\text{zawartość suchej masy organicznej})/100$ [kg·kg smo⁻¹],
- c) zawartość węglowodanów przyswajalnych: $[(\text{włókno surowe} \cdot \text{strawność włókna}) + (\text{bezazotowe subs. wyciąg.} \cdot \text{strawność bsw})/1000] \cdot (\text{zawartość suchej masy organicznej})/100$ [kg·kg smo⁻¹]
- d) korzystając z wartości szacunkowego uzysku biogazu i zawartości metanu wg strawności związków wielkocząsteczkowych, zebranych w tab. 3.2, obliczamy:
 - e) spodziewany uzysk biogazu z białka: zawartość białka przyswajalnego · uzysk biogazu z białka z tab. 3.2 [dm³·kg smo⁻¹],
 - f) spodziewany uzysk biogazu z tłuszczu: zawartość tłuszczu przyswajalnego · uzysk biogazu z tłuszczu z tab. 3.2 [dm³·kg smo⁻¹],
 - g) spodziewany uzysk biogazu z węglowodanów: zawartość węglowodanów przyswajalnych · uzysk biogazu z węglowodanów przyswajalnych z tab. 3.2 [dm³·kg smo⁻¹],
 - h) sumujemy uzyskane wyniki uzysku biogazu, [dm³·kg smo⁻¹],
 - i) spodziewaną zawartość metanu z białka: zawartość białka przyswajalnego · zawartość metanu z białka z tab. 3.2 [dm³·kg smo⁻¹],
 - j) spodziewaną zawartość metanu z tłuszczu: zawartość tłuszczu przyswajalnego · zawartość metanu z tłuszczu z tab. 3.2 [dm³·kg smo⁻¹],
 - k) spodziewaną zawartość metanu z węglowodanów: zawartość węglowodanów przyswajalnych · zawartość metanu z węglowodanów przyswajalnych z tab. 3.2 [dm³·kg smo⁻¹],
 - l) sumujemy uzyskane wyniki zawartości metanu,
 - m) obliczamy procentowy udział metanu w biogazie: $(\text{zawartość metanu} \cdot 100)/\text{uzysk biogazu}$ [% CH₄].

Wynik przeprowadzanych obliczeń przedstawiono w tabeli 3.3. Otrzymaliśmy szacunkową, maksymalną wydajność przebadanej kiszonki z kukurydzy na poziomie 158 litrów biogazu z 1 kg świeżej masy oraz wydajność przebadanej gnojowicy

3. Metody szacowania wydajności substratów i mieszanin fermentacyjnych



Data dostarczenia próbki 12.07.2009r.
Data wykonania analizy 13-15.07.2009r.
Data raportowania 20.07.2009r.

Próbki materiału badawczego oznaczono z symbolem:

Kiszonka z kukurydzy – KK/064; Gnojowica bydlęca –GB/065

Wyniki uzyskane:

	SUCHA MASA SM	POPIÓŁ SUROWY	BIĄKO SUROWE	STRAWNOŚĆ BIAŁKA	TŁUSZCZ SUROWY	STRAWNOŚĆ TŁUSZCZU	WŁÓKNO SUROWE	STRAWNOŚĆ WŁÓKNA	BEZAZOTOWE WYCIĄGOWE	STRAWNOŚĆ BSW
próbka	% śm	g/kg śm	g/kg śm	%	g/kg śm	%	g/kg śm	%	g/kg śm	%
KK/064	32	50	96	54	43	82	187	61	634	74
GB/065	9,5	175	21	52	31	23	312	53	521	65

Rys. 3.1. Przykładowy wynik analizy laboratoryjnej próbek kiszonki i gnojowicy;
źródło: badania własne

Tabela 3.2. Szacunkowy uzysk biogazu i zawartości metanu wg strawności związków wielkocząsteczkowych

	Uzysk biogazu [dm ³ ·kgsmo ⁻¹]	Zawartość metanu [% vol]
Przyswajalne białko (B)	600–700	70–75
Przyswajalny tłuszcz (T)	1.000–1.250	68–73
Przyswajalne węglowodany (W+S)	700–800	50–55

Źródło: Biogaz – produkcja i wykorzystanie. 2005

bydlęcej na poziomie 27 litrów z 1 kg świeżej masy. Aby obliczyć wydajność instalacji bazującej na 12 t kiszonki z kukurydzy i 88 t gnojowicy bydlęcej na rok, mnożymy uzysk biogazu z poszczególnych substratów przez ich ilość. Otrzymamy 1 896 m³·r⁻¹, biogazu z kiszonki z kukurydzy i 2376 m³·r⁻¹ biogazu z gnojowicy, co daje łącznie 4 272 m³ biogazu w roku. Maksymalna szacowana zawartość metanu 56,6% pozwala uzyskać zainstalować prądnicę o mocy ok 1,1 kW.

Podstawową wadą tej metody jest potwierdzony fakt, że metody analizy strawności związków wielkocząsteczkowych nie zawsze pokrywają się z rzeczywistym stopniem ich rozkładu w procesie fermentacji. W czasie fermentacji nie dochodzi do 100% rozkładu substancji organicznych, szczególnie, kiedy zastosowany HRT jest niski. Metoda obliczeniowa nie uwzględnia również wpływu parametrów technologicznych procesu, które skutkują zmianami wydajności lub zawartości metanu w biogazie, m.in. temperatura procesu, czas przebywania porcji w fermentatorze, pH, obciążenie suchą masą organiczną.

Tabela. 3.3. Wyniki przeprowadzanych obliczeń dla przykładowej kalkulacji dla kisonki z kukurydzy ozn. KK/064

Sucha masa	Popiół surowy	Białko surowe	Strawność białka	Tłuszcz surowy	Strawność tłuszczu	Włókno surowe	Strawność włókna	Bez wyciągowe	Strawność
% śm	g·kg ⁻¹ sm ⁻¹	g·kg ⁻¹ sm ⁻¹	%	g·kg ⁻¹ sm ⁻¹	%	g·kg ⁻¹ sm ⁻¹	%	g·kg ⁻¹ sm ⁻¹	%
32	50	96	54	43	82	187	61	634	74
Sucha masa organiczna smo	Węglowodany przyswajalne $((187 \cdot 61\%) + (634 \cdot 74\%)) / 1000 = 0,583 \text{ kg} \cdot \text{kg} \text{ smo}^{-1}$ 0,583·95%= 0,554 kg·kg sm ⁻¹								
a) (1000–50)/10 = 95%sm	tłuszcz przyswajalny $(43 \cdot 82\%) / 1000 = 0,0353 \text{ kg} \cdot \text{kgsm}^{-1}$ 0,0353 kg·kgsm ⁻¹								
Zawartość składnika w 1 kg smo	b) 0,0518·95% = 0,0492 kg·kg sm ⁻¹								
Uzysk biogazu	e) 0,0492·700 = 34,47 dm ³ ·kg smo ⁻¹								
Uzysk metanu	i) 34,47·75% = 25,68 dm ³ ·kg smo ⁻¹								
				f) 0,0353·1250 = 41,87 dm ³ ·kg smo ⁻¹		g) 0,554·800 = 443,25 dm ³ ·kg smo ⁻¹	h) suma = 519,60 dm ³ ·kg smo ⁻¹	157,96 dm ³ ·kg smo ⁻¹	
				j) 41,87·73% = 30,57 dm ³ ·kg smo ⁻¹		k) 443,25·55% = 243,79 dm ³ ·kg smo ⁻¹	l) suma = 300,21 dm ³ ·kg smo ⁻¹	m) 57,8% CH ₄	

Dla gnojowicy bydlęcej ozn. GB/065

Sucha masa	Popiół surowy	Białko surowe	Strawność białka	Tłuszcz surowy	Strawność tłuszczu	Włókno surowe	Strawność włókna	Bez wyciągowe	Strawność
% śm	g·kg ⁻¹ sm ⁻¹	g·kg ⁻¹ sm ⁻¹	%	g·kg ⁻¹ sm ⁻¹	%	g·kg ⁻¹ sm ⁻¹	%	g·kg ⁻¹ sm ⁻¹	%
9,5	175	21	52	31	23	312	53	521	65
Sucha masa organiczna smo	Białko przyswajalne $(21 \cdot 52\%) / 1000 = 0,0109$ kg·kg sm ⁻¹								
a) (1000–175)/10 = 82,5%sm	Tłuszcz przyswajalny $(31 \cdot 23\%) / 1000 = 0,0071$ kg·kg sm ⁻¹								
Zawartość składnika w 1 kg smo	b) 0,0109·82,5% = 0,009 kg·kg sm ⁻¹								
Uzysk biogazu	e) 0,009·700 = 6,31 dm ³ ·kg smo ⁻¹								
Uzysk metanu	i) 6,31·75% = 3,78 dm ³ ·kg smo ⁻¹								
				c) 0,0071·82,5% = 0,0059 kg·kg sm ⁻¹		d) 0,504·82,5% = 0,416 kg·kgsm ⁻¹			
				f) 0,0059·1250 = 7,35 dm ³ ·kg smo ⁻¹		g) 0,416·800 = 332,65 dm ³ ·kg smo ⁻¹	h) suma = 346,31 dm ³ ·kg smo ⁻¹	27,14 dm ³ ·kg smo ⁻¹	
				j) 7,35·73% = 5,37 dm ³ ·kg smo ⁻¹		k) 332,65·55 = 182,96 dm ³ ·kg smo ⁻¹	l) suma = 193,05 dm ³ ·kg smo ⁻¹	m) 55,7% CH ₄	

Źródło: obliczenia własne na podstawie Biogaz – produkcja i wykorzystanie. 2005.

Przyjmuje się, że jest to szybka metoda analityczna (badanie trwa ok. 3–5 dni), pozwalająca uzyskać zgrubny wynik dla próbki własnego substratu. Może służyć wstępnemu szacowaniu wydajności mieszaniny i orientacyjnemu szacowaniu mocy instalacji. Większość specjalistów uznaje, że nie nadaje się ona do kalkulacji technologicznych ani ekonomicznych.

3.2.3. Metoda oceny biogazodochodowości substratu

Metoda oceny biogazodochodowości substratu jest laboratoryjną metodą oceny wydajności produkcji biogazu i metanu z próbki dostarczonego substratu. Wykonywana jest według normy DIN 38 414 cz. 8: 1985. „Niemiecka znormalizowana metoda badań wody, ścieków i osadów. Osady i sedymenty (grupa S). Określanie charakterystyki fermentacji (S 8)”.

Laboratoryjna ocena wydajności uzysku biogazu prowadzona jest tylko w wyspecjalizowanych laboratoriach biotechnologicznych, gdyż wymaga odpowiedniego wyposażenia i specjalistycznej wiedzy. Polega na prowadzeniu fermentacji próbki badanej, zaszczepionej mieszaniną zawierającą odpowiednią ilość mikroorganizmów właściwych dla przeprowadzenia beztlenowej fermentacji metanowej. Badanie może być prowadzone w warunkach psychro- termo- lub mezofilnych aż do ustania aktywności biogazowej (średnio ok. 4–9 tygodni). W trakcie trwania proce-



INSTYTUT
TECHNOLOGICZNO-PRZYRODNICZY
w Falentach, Oddział w Poznaniu

Akredytowane Laboratorium Badawcze Bezpieczeństwa Maszyn do Produkcji Zwierzęcej
ul. Biskupińska 67, 60-463 Poznań
tel. 61 820 33 31, fax. 61 820 83 81



AB 116

nr. ZPE 03/11/Bw

Wyniki oceny biogazodochodowości materiału organicznego

Poznań, dn. 02.03.11

ZLECENIODAWCA:

Nr umowy

Nr um LBMPZ 03/11

Materiał

KIEZONKA Z KUKURYDZY

Oznaczenia próbki

Kk/10/09

Analizy:

STANDARD SPFM

Data dostarczenia próbki

03/11/Bw

Przechowywano

NIE ZLECONO

Warunki chłodnicze

Obróbka wstępna

NIE ZLECONO

19.01.2011

CHARAKTERYSTYKA MATERIAŁU:

dostarczony prawidłowo: materiał organiczny stały, silnie rozdrobniony, konsystencja jednorodna, kolor oliwkowo-żółty, zapach intensywny właściwy, bez oznak butwienia, bez ognisk pleśni.

Wyniki oceny podstawowej substratu

PRÓBKA	pH – H ₂ O	SUCHA MASA (sm)	WILGOTNOŚĆ	SUCHA MASA ORGANICZNA (smo)	POPIÓŁ	TEMPERATURA PRZYJM
KK/10/09	4,14±0,08 temp. komp. 20,6	23,36 % sm ± 0,47	76,64 % sm ± 1,53	97,09 % sm ± 2,91	2,91 % sm ± 0,09	27,5 °C

Wyniki oceny biogazodochodowości substratu

pH-H ₂ O początkowe mieszaniny	7,16±0,15 TEMP. KOMP. 33,7 °C	OBCIĄŻENIE MIEZANINY FERMENTACYJNEJ SUCHĄ MASĄ	1,46 % sm 52,05 % sm
Uzysk biogazu SPFM *Nl kg smo ⁻¹ OCHŁ. LDC:	595,15±89,3 7,45	SUCHĄ MASĄ ORGANICZNĄ	7 tyg
pH-H ₂ O końcowe mieszaniny	6,68±0,13 TEMP. KOMP. 33,3 °C	OBCIĄŻENIE MIEZANINY POFERMENTACYJNEJ SUCHĄ MASĄ	1,05 % sm 41,2 % sm

ZAWARTOŚĆ METANU CH₄

64,88%

ZAWARTOŚĆ DWUTLENKU WĘGLA CO₂

33,10%

ZAWARTOŚĆ AMONIAKU NH₃

16,6 mg/m³

ZAWARTOŚĆ SIARKOWODORU H₂S

172 ppm

uzytek sumowany

*Jednostka uzysku Nl kg smo⁻¹ jest znormalizowanym litrem biogazu uzyskanego z 1 kg suchej masy organicznej badanej próbki i odnosi się do zawartości suchej masy i suchej masy organicznej ocenianej analitycznie przed rozpoczęciem badania. Temperatura normalizacji 0,0 °C, ciśnienie normalizacji 1013,25 hPa.

Strona 1 z 1

Rys. 3.2. Przykład opracowanych wyników badania pojedynczego substratu;
źródło: badania własne

su prowadzonego w termostatowanych zestawach eudiometrycznych, oceniana jest dobową produkcją biogazu, zawartości metanu, dwutlenku węgla oraz innych gazów tworzących biogaz.

Podstawowym wynikiem badania biogazodochodowości substratu dostarczonego do laboratorium jest objętość biogazu uzyskana z rzeczywistego substratu. Wynik podawany jest w $\text{Ndm}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$ świeżej masy lub suchej masy organicznej materiału badanego, obliczany jest na podstawie:

- uzyskanej objętości gazu netto z próbki
- ilości próbki w mieszaninie fermentacyjnej
- zawartości suchej masy w próbce
- zawartości suchej masy organicznej w suchej masie.

Największą zaletą tej metody jest fakt, że otrzymujemy rzetelny wynik odnoszący się do rzeczywistego materiału, który chcemy zbiogazowywać w projektowanej instalacji. Jest to szczególnie ważne w przypadku substratów o nie znanych parametrach technologicznych, odpadów poprodukcyjnych i odpadów rzeźnych. Metoda ta służy również do precyzyjnego badania wpływu inhibicji na przebieg procesu fermentacji. Dzięki zastosowaniu fermentacji w szeregu rozcieńczeń możemy ocenić bezpieczną dla procesu ilość substratów nie bezpiecznych i hamujących. Uzyskamy również informacje o rzeczywistej zawartości suchej masy, suchej masy organicznej, zarówno w mieszaninie fermentacyjnej jak i w masie pofermentacyjnej.

3.3. METODA OCENY BIOGAZODOCHODOWOŚCI MIESZANINY

Metoda dynamiczna jest laboratoryjną oceną wydajności biogazowej substratów lub mieszanin fermentacyjnych prowadzona w skali półtechnicznej w automatycznych, termostatowanych minibiogazowniach. Objętość komory fermentacyjnej powyżej 100 dm^3 pozwala prowadzić symulację procesy fermentacji zachowaniem parametrów technologicznych przewidzianych dla projektowanej instalacji. Zespół analityków dokonuje optymalizacji składu mieszaniny z dostarczonych przez zleciennodawcę substratów, wybiera sposób wstępnej obróbki proporcje i sposób mieszania wstępnego. Komora fermentacyjna dokarmiana jest w sposób ciągły wg wybranego systemu dozowania substratów. Przy wybranej temperaturze, pH, HRT, B_R oceniane są dobowe uzyski biogazu, zawartości poszczególnych gazów, alkaliczny potencjał buforowy mieszaniny, sm i smo masy opuszczającej komorę fermentacyjną.

Ten rodzaj analizy w pełni obrazuje wydajność dostępnych substratów, pozwala ocenić przebieg procesu w projektowanych warunkach technicznych i technologicznych. Przed przystąpieniem do realizacji inwestycji uzyskamy potwierdzenie założeń projektowych, lub ocenimy możliwe błędy w czasie, kiedy będą jeszcze możliwe do usunięcia.

Wykorzystanie wyżej opisanych możliwości analitycznych laboratoriów biotechnologicznych do oceny pracujących instalacji biogazowych odbywa się na dwa sposoby. Laboratorium wykonuje ocenę wydajności pracujących mieszanin fermentacyjnych metodą statycznej próby fermentacji lub dynamicznej symulacji pro-

cesu. Dzięki uzyskanym wynikom dokonujemy oceny zastosowanej technologii procesu, określamy błędy technologiczne i znajdujemy sposoby zwiększenia efektywności pracy biogazowni. Ta metoda oceny pozwala również przeprowadzić analizę stopnia odfermentowania mieszaniny usuwanej z komór fermentacyjnych.

3.4. LITERATURA

1. Biogaz – produkcja i wykorzystanie. Institut für Energetik und Umwelt, GmbH. 2005

4. PRZYKŁADOWE ROZWIĄZANIA BIOGAZOWNI

Wiadomości zamieszczone w poprzednich rozdziałach są podstawą tworzenia projektów technologicznych biogazowni. Należy jednak pamiętać, że każda instalacja jest indywidualnym projektem dostosowanym do lokalnych potrzeb i możliwości. Przedstawione sposoby szacowania wydajności procesu i na jego podstawie mocy instalacji są tylko pomocą w teoretycznym określaniu technologii. Rzeczywista ocena pracy zastosowanych rozwiązań jest możliwa dopiero po zakończeniu procesu dochodzenia do maksymalnej mocy. To czy osiągniemy projektowaną wydajność zależy od sposobu prowadzenia rozruchu technologicznego, codziennego zaangażowania, dbałości o przestrzeganie rutynowych procedur, oraz szybkiej i właściwej reakcji na niepokojące odstępstwa od przewidzianych zakresów parametrów technologicznych.

Prezentujemy trzy przykładowe arkusze kalkulacji biogazodochodowości dostępnych substratów oraz parametry techniczne i technologiczne instalacji projektowanej na podstawie uzyskanych wartości. Najmniejsza biogazownia o mocy zainstalowanej prądnicy 10 kW opracowana jest na bazie podstawowych surowców rolniczych. Średnia biogazownia o mocy zainstalowanej prądnicy 50 kW do produkcji biogazu wykorzystuje substraty rolnicze wzbogacone wysoko wydajnymi odpadami browarnymi. Jako ostatnią przedstawiono biogazownię utylizacyjną zaprojektowaną na moc prądnicy ok. 150 kW, w której można utylizować odpady rzeżne. W ostatnim projekcie należy zastosować system higienizacji i rozdrabniania odpadów mięsnych o wydajności 0,9 t na dobę.

Zamieszczone tabele przedstawiają kalkulacje dotyczące rodzaju substratów i uzysku biogazu dla trzech typów biogazowni. Należy rozpatrzyć także warunki, jakie musi spełnić dane gospodarstwo rodzinne, aby móc zbudować i eksploatować biogazownię o wybranej mocy. Posłużymy się przykładowym gospodarstwem rolnym zajmującym się hodowlą bydła mlecznego, które byłoby w stanie zapewnić funkcjonowanie biogazowni o mocy 10 kW.

Opisana w tabeli biogazownia 10 kW w ciągu roku wymaga dostarczenia 520 t gnojowicy, 138 t kiszonki z kukurydzy oraz 1 t słomy pszennej, która stanowi jedynie dodatek do substratów głównych. Załóżmy, że przykładowe gospodarstwo rodzinne ma 30 ha i posiada 40 szt. bydła o następującym zróżnicowaniu:

– Krowy mleczne	20 szt.
– Jałówki cielne	9 szt.
– Jałówki po 1 roku życia	4 szt.
– Jałówki od 0,5 do 1 roku życia	3 szt.
– Cielęta	4 szt.

Przy hodowli bydła mlecznego w systemie rusztowym taka ilość bydła powinna pozwolić na uzyskanie gnojowicy w ilości 520 t w ciągu roku.

Zakładamy także, że na posiadanych 30 ha ziemi producent rolny będzie miał:

- 14 ha łąk i pastwisk
- 16 ha gruntów ornych

Arkusz ewaluacji biogazodochodowości substratów dla biogazowni rolniczej (10 kW)

substraty w dyspozycji	gnojowica bydłęca	kiszonka z kukurydzy	słoma pszenna	wynik dla mieszanki	spodziewana moc elektryczna układu kogeneracyjnego	woda
sm [%] śm	8,00	35,00	90,20	0,00	10,06 kW	
smo [%] sm	75,00	95,00	91,80	0,00	0,00 %	
ilość substratu [t·rok ⁻¹]	520,00	138,00	1,00	0,00	0,00 %	
dzienna porcja [t·d ⁻¹] dla pracy ciągłej	1,425	0,378	0,003	0,00	obciążenie mieszanki sm	konieczność zaagregowania mieszanki fermentacyjnej
obciążenie substratem [%·śm]	78,91	20,94	0,15	0,00	13,78 % śm	
uzytek biogazu [m ³ ·śm ⁻¹]	20,00	200,00	232,00	0,00	średnia wydajność pracy biogazowni	
uzytek biogazu [m ³ ·rok ⁻¹]	10 400,0	27 600,0	232,0	0,0	średnia zawartość CH ₄ w biogazie z mieszanki	
zawartość CH ₄ [%]	52,00	60,00	58,00	0,00	4,36 m ³ ·h ⁻¹	97,68 t·rok ⁻¹
m ³ CH ₄ ·śm ⁻¹	10,40	120,00	134,56	0,00	57,81 %	
m ³ CH ₄ z substratu	5 408,00	16 560,00	134,56	0,00	średni użytek CH ₄	
kWh energii elektrycznej z 1 śm	46,00	460,00	533,60	0,00	2,52 m ³ ·h ⁻¹	
kWh z substratu	23 920,00	63 480,00	533,60	0,00	60,55 m ³ ·d ⁻¹	0,3 12,00 % śm
parametry technologiczne	łącznie pojemność komory ferment. robocza całkowita			96,4 m ³ 115,7 m ³	łącznie pojemność komory fermentacyjnej robocza z wodą całkowita z wodą	
zakładana ilość godzin w roku	8200 h·r ⁻¹			64,3 m ³	194,1 m ³ 232,9 m ³	
moc elektryczna układu kogeneracyjnego	10,06 kW					
produkcja energii elektrycznej brutto	82 510,2 kWh					560,15 m ³ ·rok ⁻¹ 1,53 m ³ ·d ⁻¹
zuzycie energii elektrycznej na własne potrzeby	20,00 %		energia ze spalin	66 008,13 kWh	ilość masy pofermentacyjnej	
sprawność fermentacji	85 %					
wartość opalowa metanu	9,87 kWh·Nm ⁻³					
moc zainstalowanego zestawu	10,06 kW		0,01		minimalna	13,1 m ³
sprawność elektryczna	40 %				pojemność zbiornika biogazu	52,4 m ³
średni czas aktywności hydraulicznej	45 HRT		obciążenie objętościowe B _a	1,28 kgsmo·d ⁻¹ ·m ⁻³	średnia	

4. Przykładowe rozwiązania biogazowni

Arkusz ewaluacji biogazodochodowości substratów dla biogazowni rolniczej (50 kW)

substraty w dyspozycji	gnojowica świn	kiszka z żyta GPS	wywar zbożowy	wysłodziny browarne	wynik dla mieszanki	spodziewana moc elektryczna układu kogeneracyjnego	woda
sm [%] śm	7,00	35,00	6,00	25,00	0,00	50,09 kW	
smo [%] sm	86,00	98,00	83,00	80,00	0,00	0,00 %	
ilość substratu [t·rok ⁻¹]	1 100,00	320,00	860,00	260,00	0,00	0,00 %	
dzienna porcja [t·d ⁻¹] dla pracy ciągłej	3,014	0,877	2,356	0,712	0,00	0,00 %	
obciążenie substratem [%śm]	43,31	12,60	33,86	10,24	0,00	12,03 % sm	konieczność zaagregowania mieszanki fermentacyjnej
uzytek biogazu [m ³ ·tśm ⁻¹]	35,00	220,00	50,00	105,00	0,00	średnia wydajność pracy biogazowni	
uzytek biogazu [m ³ ·rok ⁻¹]	38 500,0	70 400,0	43 000,0	27 300,0	0,0	20,46 m ³ ·h ⁻¹	
zawartość CH ₄ [%]	65,00	57,00	65,00	62,00	0,00	średnia zawartość CH ₄ w biogazie z mieszanki	
m ³ CH ₄ ·tśm ⁻¹	22,75	125,40	32,50	65,10	0,00	61,40 %	
m ³ CH ₄ z substratu	25 025,00	40 128,00	27 950,00	16 926,00	0,00	średni uzysk CH ₄	łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³
kWh energii elektrycznej z 1 śm	80,50	506,00	115,00	241,50	0,00	12,56 m ³ ·h ⁻¹	
kWh z substratu	88 550,00	161 920,00	98 900,00	62 790,00	0,00	301,45 m ³ ·d ⁻¹	
parametry technologiczne	łącznie: 329,2 m ³ 329,2 m ³ 395,0 m ³				412 160,00	łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
zakładana ilość godzin w roku	8200 h·rok ⁻¹	łącznie: 329,2 m ³ 329,2 m ³ 395,0 m ³				łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
moc elektryczna układu kogeneracyjnego	50,09 kW	łącznie: 329,2 m ³ 329,2 m ³ 395,0 m ³				łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
produkcja energii elektrycznej brutto	410 744,8 kWh	łącznie: 329,2 m ³ 329,2 m ³ 395,0 m ³				łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
zużycie energii elektrycznej na własne potrzeby	20,00 %	łącznie: 329,2 m ³ 329,2 m ³ 395,0 m ³				łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
sprawność fermentacji	85 %	łącznie: 329,2 m ³ 329,2 m ³ 395,0 m ³				łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
wartość opalowa metanu	9,97 kWh·Nm ⁻³	łącznie: 329,2 m ³ 329,2 m ³ 395,0 m ³				łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
moc zainstalowanego zestawu	50,09 kW	łącznie: 329,2 m ³ 329,2 m ³ 395,0 m ³				łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
sprawność elektryczna	40 %	łącznie: 329,2 m ³ 329,2 m ³ 395,0 m ³				łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
średni czas aktywności hydraulicznej	40 HRT	łącznie: 329,2 m ³ 329,2 m ³ 395,0 m ³				łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
obciążenie objętościowe B _R					1,98 kgsmo·d ⁻¹ ·m ⁻³	łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
ilość masy pofermentacyjnej					2159 m ³ ·rok ⁻¹ 5,92 m ³ ·d ⁻¹	łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
minimalna					61,4 m ³	łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
pojemność zbiornika biogazu					245,5 m ³	łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	
średnia						łącznie: 335,8 m ³ 335,8 m ³ 403,0 m ³	

Arkusz ewaluacji biogazodochodowości substratów dla biogazowni rolniczej (150 kW)

[illegible]

Uzysk kukurydzy na kiszonkę z 1 ha waha się w granicach 70–80 t. Aby uzyskać wymagane do zasilania biogazowni 138 t kiszonki w ciągu roku wystarczy przeznaczyć na ten cel niespełna 2 ha gruntów ornych. Słoma pszeniczna, jak już wspomniano wcześniej, stanowi w tym przypadku jedynie dodatek do substratów głównych i z jej pozyskaniem na cele biogazowe przy takim areale nie powinno być najmniejszego problemu.

5. ANALIZA DOSTĘPNOŚCI SUROWCÓW DLA WYBRANYCH LOKALIZACJI

Biogazownia rolnicza jest to zestaw urządzeń do wytwarzania i magazynowania biogazu zasilany biomasą pochodzenia rolniczego. Uzyskiwany biogaz będący biopaliwem może być wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej, energii cieplnej lub przekazywany bezpośrednio do sieci gazowych.

Proces produkcji biogazu polega na beztlenowej fermentacji biomasy w środowisku płynnym przy udziale mikroorganizmów. Otrzymywany biogaz składa się głównie z metanu (50–75%) i dwutlenku węgla (25–45%) oraz niewielkiej ilości pary wodnej, siarkowodoru i amoniaku. Bardzo duży wpływ na skład biogazu ma rodzaj użytego do reakcji surowca [1]. Źródła pozyskiwania biomasy oraz ograniczony ich potencjał sprawiają, że jednym z najbardziej istotnych czynników mających znaczenie dla budowy biogazowni jest lokalizacja. Przed doбором odpowiedniego miejsca dla biogazowni ważne jest przeprowadzenie analizy dostępności substratów mogących posłużyć za materiał wsadowy do komory fermentacyjnej. Analizę taką możemy podzielić na dwa etapy:

- określenie rodzaju i ilości surowca możliwego do ciągłego pozyskiwania na potrzeby biogazowni,
- wytypowanie potencjalnych dostawców.

Jak już wspomniano w poprzednich rozdziałach surowcami do produkcji biogazu mogą być materiały organiczne pochodzenia rolniczego jak również przemysłowego [2]:

rolnictwo:

- odchody zwierzęce
- odpady z hodowli roślinnej
- uprawy energetyczne
- ścinki traw i odpady ogrodnicze
- resztki jedzenia
- zwłoki zwierząt gospodarskich po poddaniu sterylizacji ciśnieniowej

odpady z przemysłu:

- spożywczego
- mleczarskiego
- cukrowniczego
- mięsnego.

W biogazowniach rolniczych głównym substratem do produkcji biogazu, zapewniającym jednocześnie płynne środowisko dla zachodzącej fermentacji, jest gnojowica będąca mieszaniną kału i moczu zwierząt wraz z wodą. W zależności od sposobu karmienia zwierząt i ilości zużytej wody stężenie materii organicznej w gnojowicy jest różne. Substancje organiczne charakteryzują się różnym tempem rozkładu i ilością wytwarzanego z nich biogazu np. odchody zwierzęce cechują się mniejszym potencjałem produkcyjnym biogazu w porównaniu do odpadów organicznych.

Coraz częściej do produkcji biogazu wykorzystywane są rośliny energetyczne specjalnie uprawiane w tym celu, takie jak: trawy, zboża, rośliny okopowe, oleiste i warzywa. Rośliny energetyczne wykorzystywane są częściowo lub w całości,

podzielone na bulwy, liście itd., a także w postaci kiszzonek czy suszu. Oczywiście najbardziej uzasadnione ekonomicznie jest wykorzystanie w pierwszej kolejności odpadów z produkcji rolniczej a dopiero potem upraw celowych.

Wybierając źródła surowca do produkcji biogazu należy ocenić możliwość ciągłego pozyskiwania biomasy na potrzeby utrzymania stałego poziomu produkcji. Jeśli wybrany substrat dostępny będzie terminowo lub nastąpią zmiany w zakładzie produkcyjnym zapewniającym materiał organiczny, trzeba mieć na uwadze dodatkowe źródła dostępu do substratów lub magazyny buforowe gwarantujące utrzymanie poziomu ich stałych dostaw przez określony czas. Należy również wziąć pod uwagę biomasę pochodzącą spoza wytypowanych gospodarstw czy zakładów przemysłowych, przy uwzględnieniu ryzyka w różnicach we właściwościach substratów, a także nowych kosztów związanych z reorganizacją transportu. Niesie to za sobą skutki środowiskowe, technologiczne oraz ekonomiczne. W analizie dostępności i doboru surowców dla wybranej lokalizacji biogazowni należy wziąć pod uwagę wszystkie czynniki i sytuacje, jakie mogą dotyczyć jej funkcjonowania.

5.1. SZACOWANIE DOSTĘPNOŚCI SUROWCÓW

Budowa biogazowni rolniczych należy do inwestycji o szczególnie istotnych uwarunkowaniach lokalizacyjnych. Do najważniejszych zalicza się dostępność substratów do produkcji biogazu. Podstawowymi rodzajami biomasy przeznaczanej do biogazowni są dostępne w gospodarstwach rośliny uprawne i odchody zwierzęce. Na obszarze Polski występują również warunki sprzyjające budowom tych instalacji wykorzystujących odpady z przemysłu rolno-spożywczego. Wybór takiego źródła surowca uzasadniony jest minimalnymi dla inwestora kosztami pozyskiwania biomasy tak, aby biogazownia stanowiła punkt utylizacyjny rolniczych pozostałości poprodukcyjnych. Uprawy celowe często będą stanowiły uzupełniające źródło zasilania w substraty.

W związku z sytuacją występującą w naszym kraju pozyskiwanie substratów do produkcji biogazu należy rozpatrywać pod kątem trzech rodzajów źródeł [4]:

- gospodarstwa prowadzące chów zwierząt (obornik i gnojowica)
- zakłady przemysłu spożywczego (odpady poprodukcyjne)
- uprawy roślin energetycznych.

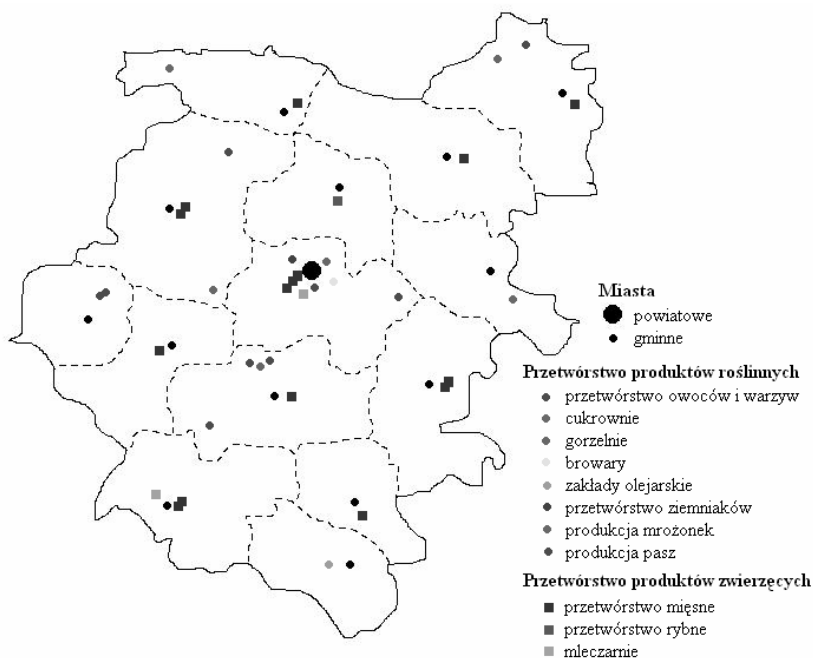
Aby określić potencjał surowców przydatnych do produkcji biogazu w rozpatrywanych trzech kategoriach należy zweryfikować liczebność źródeł na podstawie danych statystycznych z GUS dotyczących wybranego regionu, a następnie utworzyć bazę danych w oparciu o ankiety [3]. Odpowiedzi na pytania dotyczące gospodarstw rolnych czy zakładów przemysłu spożywczego dostępne są w urzędach gminnych lub powiatowych.

Dla lokalizacji biogazowni wykorzystujących pozostałości z przemysłu spożywczego wyznacznikiem są zakłady o dużej skali produkcji. Należy uwzględnić podział na przetwórstwo produktów roślinnych i zwierzęcych. Uzyskane informacje najlepiej stabelaryzować na przykładzie tabeli nr 5.2 i celem wizualizacji ich rozmieszczenia, umieścić na mapie (rys. 5.1). Po ustaleniu liczby takich przedsiębiorstw i ogólnego potencjału wytwórczego na danym terenie (GUS, urzędy gmin

i powiatów) można przejść do przeprowadzenia wywiadu środowiskowego w celu ustalenia potencjału wytwórczego odpadów organicznych oraz możliwości ciągłego dostarczania substratów w ciągu roku.

Tabela 5.2. Przykładowa tabela do zbierania danych na temat zakładów przemysłu spożywczego będących potencjalnym źródłem surowców do produkcji biogazu

Rodzaj przemysłu		Liczba zakładów na danym terenie	Ilość produkowanych odpadów [t/rok]
Przetwórstwo produktów roślinnych	przetwórstwo owoców i warzyw		
	cukrownie		
	gorzelnie		
	browary		
	zakłady olejarskie		
	przetwórstwo ziemniaków		
	produkcja mrożonek		
	produkcja pasz		
Przetwórstwo produktów zwierzęcych	przetwórstwo mięsne		
	przetwórstwo rybne		
	mleczarnie		

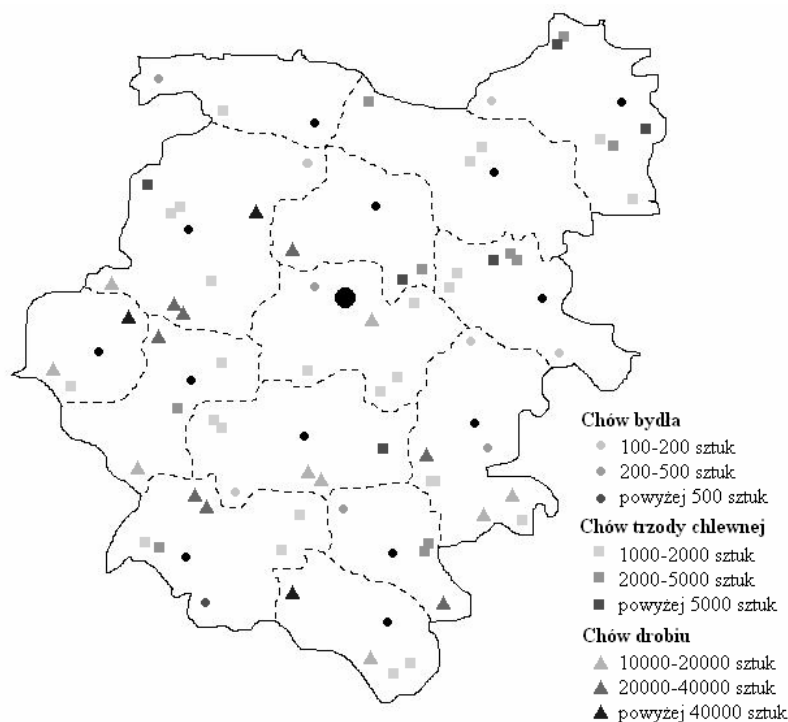


Rys. 5.1. Przykładowy schemat rozmieszczenia na mapie zakładów przemysłu spożywczego będących potencjalnym źródłem surowców do produkcji biogazu

Dla biogazowni zasilanych odpadami rolniczymi liczącym się potencjałem surowcowym są gospodarstwa rolne prowadzące produkcję zwierzęcą. Tego typu biogazownie powinny być zlokalizowane w pobliżu gospodarstw rolnych, co umożliwia transport gnojowicy, obornika i suchych odchodów pompami, rurociągami czy zamkniętymi podajnikami taśmowymi. Tak jak w przypadku zakładów przemysłu spożywczego tak i dla gospodarstw rolniczych powinny zostać zebrane dane GUS i lokalnych urzędów (Regionalnego Oddziału Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa, Wojewódzkiego Inspektoratu Weterynarii czy Wojewódzkiego Ośrodka Doradztwa Rolniczego) dotyczące wielkości i potencjału wytwórczego odpadów organicznych. Dane najlepiej zebrać w tabeli (przykładowa tabela 5.3), a wyniki zilustrować na mapie (rys. 5.2).

Tabela 5.3. Przykładowa tabela na dane dotyczące liczby gospodarstw i skali chowu

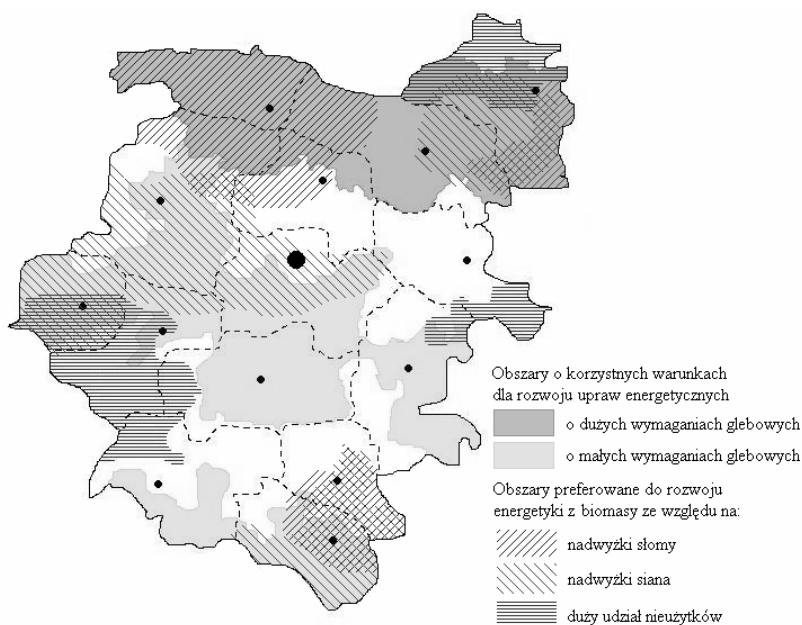
Chów	Liczba gospodarstw o chowie powyżej sztuk:					
	100	200	500	2000	10000	25000
Bydło						
Trzoda chlewna						
Drób						



Rys. 5.2. Przykładowy schemat rozmieszczenia na mapie gospodarstw o dużej skali chowu zwierząt

Potencjał produkcyjny biogazu w gospodarstwach rolnych zależy również od możliwości upraw roślin energetycznych. Wiąże się to jednak z koniecznością zagospodarowania części gruntów ornych na danym obszarze. W zależności od gatunku rośliny potrzebne są gleby o różnej klasie, począwszy od wysokiej dla np. buraków, rzepaku do niskiej dla np. kukurydzy, żyta. Kukurydza ze względu na swoje małe wymagania jest najczęściej wykorzystywaną rośliną na cele energetyczne (głównie w postaci kiszonki). Tereny skażone chemicznie, nie użytkowane rolniczo lub ugory, są dobrą powierzchnią do zakładania takich upraw, ponadto obszary o nadwyżkach w produkcji słomy i siana również stanowią dobre miejsce do budowy biogazowni.

Przygotowując inwestycję należy zapoznać się z uchwałami lokalnych samorządów dotyczących rozwoju odnawialnych źródeł energii. W niektórych gminach zostały już opracowane programy określające obszary o korzystnych warunkach dla rozwoju upraw celowych z podziałem na rośliny o dużych i niskich wymaganiach. Zebrane dane najlepiej umieścić na schemacie danego terenu, co pozwoli je uwidocznic i podjąć decyzję o najlepszej lokalizacji pod kątem tego właśnie surowca (rys. 5.3).



Rys. 5.3. Przykładowy schemat rozmieszczenia na mapie obszarów o korzystnych warunkach dla rozwoju: upraw energetycznych i energetyki z biomasy

Rozmieszczenie gleb o określonej przydatności rolniczej pod uprawy roślin na cele energetyczne warunkuje powstawanie rejonów o szczególnie korzystnych uwarunkowaniach pod budowę biogazowni. Samo określenie wielkości obszarów preferowanych do uprawy roślin na cele energetyczne nie oddaje jednak właściwego potencjału danego terenu dla pozyskania biomasy do produkcji biogazu.

Najważniejszym czynnikiem stanowiącym o właściwym potencjale jest maksymalny udział w strukturze zasiewów upraw roślin energetycznych, który w skali kraju ustalony został na poziomie 25%. Daje to gwarancję stabilności rozwoju rolnictwa na cele spożywcze i jednocześnie powinno wystarczyć na realizację zobowiązań energetycznych wobec Unii Europejskiej.

5.2. WYWIAD ŚRODOWISKOWY

Lokalizacja biogazowni jest ściśle powiązana z występowaniem zakładów przemysłu spożywczego oraz gospodarstw rolnych. Po wcześniejszym ustaleniu liczby i kierunków produkcji, znajdujących się na danym obszarze przedsiębiorstw oraz ferm hodowlanych, konieczne jest dobranie kontrahentów, którzy są w stanie zapewnić systematyczną i stabilną dostawę surowca do produkcji biogazu w ciągu całego roku. W tym celu należy przeprowadzić wywiad środowiskowy przez wykwalifikowanego ankietera z właścicielami gospodarstw rolnych i przedsiębiorstw z branży spożywczej. Zadaniem ankietera jest wypełnienie karty informacyjnej dotyczącej możliwości pozyskiwania surowców na cele energetyczne od lokalnych producentów. Przykładowe karty informacyjne podano na końcu niniejszego rozdziału (załącznik 1 i załącznik 2). Załącznik 3 ilustruje sposób wypełniania karty informacyjnej przez właściciela gospodarstwa rolnego. Karta informacyjna ma wyłonić potencjalnych producentów i pomóc określić realną ilość i rodzaj dostępnych surowców na badanym obszarze.

5.3. METODY OKREŚLANIA LOKALIZACJI BIOGAZOWI POD KĄTEM KOSZTÓW TRANSPORTU SUROWCA

Proces produkcji biogazu wymaga transportowania dużej masy różnego rodzaju surowca. Przykładowo dla biogazowni o średniej mocy 1 MW zapotrzebowanie na surowiec może wynosić ponad 30 tys. t rocznie, ponadto substraty mogą być dostarczane w formie stałej, półpłynnej lub płynnej. Wydajność biogazu względem masy użytego surowca jest niewielka, więc należy brać pod uwagę, jeszcze na poziomie planowania, odległość dostawców od biogazowni, gdyż kluczowym kosztem mogą stać się koszty transportu.

Pierwszym krokiem do podjęcia decyzji o budowie biogazowni jest analiza dostępności surowca i określenie potencjalnych dostawców. Na podstawie zebranych danych opisanych w rozdziale 2 należy określić rodzaj substratu i potencjał jego wytwarzania w odniesieniu do jednego roku kalendarzowego. Przy pomocy algorytmu (1) należy obliczyć poziom podaży substratów z uwzględnieniem liczby dostawców.

$$\sum_{i=1}^p a_i + \sum_{i=1}^p b_i + \dots \sum_{i=1}^p n_i = \sum_{x=1}^z y_x \quad (1)$$

gdzie:

- i – kolejny producent substratu
- $a, b \dots n$ – potencjał produkcyjny różnych surowców

p	– ilość producentów substratu
x	– kolejny rodzaj substratu
y	– zapotrzebowanie w sumie na surowce
z	– ilość różnych substratów

Na podstawie zebranych danych można oszacować możliwości produkcji biogazu w danym rejonie. Jeżeli z powyższego równania wynikać będzie, że strony równia przyjmą zależność $L \geq P$ (podaż substratów będzie większa lub równa popytowi na niego) to wtedy można przystąpić do kolejnego kroku, czyli określenia lokalizacji biogazowni.

Określenie punktu lokalizacji inwestycji wiąże się z analizą odległości producentów surowca od miejsca inwestycji, z uwzględnieniem potencjału produkcji. Do wykonania tego zadania potrzebne są współrzędne geograficzne producentów oraz ukształtowanie terenu rozpatrywanego rejonu. Dane uzyskiwane za pomocą odbiornika GPS (z możliwością markowania punktów) zostają naniesione na mapę topograficzną z uwzględnieniem dróg bitumicznych (rys. 5.4). Do każdego punktu przypisuje się legendę zawierającą numer producenta, rodzaj i ilość produkowanej biomasy oraz odległość od przyszłej lokalizacji biogazowni. Na podstawie tak opracowanego schematu, w oparciu o regulacje prawno-administracyjne możliwe jest określenie miejsca inwestycji. Do każdego zaproponowanego miejsca zlokalizowania biogazowni należy określić tzw. ilość tonokilometrów w oparciu o odległość producentów, liczoną drogami utwardzonymi na podstawie multimedialnych programów geodezyjnych i wektoryzowanych map.

Na rysunku 5.4 naniesiono kilka przykładowych punktów na mapę topograficzną prezentując metodykę określania lokalizacji biogazowni. Pod uwagę brano obszar o wielkości powierzchni powiatu. Litery A, B, C, D są potencjalnymi miejscami ustawienia biogazowni i zależą przede wszystkim od warunków formalnych i zgody mieszkańców konkretnej gminy.

Na podstawie uzyskanych danych, dokładnych odległości od biogazowni producentów i ich potencjału wytwórczego, wyznacza się funkcję celu dla każdej lokalizacji z algorytmu (2):

$$Z(y_{ix}) = \sum_{i=1}^p \sum_{x=1}^z c_{ix} y_{ix} \rightarrow \text{MIN} \quad (2)$$

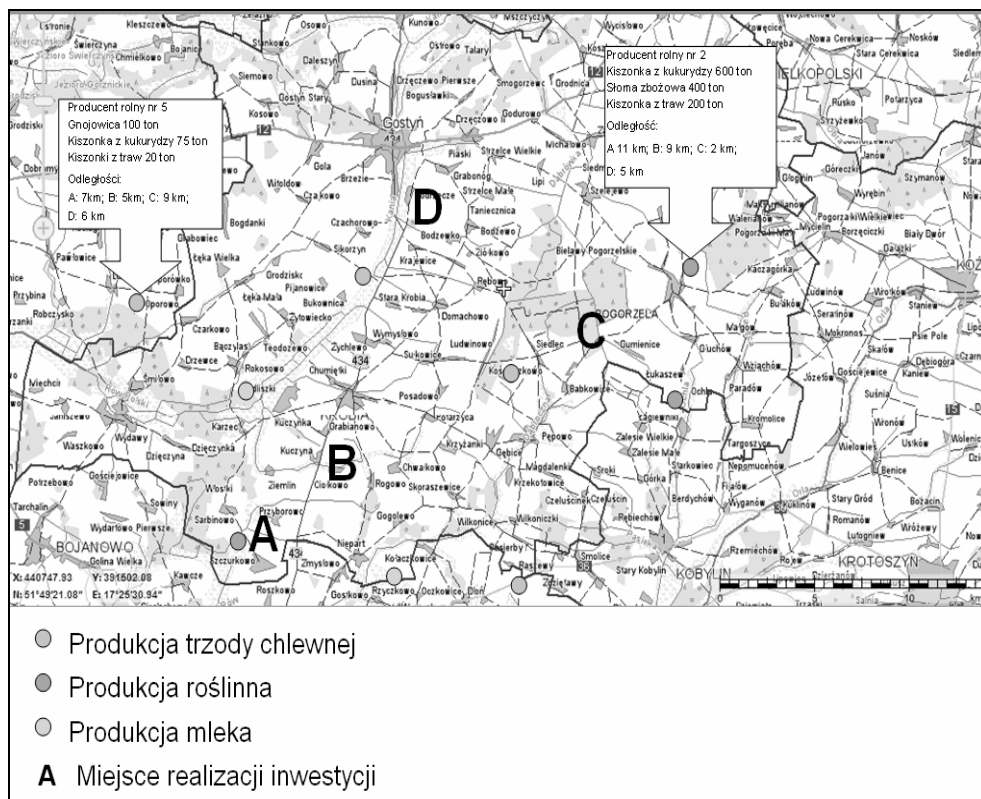
$Z(y_{ix}) \rightarrow \text{MIN}$ – współczynnik określający najkorzystniejszą lokalizację biogazowni pod kątem zaopatrzenia w surowiec. Najniższa wartość współczynnika będzie wskazywać na najkorzystniejszą lokalizację.

y_{ix} – zapotrzebowanie na konkretny substrat danej biogazowni.

c_{ix} – średnia odległość transportowa jednej tony surowca, uwzględniająca wyłącznie transport kołowy, określoną wzorem:

$$c_{ix} = \frac{P_{ix} \times L_{ix}}{V_t} \quad (3)$$

5. Analiza dostępności surowców dla wybranych lokalizacji



Rys. 5.4. Przykładowe miejsce określenia lokalizacji inwestycji na mapie topograficznej

gdzie:

P_{ix} – potencjał produkcji surowca w gospodarstwie

L_{ix} – odległość producenta od biogazowni

V_t – pojemność środków transportowych

Jak już wspomniano wcześniej o wyborze rodzaju substratów decyduje przede wszystkim aspekt ekonomiczny, czyli koszt ich pozyskania i transport. Przy założeniu, że ten sam rodzaj substratu jest średnio w tej samej cenie w danym obszarze, zmienną mającą wpływ na poziom kosztów będzie średnia odległość transportowa tony surowca (c_x), dlatego wskazane jest, aby źródła produkcji surowca były w jak najmniejszej odległości od biogazowni. W ogólnym założeniu przyjmuje się, że opłacalność dowozu biomasy występuje w promieniu od 10–30 km od biogazowni. Najkorzystniejszym rozwiązaniem dla instalacji położonych w pobliżu ferm i gospodarstw rolnych jest zastąpienie transportu kołowego rurociągami lub zabudowanymi przenośnikami. Ze względu na duże rozdrobnienie gospodarstw rolnych w Polsce tego typu rozwiązanie jest możliwe do zrealizowania w przypadku eksploataowania jednej większej instalacji przez zespół producentów rolnych.

5.4. LITERATURA

1. Dreszer K.A., Michałek R., Roszkowski A. Energia odnawialna – możliwości jej pozyskiwania i wykorzystania w rolnictwie. Polskie Towarzystwo Inżynierii Rolniczej 2003.
2. Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystanie. MAE Sp. z o.o. Warszawa 2009.
3. Kuczyńskiego T. Innowacyjność podejmowanych działań w obszarze odnawialnych źródeł energii. Zielona Góra 2008.
4. Uwarunkowania lokalizacyjne i proces inwestycyjny budowy biogazowni rolniczych w województwie lubelskim. Biuro planowania przestrzennego w Lublinie. Lublin 2009.

6. ETAPY REALIZACJI BUDOWY BIOGAZOWNI ROLNICZEJ

Poprzednie rozdziały przedstawiają różne technologie produkcji biogazu a także biogazodochodowość i sposoby doboru substratów dla poszczególnych rozwiązań technologicznych dla biogazowni o określonych mocach. Po zapoznaniu się z technologią produkcji biogazu należy przejść do kolejnego etapu inwestycji, czyli oszacowania zakresu projektu. Na etapie identyfikacji inwestycji konieczne jest rozważenie wszystkich opcji technologicznych, organizacyjnych, prawnych i finansowych. Oczywiście wybór danej opcji inwestycyjnej musi być optymalny i pozwalać zrealizować założone efekty. Na poprawnie przeprowadzoną identyfikację zakresu projektu składa się wybór lokalizacji, analiza opcji technologicznych, analiza ryzyka prawnego, wstępna analiza opłacalności oraz dla większych projektów – pełne studium wykonalności. Rola producenta rolnego ogranicza się jedynie do oceny możliwości realizacji projektu, resztą zajmuje się przedstawiciel firmy projektującej biogazownię.

Najważniejszym elementem w całym procesie inwestycyjnym jest dobór właściwej lokalizacji. Stanowi ona podstawę sukcesu całego przedsięwzięcia. Właściwa lokalizacja to zarówno wysokie przychody jak i niskie koszty projektu.

6.1. OCENA LOKALIZACJI

Konieczne jest przeprowadzenie analizy prawnej działki przeznaczonej pod inwestycję, a także ocena szans na uzyskanie pozytywnej decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych oraz decyzji lokalizacyjnej. Poniżej wymieniono wybrane zagadnienia, które należy rozważyć już na etapie identyfikacji zakresu projektu [1, 2].

- Analiza dostępności surowca (szerzej opisana w punkcie 5)
- Możliwość nabycia praw do terenu (wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego oraz wypis z księgi wieczystej) i szacunek kosztów z tym związanych (własność, dzierżawa).
- Analiza możliwości zawarcia umowy o dzierżawę pod infrastrukturę liniową, gdy przechodzi ona przez inne, nie należące do inwestora tereny.
- Sporządzenie cyfrowej mapy terenu. O sporządzenie cyfrowej mapy terenu należy zwrócić się do firmy geodezyjnej. Pomiary wykonywane są na miejscu a następnie po obróbce w odpowiednim programie wysyłane są do zamawiającego.
- Ocena możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej lub dystrybucyjnej gazowej i wydania warunków przyłączeniowych przez regionalny zakład energetyczny lub operatora gazowego.
- Identyfikacja odległości od głównego punktu zasilającego (GPZ) lub gazociągu i możliwości uzyskania warunków przyłączenia do sieci. Koszt wybudowania kilometra linii średniego napięcia to kilkadziesiąt tysięcy złotych, dlatego tak ważne ekonomicznie jest umiejscowienie biogazowni jak najbliżej GPZ. Inną sprawą jest fakt, czy dystrybutor dysponuje wolnymi mocami przyłączeniowymi dla

danego GPZ. Wiele takich punktów zajętych jest już przez inne źródła np. farmy wiatrowe.

- Ocena możliwości sprzedaży nadmiaru ciepła wyprodukowanego w kogeneracji. Szczególnie korzystne jest zagwarantowanie odbioru ciepła w okresie letnim przez odbiorcę przemysłowego np. mleczarnię lub rolnego np. suszenie ziaren zbóż.
- Jeżeli nieruchomość przeznaczona pod biogazownię nie posiada zjazdów lub posiada je w miejscach niespełniających potrzeb inwestycji należy wystąpić do zarządcy drogi o pozwolenie na zjazdy z drogi publicznej na działki przeznaczone pod inwestycję. Dla dużych biogazowni nośność nawierzchni dróg dojazdowych powinna umożliwiać przejazd pojazdom o masie powyżej 15 t. Dla wielu inwestycji konieczne okazuje się wybudowanie nowych nawierzchni, co wiąże się z dodatkowymi kosztami.
- Ograniczenie negatywnego oddziaływania na otoczenie. Ograniczenia lokalizacyjne mogą wystąpić w parkach krajobrazowych, obszarach chronionego krajobrazu, otulinach parków, obszarach sieci Natura 2000, obszarach korytarzy ekologicznych oraz obszarach proponowanych do objęcia ochroną prawną. W przypadku parków krajobrazowych i obszarów chronionego krajobrazu należy liczyć się z ograniczeniami lub zakazem realizacji inwestycji. Uwzględnić trzeba także odległość od siedlisk ludzkich. W celu zminimalizowania hałasu, spalin, nieprzyjemnych zapachów sugeruje się budowę biogazowni w odległości co najmniej 300 m od zabudowań mieszkalnych z uwzględnieniem kierunków wiatrów, tak aby przez jak najdłuższy okres znajdowała się po stronie zawietrznej od siedlisk mieszkalnych i obszarów chronionych. Konieczne jest także odpowiednie ogrodzenie biogazowni i osłonięcie pasem zieleni. Korzystny dla realizacji inwestycji jest brak większych skupisk domów mieszkalnych w bezpośrednim sąsiedztwie biogazowni, gdyż społeczność lokalna i organizacje ekologiczne, korzystając m.in. z prawa o dostępie do informacji, posiadają obecnie możliwość silnego ingerowania w procedury administracyjne.
- Ocena ilości przefermentowanej biomasy i możliwości wykorzystania nawozowego głównie pod kątem identyfikacji przyszłych odbiorców nawozu, obróbki oraz przechowywania.

6.2. FORMA PRAWNA

Zgodnie z art. 9 ust 1 ustawy z dn. 10 kwietnia 1997 – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm) działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego lub wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego jest działalnością regulowaną w porozumieniu przepisów ustawy z dn. 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz.U. z 2007 r. Nr 155, poz. 1095, z późn. zm). Producent rolny, który nie prowadzi działalności gospodarczej, a więc nie posiada numeru identyfikacji podatkowej NIP (też REGON, ZUS oraz numeru statystycznego GUS i odpowiedniego PKD) może uzyskać wpis do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego, prowadzonego przez Prezesa ARR, nie może natomiast występować do URE o wydanie świadectw pochodzenia, które umożliwiłoby mu uzyskanie dodatkowych

przychodów poza sprzedażą samej energii do sieci. Stąd konieczność rejestrowania działalności gospodarczej przez producentów rolnych zainteresowanych wytwarzaniem energii elektrycznej z biogazu rolniczego i wprowadzaniem go do sieci lub wprowadzaniem biogazu rolniczego do sieci dystrybucyjnej gazowej [1].

W związku z powyższym, zgodnie z art. 5. ust 1 pkt 1–2 ustawy podmiot ubiegający się o wpis do rejestru jest zobowiązany spełnić następujące warunki:

- posiadać tytuł prawny do obiektów budowlanych, w których będzie wykonywana działalność gospodarcza
- dysponować odpowiednimi urządzeniami technicznymi i obiektami budowlanymi spełniającymi wymagania określone w szczególności w przepisach o ochronie przeciwpożarowej, sanitarnych i o ochronie środowiska, umożliwiającymi prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej
- ubiegający się o wpis do rejestru zobowiązany jest dołączyć oświadczenie, w którym potwierdzi, że dane zawarte we wniosku są kompletne i zgodne z prawdą oraz, że znane mu są i spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego lub wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, określone w ustawie z dn. 10 kwietnia 1997 – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm) [3].

6.3. STUDIUM WYKONALNOŚCI

Opracowanie studium wykonalności jest ostatnim etapem fazy koncepcyjnej. Dotyczy jedynie dużych inwestycji, gdyż dla małych biogazowni okazuje się to zazwyczaj zbyt kosztowne i muszą one poradzić sobie z analizą opłacalności inwestycji przy pomocy dostępnych narzędzi takich jak kalkulatory on-line itp. Studium wykonalności zawiera ważne informacje zarówno dla inwestora jak i banków i ma za zadanie udowodnić, że inwestor jest w stanie zrealizować inwestycję. Studium wykonalności powinno zawierać [1]:

- podstawowe informacje o wnioskodawcy, takie jak: forma prawna i struktura własnościowa podmiotu, wskazanie podmiotu, na którym spoczywają prawa i obowiązki;
- tytuł przedsięwzięcia;
- opis projektu: lokalizacja, rzeczowy zakres przedsięwzięcia i aspekty techniczne oraz bieżący stan zaawansowania i przygotowania prac, opis technologii, opis sposobu zarządzania projektem i etapów jego realizacji;
- zgodność projektu z polityką energetyczną i środowiskową państwa i regionu;
- opis istniejącej infrastruktury technicznej, w tym energetycznej, oraz systemu organizacyjnego inwestora;
- analiza popytu na produkty wytwarzane przez biogazownię, uwarunkowania prawne i rynkowe;
- ostateczny zakres przedsięwzięcia: zakres inwestycji, opis braków i potrzeb dla istniejącej infrastruktury technicznej i organizacyjnej;

- analiza opcji technicznych i różnych wariantów przedsięwzięcia, alternatywne rozwiązania lokalizacyjne i technologiczne;
- analiza oddziaływania na środowisko;
- plan wdrożenia i funkcjonowania projektu w tym harmonogram finansowania i realizacji;
- analiza finansowo-ekonomiczna: analiza sytuacji finansowej inwestora za ostatnie 3 lata; założenia makroekonomiczne do prognoz finansowych; prognoza rachunku zysków i strat, bilansu, przepływów pieniężnych, kosztów całkowitych projektu; źródła finansowania inwestycji i wskaźniki efektywności; analiza kosztów i korzyści, ryzyka i wrażliwości.

6.4. UZYSKANIE NIEZBĘDNYCH POZWOLEŃ

Uzyskanie pozwolenia na budowę kończy proces formalno-prawny przygotowania inwestycji i umożliwia rozpoczęcie prac budowlanych. Pozwolenie na budowę wydawane jest przez starostę i ważne jest przez trzy lata, w tym czasie inwestor musi rozpocząć prace budowlane, które nie mogą zostać przerwane na okres dłuższy niż trzy lata, gdyż wówczas decyzja o pozwoleniu na budowę wygasa. We wniosku o decyzję o pozwolenie na budowę należy scharakteryzować planowaną inwestycję, dołączyć 4 egzemplarze projektu budowlanego wraz z opiniami, uzgodnieniami, pozwoleniami. Obowiązek uzyskania uzgodnień wynika m.in. z przepisów Prawa ochrony środowiska, ustawy Prawo wodne czy ustawy o drogach publicznych. Dodatkowo wymagane są oświadczenia właściwych jednostek o zapewnieniu dostaw energii, wody, ciepła i gazu, odbioru ścieków oraz o warunkach przyłączenia obiektu do sieci wodociągowych, kanalizacyjnych, ciepłych, gazowych, elektroenergetycznych, telekomunikacyjnych i dróg lądowych. Potrzebne też będą badania geologiczne dotyczące posadowienia obiektu budowlanego [1].

Wszystkie niezbędne pozwolenia i zgody wymagane do uzyskania pozwolenia na budowę przedstawiono w poniższej tabeli (tab. 6.1). Szerzej zostały opisane one przez Curkowskiego i in. [1].

Tabela 6.1. Wymagane zgody i decyzje niezbędne do uzyskania pozwolenia na budowę

Dokument	Kto wydaje
Decyzja (lokalizacyjna) o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu	Urząd gminy
Decyzja (środowiskowa) o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia	
Decyzja zezwalająca na lokalizację zjazdu z drogi publicznej	
Decyzja o wycince drzew i krzewów, pozwoleń wodno-prawnych, sfer ochrony ujęć wody, geologii, wydalanych zanieczyszczeń do atmosfery	
Decyzję zatwierdzającą projekt lub dokumentację geologiczną, hydrogeologiczną i geologiczno-inżynierską	

6. Etapy realizacji budowy biogazowni rolniczej

Dokument	Kto wydaje
Pozwolenie wodno-prawne	Starostwo powiatowe
Uzgodnienia w zakresie wymagań odnośnie uzbrojenia terenu, planowania i zagospodarowania terenu (ZUD)	
Uzgodnienia dotyczące wytwarzanych odpadów, wydalanych zanieczyszczeń do atmosfery, stref ochrony ujęć wody, geologii	
Zgoda na podłączenie obiektu do sieci energetycznej lub dystrybucyjnej gazowej, warunki techniczne podłączenia i uzgodnienia rozwiązań projektowych	Regionalny OSD – zakład energetyczny lub operator dystrybucyjny gazowy
Opinia geotechniczna/badania geotechniczne	Uprawnieni rzeczoznawcy
Uzgodnienia projektu budowlanego w zakresie wymagań przeciwpożarowych	
Uzgodnienia w zakresie zachowania przepisów BHP	
Uzgodnienia w odniesieniu do stref ochrony archeologicznej, obiektów wpisanych do rejestru zabytków lub obiektów i terenów znajdujących się w strefach ochrony konserwatorskich wyznaczonych miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego	Wojewódzki Oddział Służby Ochrony Zabytków
Uzgodnienia w zakresie wymagań higieniczno-sanitarnych, oraz ochrony epidemiologicznej	Powiatowy Inspektor Sanitarny
Uzgodnienia odnośnie zjazdów z dróg, placów, sieci i przyłączy infrastruktury technicznej, organizacji ruchu na czas budowy	Lokalny zarządca dróg
Zgoda na podłączenie obiektu do sieci wodno-kanalizacyjnej, wydanie warunków technicznych podłączenia i uzgodnienia rozwiązań	Jednostka zarządzająca infrastrukturą sieciową
Zgoda na podłączenie obiektu do sieci ciepłowniczej, wydanie warunków technicznych podłączenia i uzgodnienia rozwiązań projektowych	
Zgoda na podłączenie do sieci gazowniczej oraz warunki techniczne podłączenia i uzgodnienie rozwiązań projektowych	

Źródło: Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych [1].

Prócz wymienionych wyżej dokumentów należy pamiętać także o tym, że przed rozpoczęciem budowy kierownik budowy zobowiązany jest sporządzić plan bezpieczeństwa i ochrony zdrowia (BIOZ). Inwestor jest obowiązany zawiadomić właściwy organ oraz projektanta sprawującego nadzór nad zgodnością realizacji budowy z projektem o zamierzonym terminie rozpoczęcia robót budowlanych, na które jest wymagane pozwolenie na budowę, co najmniej na 7 dni przed ich rozpoczęciem, dołączając na piśmie: oświadczenie kierownika budowy stwierdzające sporządzenie BIOZ oraz przyjęcie obowiązku kierowania budową. Kierownik budowy jest obowiązany umieścić na budowie, w widocznym miejscu, tablicę informacyjną oraz ogłoszenie zawierające dane dotyczące bezpieczeństwa pracy i ochrony zdrowia.

6.5. BUDOWA INSTALACJI I ROZRUCH BIOGAZOWNI

Budowa biogazowni trwa zazwyczaj kilka miesięcy. Przed oddaniem biogazowni do eksploatacji trzeba przejść ponownie szereg kontroli i formalności m.in. kontrola inspekcji nadzoru budowlanego (kwestie zgodności inwestycji z projektem i z prawem budowlanym), inspekcja Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska w zakresie ochrony środowiska, a zwłaszcza zgodności inwestycji z decyzją środowiskową oraz kontrola przeprowadzona przez Straż Pożarną i Urząd Dozoru Technicznego, co związane jest z budową instalacji gazowej.

Do dokumentów budowy zalicza się:

- **pozwolenie na budowę;**
- **dokumenty projektowe**, w tym: projekt budowlany i projekty wykonawcze;
- **dziennik budowy/rozbiórki** jest wymagany dokumentem urzędowym w okresie od przekazania wykonawcy terenu budowy do końca okresu gwarancyjnego;
- **dziennik montażu;**
- **operaty geodezyjne;**
- **książka obiektu budowlanego;**
- **książka obmiarów** stanowi dokument pozwalający na określenie faktycznego postępu każdego z elementów robót;
- inne: deklaracje zgodności lub certyfikaty zgodności materiałów, orzeczenia o jakości materiałów i kontrolne wyniki badań;
- **protokoły odbiorów częściowych i końcowych;**
- **dokumentacja powykonawcza** jest to dokumentacja budowy z naniesionymi zmianami dokonanymi w toku wykonania robót oraz geodezyjnymi pomiarami powykonawczymi.

Przed przystąpieniem do rozruchu biogazowni należy:

- potwierdzić protokołem odbiorczym zakończenie robót budowlanych i montażowych;
- zainstalować urządzenia kontrolno-pomiarowe;
- opracować projekt rozruchu;
- zabezpieczyć stanowiska pracy pod względem bhp i p-poż.;
- zabezpieczyć materiały eksploatacyjne niezbędne do rozruchu;
- sporządzenie szczegółowej instrukcji obsługi i konserwacji biogazowni.

Rozruch składa się z etapów:

- rozruch mechaniczny „na sucho” – bez podania mediów roboczych, w czasie którego sprawdzana jest kompletność i prawidłowość działania wszystkich urządzeń i instalacji;
- szkolenie stanowiskowe załogi w zakresie BHP, p-poż oraz obsługi biogazowni;
- rozruch hydrauliczny, prowadzony z użyciem medium neutralnego – wody;

- rozruch technologiczny z użyciem właściwego medium [1].

Protokół odbioru ostatecznego robót jest podstawowym dokumentem zatwierdzającym zakończenie budowy biogazowni. Obejmuje on dokumentację powykonawczą, tj.:

- dokumentację rozruchową;
- protokoły odbiorów częściowych;
- protokół odbioru końcowego i przekazania do eksploatacji;
- ustalenia technologiczne;
- dzienniki budowy i książki obmiarów;
- wyniki pomiarów kontrolnych oraz badań i oznaczeń laboratoryjnych;
- deklaracje zgodności lub certyfikaty zgodności wbudowanych materiałów;
- rysunki (dokumentacje) na wykonanie robót towarzyszących oraz protokoły odbioru i przekazania tych robót właścicielom urządzeń;
- geodezyjną inwentaryzację powykonawczą robót i sieci uzbrojenia terenu;
- kopię mapy zasadniczej powstałej w wyniku geodezyjnej inwentaryzacji powykonawczej;
- protokół kontroli obowiązkowej zakończonej budowy obiektu budowlanego;
- zawiadomienie o zakończeniu budowy wraz z kartą informacyjną.

Przed rozpoczęciem użytkowania biogazowni pozostaje do załatwienia kilka formalności:

- pozwolenia emisyjne – instalacje biogazowi, których moc nominalna nie przekracza 15 MW zwolnione są z uzyskania takiego pozwolenia, jednakże w większości przypadków instalacje takie wymagają zgłoszenia w Starostwie zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dn. 22 grudnia 2004 r. w sprawie instalacji, których eksploatacja wymaga zgłoszenia (Dz. U. Nr 283, poz. 2839);
- pozwolenie na hałas – obecnie nie ma wymogu ubiegania się podmiotu o tą decyzję, jest ona wydawana przez starostę w przypadku stwierdzenia zbyt wysokiego emitowania hałasu do środowiska podczas kontroli. Niestety firmy przekraczające normy hałasu muszą się liczyć z częstszymi kontrolami;
- zezwolenie na prowadzenie działalności w zakresie odzysku lub unieszkodliwiania odpadów. Jest ono wydawane przez starostę na czas określony, nie dłuższy niż 10 lat. Odzysk to szerokie pojęcie, które zgodnie z Ustawą o odpadach z dnia 27 kwietnia 2001 r. (Dz. U. z 2007, Nr 39, poz. 251, z późn. zm) obejmuje wszelkie działania nie stwarzające zagrożenia dla życia, zdrowia ludzi lub dla środowiska polegające na wykorzystaniu odpadów w całości lub w części lub prowadzące do odzysku z odpadów substancji, materiałów lub energii i ich wykorzystanie. Ustawa określa różne metody odzysku określone symbolami od R1 do R14. W przypadku biogazowni dopuszcza się:
 - R3, tj. recykling lub regeneracja substancji organicznych, jako takie rozumie się metody fermentacji, podczas których powstaje biogaz do produkcji energii,

- R10, tj. rozprowadzanie na powierzchni ziemi w celu nawożenia lub ulepszenia gleby,
- R14, tj. wykorzystanie odpadowej masy roślinnej lub tkanki zwierzęcej;
- Zezwolenie na eksploatację urządzeń technicznych – jest dokumentem wymaganym przed uruchomieniem instalacji biogazowej i wydawane jest przez Urząd Dozoru Technicznego na mocy Ustawy o dozorze technicznym z dnia 21 grudnia 2000 r. (Dz. U. Nr 122, poz. 1321, z późn. zm) oraz Rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu z dnia 16 lipca 2002 r. (Dz. U. Nr. 120, poz. 1021, z późn. zm).

6.6. UZYSKANIE AKCEPTACJI LOKALNEJ SPOŁECZNOŚCI

Już na wstępnym etapie inwestycji warto zbadać przychylność lokalnej społeczności dla budowy biogazowni. Protesty mogą utrudnić lub uniemożliwić otrzymanie pozwolenia na budowę, dlatego najlepszą strategią jest pozyskanie przychylności lokalnych władz, podmiotów gospodarczych, przedstawicieli organizacji ekologicznych i mieszkańców. W procesie tworzenia dobrego dialogu społecznego warto wykorzystać narzędzia, takie jak:

- kontakt bezpośredni – jest szczególnie ważny na początkowym etapie realizacji projektu. istotne jest by inwestor pokazał się z jak najlepszej strony i wykazywał otwartość do podejmowania dialogu;
- rozmowy przy okrągłym stole – na takie spotkanie warto wybrać odpowiedniego prowadzącego, który zadba o porządek w prowadzeniu dyskusji. spotkania takie pozwolą zacieśnić więzy z miejscowymi organizacjami pozarządowymi i mogą okazać się przydatne przy analizowaniu potencjału wykorzystania biogazu w danym regionie;
- zwiedzanie biogazowni – pozwoli zrozumieć czym jest biogazownia i jak funkcjonuje, co może pozytywnie wpłynąć na postrzeganie takiej inwestycji;
- akcje promujące – kampanie medialne, konferencje prasowe, wykłady, szkolenia czy programy szkolne dla dzieci. Szerzenie wiedzy na temat biogazu z pewnością przyczynia się do wzrostu zainteresowania tematyką biogazu i akceptacji tej technologii [1].

6.7. ZAWIERANIE NIEZBĘDNYCH UMÓW

Podczas realizacji projektu budowy biogazowni istnieje szereg umów, które należy zawrzeć z różnymi podmiotami. Ich poprawna konstrukcja prawna pozwala zmniejszyć czynniki ryzyka inwestycyjnego. W przypadku budowy biogazowni przez producenta rolnego warto skorzystać z porad prawnych przy sporządzaniu najważniejszych umów, takich jak:

- umowa w sprawie przygotowania i warunkowego nabycia projektu inwestycji występuje, gdy projekt rozwija deweloper, który pozostaje jego właścicielem nawet do momentu sprzedaży projektu i przepisania inwestycji na ostatecznego

inwestora. Przepisanie takie może być dwuetapowe w formie umowy przedwstępnej oraz umowy ostatecznej;

- umowy o dofinansowanie zawierane są z bankami lub instytucjami wdrażającymi programy finansujące (np. Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko). Ponieważ instytucje te dążą do ograniczenia ryzyka inwestycyjnego, z tego powodu zanim nastąpi podpisanie umowy dokładnie sprawdzone zostają umowy zawarte z innymi podmiotami, które je zminimalizują;
- umowa o generalne wykonawstwo zawierana jest z generalnym wykonawcą odpowiedzialnym za cały proces inżynieryjno-techniczny, zaopatrzenie oraz realizację budowy. Najlepiej, gdy w takiej umowie całe ryzyko realizacji inwestycji zostaje przeniesione na Generalnego Wykonawcę. Bardzo bezpiecznym rozwiązaniem jest zatem umowa z Generalnym Wykonawcą, który w ramach kontraktu dostarczy przedsięwzięcie, wykona jego rozruch oraz podejmie się zarządzania i serwisowania w okresie gwarancji, tj. co najmniej dwóch lat od zakończenia inwestycji na warunkach umowy operatorskiej, gwarantującej kary za brak osiągnięcia zakładanego w projekcjach finansowych poziomu przychodów. Umowy te są często zawierane nie według polskiego prawa, co jest spowodowane importem na polski rynek technologii zachodnich. Zważywszy, że prace budowlane są przeprowadzane w Polsce, kontrakty z Generalnym Wykonawcą nie mogą wykluczać bezwzględnie obowiązujących przepisów prawa polskiego;
- umowy na dostawę substratów są niezbędne przed nabyciem praw do terenu pod budowę instalacji. Konieczne jest zapewnienie dostaw surowca do fermentacji przez zawarcie umów przedwstępnych czy też podpisanie listów intencyjnych na dostawę substratów nie pochodzących bezpośrednio od inwestora;
- umowa o dostawę technologii i wykonawstwo inwestycji może mieć mniejszy zakres niż umowa o generalne wykonawstwo i obejmować jedynie wybrane elementy typowe dla ciągu technologicznego biogazowni (komory fermentacyjne, układ kogeneracyjny, automatyka, instalacje gazowe), inne prace budowlane powierza się wtedy innemu wykonawcy;
- umowa o dostawę i odbiór mediów określa zasady świadczenia usług w zakresie zaopatrzenia biogazowni w wodę i odprowadzania ścieków (sanitarnych, technologicznych i wód opadowych) i porozumienia dotyczące dostawy wody pitnej;
- umowę na sprzedaż ciepła wytwarzanego przez biogazownię (po odjęciu zużycia na potrzeby własne) z jednostką dostarczającą ciepło do odbiorców. Najbardziej korzystny będzie odbiorca zlokalizowany w odległości do 3 km, który wykazuje stabilne zapotrzebowanie na ciepło w ciągu roku (zakład przemysłowy np. mleczarnia czy suszarnia);
- umowa na eksploatację biogazowni – w jej ramach inwestor może zlecić eksploatację biogazowni zewnętrznej firmie, która oferuje system obsługi klienta i serwisu, dostosowany do indywidualnych potrzeb;
- inne umowy typowe dla projektów budowlanych:
 - umowy ubezpieczeniowe
 - umowa konsorcjum

- umowa na zakup gruntu pod biogazownię/umowa dzierżawy
- umowa służebności, gdy istnieje konieczność poprowadzenia infrastruktury liniowej na nie należących do inwestora gruntach
- umowy budowlane
- umowy gwarancyjne
- umowa na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej [1].

6.8. LITERATURA

1. Poradnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych. Praca wykonana w Instytucie Energetyki Odnawialnej na zlecenie Ministerstwa Gospodarki. Warszawa, marzec 2011.
2. www.akw.gda.pl
3. www.arr.gov.pl

7. WYKORZYSTANIE BIOGAZU W UKŁADACH KOGENERACYJNYCH I TRIGENERACYJNYCH

Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku zakłada poprawę efektywności wykorzystania energii zawartej w surowcach energetycznych – przez zwiększenie sprawności przetwarzania energii w ciepło i energię elektryczną oraz promowanie układów skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła jest procesem, w którym energia pierwotna zawarta w materiale opałowym jest zamieniana w trakcie jednego procesu technologicznego, dzięki odzyskowi energii z gorących spalin, zarówno w prąd elektryczny jak i ciepło [1]. Taki proces nazwany jest kogeneracją lub CHP (ang. Combined Heat and Power).

Kogeneracja jest technologią pozwalającą na przetwarzanie energii chemicznej paliwa z najwyższą sprawnością z pośród technologii wytwarzania energii elektrycznej dochodzącą do 90% [2], pozwala zatem bardziej efektywnie wykorzystać biomasę i tym samym zmniejszyć nie tylko koszty eksploatacji biogazowni ale też zredukować m. in. emisję zanieczyszczeń oraz dwutlenku węgla do atmosfery. Dalszą poprawę efektywności można osiągnąć poprzez decentralizację produkcji i tym samym ograniczenie strat podczas przesyłania jej do odbiorców.

Układy kogeneracyjne, w zależności od mocy agregatu, mogą być stosowane na użytek obiektu, w którym zostały zainstalowane lub mogą pełnić funkcję zawodowych elektrociepłowni. Oznacza to, że energia wytworzona w układzie kogeneracyjnym może być w całości wykorzystana na potrzeby danego obiektu (jak to ma czasami miejsce w przypadku zakładów przemysłowych, szpitali lub obiektów edukacyjnych) albo częściowo sprzedawana do sieci energetycznej. Do skojarzonej produkcji energii wykorzystywane są głównie układy wyposażone w silnik spalinywy, turbiny gazowe (dla średniej mocy) oraz układy parowe dla elektrociepłowni dużej mocy [1]. Obecnie prowadzi się także prace nad upowszechnieniem w energetyce skojarzonej technologii zintegrowanej z ogniwami paliwowymi [3].

7.1. ROZPROSZONE UKŁADY KOGENERACYJNE

Po okresie scentralizowanej polityki wytwarzania i dystrybucji energii, charakterystycznej dla zeszłego stulecia, przyszedł czas na model gospodarki rozproszonej, polegającej na produkcji energii w lokalnych instalacjach średniej i małej mocy. Przyczyn takiego stanu jest wiele, można do nich zaliczyć przyczyny polityczne (konieczność zapewnienia większego bezpieczeństwa energetycznego), technologiczne (konieczność zmniejszenia strat przesyłowych, większej kontroli) oraz ekologiczne (przestawienie energetyki na paliwa odnawialne takie jak biomasa i biogaz, które można produkować lokalnie, redukując przy okazji koszty transportu paliwa i utylizując niektóre odpady). W szczególności rośnie znaczenie przedsięwzięć towarzyszących działaniom na rzecz ochrony środowiska. Jest to m. in. skutkiem konieczności spełnienia wymagań dotyczących utylizacji odpadów z produkcji rolniczej do której można wykorzystać technologie zgazowania biologicznego i skojarzonego wytwarzania energii [4]. Rozwój tych technologii na obszarach

rolniczych niesie ze sobą wiele korzyści. Po pierwsze pojawi się możliwość opłacalnego ekonomicznie wykorzystania gruntów odłogowanych, nieużytków oraz ugorów które mogą być przeznaczone pod uprawy energetyczne. Po drugie rozwój nowego segmentu rynku, którym jest rolnictwo energetyczne, pozwoli na rozbudowę infrastruktury energetycznej gmin wiejskich i stworzy nowoczesne miejsca pracy dla ich mieszkańców. Dla rolników rozszerzenie możliwości zbytu produkcji na dwa wielkie i kluczowe rynki: żywnościowy i energetyczny będzie stanowić podstawę pod stałą opłacalność produkcji rolnej. W końcu, rosnące zapotrzebowanie na rozproszone układy energetyczne ma szansę ułatwić pojawienie się impulsu do napływu innowacyjnych technologii bioutylizacji odpadów, uszlachetniania biopaliw, wysokosprawnej kogeneracji czy technik przesyłowych.

Największe znaczenie dla rozwoju małych układów kogeneracyjnych ma jednak aspekt ekonomiczny: małe koszty inwestycyjne, dostępność substratu (w przypadku biogazowni rolniczych) oraz stosunkowo mały areal potrzebny pod budowę sprawiają, że okresy zwrotów nakładów inwestycyjnych na układy skojarzone wynoszą w krajach Unii Europejskiej od 2 do 5 lat, co jest wielkością bardzo atrakcyjną dla energetyki.

7.2. TRIGENERACJA

Istnieje możliwość przystosowania instalacji kogeneracyjnych do dodatkowej produkcji chłodu, mamy wtedy do czynienia z kogeneracją rozszerzoną czyli tzw. trigeneracją CHCP (ang. Combined Heat, Cooling and Power). W układach tych stosuje się najczęściej chłodziarki absorpcyjne zasilane ciepłem odbieranym ze spalin i instalacji chłodzenia silnika. Dzięki temu rozwiązaniu możliwe jest bardzo efektywne wykorzystanie ciepła generowanego w układzie, np. w sezonie grzewczym do produkcji ciepła a w miesiącach letnich do celów klimatyzacyjnych. Stosuje się również instalacje wyposażone w chłodziarki sprężarkowe, ale wtedy wykorzystanie ciepła z układu pozostaje zazwyczaj na niezmiennym poziomie [1].

7.3. PODSTAWY PRAWNE KOGENERACJI

Podstawę legislacyjną dla przedsięwzięć dotyczących kogeneracji stanowi Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997r. Prawo energetyczne [5]. Na dzień dzisiejszy najbardziej aktualne zmiany weszły w życie w dniu 9 sierpnia 2010r. za sprawą „ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw” (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104).

7.4. DEFINICJE PODSTAWOWYCH POJĘĆ

- a) kogeneracja – równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego;
- b) ciepło użytkowe kogeneracji – ciepło wytwarzane w kogeneracji, służące zaspokojeniu niezbędnego zapotrzebowania na ciepło lub chłód, które gdyby nie było wytworzone w kogeneracji, zostałoby pozyskane z innych źródeł;

- c) jednostka kogeneracji – wyodrębniony zespół urządzeń, który może wytwarzać energię elektryczną w kogeneracji, opisany przez dane techniczne;
- d) energia elektryczna z kogeneracji – energia elektryczna obliczona jako:
 - całkowita roczna produkcja energii elektrycznej w jednostce kogeneracji w roku kalendarzowym wytworzona ze sprawnością graniczną przemiany energii większą lub równą 75% lub 80% w zależności od procesu technologicznego;
 - iloczyn współczynnika określonego na podstawie stosunku energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji i rocznej ilości ciepła użytkowego kogeneracji;
- e) referencyjna wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielonego – sprawność rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej albo ciepła stosowana do obliczania oszczędności energii pierwotnej w wyniku zastosowania ich wspólnego wytwarzania (kogeneracji);
- f) wysokosprawna kogeneracja – kogeneracja, która zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:
 - jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub
 - jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

7.5. OBOWIĄZKI OPERATORA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Do ustawowych obowiązków dystrybutora energii należy odbiór energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych i w wysokosprawnej kogeneracji oraz zapewnienie wszystkim podmiotom pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji tej energii (Art. 9a ust. 6, Art. 9c ust. 6, Art. 9c ust. 7).

7.6. KONCESJONOWANIE

W myśl zapisu z dnia 8 stycznia 2010 r. prowadzenie działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej z biogazu zostało wyłączone z konieczności posiadania koncesji (Art. 32. 1). Obecnie funkcjonuje system rejestracji przedsiębiorców w Centralnym Rejestrze Przedsiębiorców prowadzony przez Agencję Rynku Rolnego, zgodnie z zapisem Ustawy [5].

7.7. ŚWIADECTWA POCHODZENIA

(Art. 9a) Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium RP jest obowiązane, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9:

- a) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 1, albo
- b) uiścić opłatę zastępczą w sposób określony w ust. 2.

W Polsce system wspierania energetyki odnawialnej jest oparty na świadectwach pochodzenia. Są to dokumenty potwierdzające wytworzenie energii w odnawialnym źródle energii lub wysokosprawnej kogeneracji i są wydawane na podstawie wniosków wytwórców energii przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Sprzedawcy energii elektrycznej mają ustawowy obowiązek kupowania określonej ilości energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych i wysokosprawnej kogeneracji wraz ze świadectwami pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej (której wysokość zmienia się co roku i która stanowi punkt odniesienia dla ceny rynkowej świadectw). Ilość energii wykazana w świadectwach pochodzenia każdorazowo po zarejestrowaniu ich w systemie rejestru jest przeliczana na certyfikaty.

Świadectwa pochodzenia dzielą się umownie na [6]:

- 1) **Zielone** – świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii tzn. wytwarzanej w oparciu o odnawialne paliwa pierwotne. Należą do nich źródła wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesie odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.
- 2) **Żółte** – świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW. Kwestia mocy źródła jest oceniana w odniesieniu do konkretnego przedsięwzięcia energetycznego, a nie jednostek wytwórczych, jakimi dany przedsiębiorca dysponuje.
- 3) **Fioletowe** – świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji opalanej metanem górniczym lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (w szczególności rolniczej);
- 4) **Czerwone** – świadectwa pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł wytwórczych pracujących w wysokosprawnej kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej powyżej 1 MW lub opalane paliwami innymi niż paliwa gazowe, metan z kopalń lub biogaz z biomasy.
- 5) **Brązowe** – świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, które stanowią potwierdzenie wytwarzania i jednocześnie wprowadzania do sieci gazowej dystrybucji biogazu rolniczego.

Planowane jest również wprowadzenie certyfikatów **białych** (wspomagających rozwiązania energooszczędne), **niebieskich** (wspomagających nowoczesne inwestycje) oraz **pomarańczowych** (wspierających inwestycje w technologii sekwestracji dwutlenku węgla).

Z punktu widzenia biogazowni rolniczej istotne są zatem certyfikaty zielone i certyfikaty kogeneracyjne (żółte lub fioletowe), które można łączyć zwiększając tym samym opłacalność produkcji i skracając czas zwrotu inwestycji.

Certyfikaty przedstawia się do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w sprawozdaniach rocznych. Udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikający ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo przedstawiło do umorzenia (lub uiszczonej opłaty zastępczej) w całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym wynosi 7,5% w roku 2009 oraz 9% w latach 2010–2014.

Otrzymane świadectwa pochodzenia można sprzedawać na Towarowej Giełdzie Energii, która dodatkowo otrzymuje od Urzędu Regulacji Energetyki informację nt. ilości wydanych świadectw.

7.8. GŁÓWNE ELEMENTY UKŁADU KOGENERACYJNEGO

W skład modułu kogeneracyjnego wchodzi dwa główne układy: element napędowy (silnik) oraz generator (synchronizujący się automatycznie z siecią energetyczną) wyposażony w instalację wymienników ciepła służącą do odzyskania energii termicznej zawartej w mieszaninie gazów, spalin oraz płynów silnikowych. Całość posiada specjalnie zaprojektowaną obudowę tłumiącą odgłosy pracy silnika i generatora. Ponadto w skład wyposażenia wchodzi zwykle: automatyka pomiarowa, automatyka regulacyjna, układ doprowadzenia gazu, mieszalnik i układ automatycznego uzupełniania ubytków oleju smarowego silnika ze zbiornika rezerwowego. Wybór rozwiązań technicznych dla biogazowni jest uzależniony od planowanej wielkości układu skojarzonego, jego funkcji oraz dostępnych środków inwestycyjnych.

7.8.1. Silniki tłokowe

Tłokowe silniki spalinowe należą do najczęściej stosowanych rozwiązań w kogeneracji o małej mocy. Układy takie są powszechnie stosowane do wytwarzania gorącej wody lub, rzadziej, pary wodnej. Odzysk ciepła może pochodzić ze źródeł niskotemperaturowych (powyżej 90°C: układ chłodzenia silnika, układ chłodzenia oleju smarowego) oraz wysokotemperaturowych (380–550°C: spaliny wylotowe). Dlatego też silniki gazowe są wykorzystywane w systemach grzewczych współpracujących z siecią ciepłą niskotemperaturową.

Pod względem konstrukcyjnym i stosowanych paliw układy skojarzone wyposażone w silniki tłokowe możemy podzielić na [7]:

- a) Silniki gazowe z zapłonem iskrowym – najczęściej spalają one ubogą mieszaninę paliwową poddawaną pod wysokim ciśnieniem do komory spalania gdzie następuje jej zapłon od iskry świecy. Silniki takie często są konstruowane na bazie silników Dieselskich lub traktorynych. Charakteryzują się niewielkimi mocami.
- b) Silniki dwupaliwowe – w celu zainicjowania zapłonu konieczne jest podawanie do silnika niewielkiej ilości oleju napędowego. Problem w przypadku takiego rozwiązania stanowi konieczność dokładnej kontroli stosunku nadmiaru powietrza utrzymującego się na granicy mieszanek ubogich. Moc takich silników z reguły przekracza 1 MW.
- c) Silniki wysokoprężne – są stosowane w układach o najwyższych mocach i z tego powodu nie znajdują zastosowania w biogazowniach rolniczych.

Tabela 7.1. Charakterystyka układów CHP z silnikami tłokowymi

Zalety	Wady
– Szeroki zakres mocy elektrycznej dostępny na rynku – Wysoka sprawność wytwarzania energii elektrycznej – Możliwość łączenia w celu zwiększenia mocy zainstalowanej – Możliwość stosowania różnych paliw	– Konieczność chłodzenia – Znaczny udział ciepła w niskich przedziałach temperatury – Mały wskaźnik mocy do masy – Uciążliwy hałas i wibracje wymagające stosowania osłon akustycznych i podłoży tłumiących – Konieczność specjalistycznej obsługi

Źródło: Skorek J., Kalina J. „Gazowe układy kogeneracyjne” WNT Warszawa, 2005.

Niemal wszystkie stacjonarne silniki gazowe są wyposażone w turbosprężarkę i układ chłodzenia powietrza dolotowego.

W układach skojarzonych z silnikami tłokowymi spalinowymi źródłami pozyskania ciepła są: chłodzenie płaszcza wodnego, chłodzenie oleju smarowego (miski olejowej), chłodzenie mieszanki doładowanej za turbosprężarką oraz chłodzenie spalin wylotowych z silnika. Z reguły używane są pośrednie wymienniki płaszczo – rurowe lub płytowe typu woda–woda lub olej–woda. Standardowy wymiennik spalin–woda pozwala obniżyć temperaturę spalin do ok. 120°C. Ilość odbieranego ciepła w stosunku do energii chemicznej stosowanego paliwa jest bliska energii uzyskiwanej z układów chłodzenia silnika i wymiennika spalin–woda i wynosi w przybliżeniu 20–30%. Dalszy odzysk ciepła może być prowadzony przy użyciu wymienników kondensacyjnych, które są stosowane w przypadku zapotrzebowania na ciepło niskotemperaturowe, np. do ogrzewania szklarni lub do produkcji ciepłej wody użytkowej.

Szacunkowe udziały mocy cieplnych poszczególnych źródeł (wyznaczone w stosunku do energii chemicznej paliwa) oraz poziomy temperatury poszczególnych czynników grzewczych dla układu skojarzonego z silnikiem tłokowym przedstawiono w tabeli 7.2.

Coraz większą liczbę instalowanych układów kogeneracyjnych stanowią jednostki o mocach poniżej 500 kW, które mimo to charakteryzują się wskaźnikami energetycznymi na bardzo dobrym poziomie.

Tabela 7.2. Źródła pozyskiwania ciepła w układzie CHP z silnikiem tłokowym turbodoładowanym

Źródło pozyskiwania ciepła	Temperatura [°C]		Stosunek odzyskanego ciepła do energii chemicznej paliwa
	źródła	czynnika	
Chłodzenie płaszcza wodnego, miski olejowej i powietrza za turbosprężarką	95	85–90	30
Spaliny	500	100–120	25
Spaliny – wymienniki kondensacyjne	120	35–40	8

Źródło: Skorek J., Kalina J. „Gazowe układy kogeneracyjne” WNT Warszawa, 2005.

Na uwagę zasługują również konfiguracje układów CHP, w których wykorzystuje się spaliny bezpośrednio w procesie technologicznym, przykładowo do suszenia produktów w zakładach papierniczych, fabrykach materiałów ceramicznych a także w przemyśle spożywczym.

Ogólnie można stwierdzić, że obiekty predysponowane do zastosowania gospodarki skojarzonej opartej o silniki tłokowe to przede wszystkim:

- pływalnie, baseny, sanatoria, domy akademickie, itd. (w wymienionych obiektach stosowane są zazwyczaj agregaty o mocy od 20 kW do 500 kW, przy czym moc najwyższą stosuje się przy zainstalowaniu dwóch i więcej agregatów);
- ciepłownie, elektrociepłownie, kotłownie blokowe, itd. (w wymienionych obiektach stosowane są zazwyczaj agregaty o mocy od 20 kW na pokrycie potrzeb własnych, np. napędu pomp obiegowych poprzez układy 100 kW do 2000 kW, realizowane są również układy powyżej 2000 kW; przy czym przy mocach wyższych preferuje się instalowanie układów złożonych z dwóch i więcej agregatów);
- oczyszczalnie ścieków, zakłady chemiczne, spożywcze, mechaniczne, rafinerie itp.

7.8.2. Turbiny gazowe

Inną najczęściej stosowaną grupą urządzeń stosowanych w układach skojarzonych są turbiny gazowe, wykorzystywane z reguły w układach o mocy elektrycznej powyżej 1 MW. W porównaniu z silnikiem tłokowym tej samej mocy, turbina gazowa charakteryzuje się mniejszymi rozmiarami i znacznie mniejszym ciężarem (np. turbina o mocy 1 MW jest ok. dziesięciokrotnie lżejsza od silnika tłokowego tej samej mocy). Zazwyczaj turbiny gazowe posiadają jednak mniejszą sprawność energetyczną a także mniejszy stosunek mocy elektrycznej do mocy cieplnej (tzw. wskaźnik skojarzenia).

Ponieważ, w przeciwieństwie do silnika tłokowego, turbina nie posiada układów chłodzących, spaliny są tu jedynym źródłem ciepła, które może być użytecznie

Tabela 7.3. Charakterystyka układów CHP z turbinami gazowymi

Zalety	Wady
• Duża elastyczność pracy • Krótki czas rozruchu • Wysoka niezawodność • Wysoka temperatura umożliwiająca produkcję pary o wysokich parametrach • Małe rozmiary, wysoki stosunek mocy do masy • Brak konieczności chłodzenia zewnętrznego • Małe obciążenie fundamentu	• Zależność mocy i sprawności od parametrów otoczenia, głównie temperatury • Stosunkowo niska sprawność wytwarzania energii elektrycznej • Stosunkowo wysokie ciśnienie paliwa dozowanego do komory spalania • Konieczność stosowania osłon akustycznych • Niska sprawność przy niepełnym obciążeniu

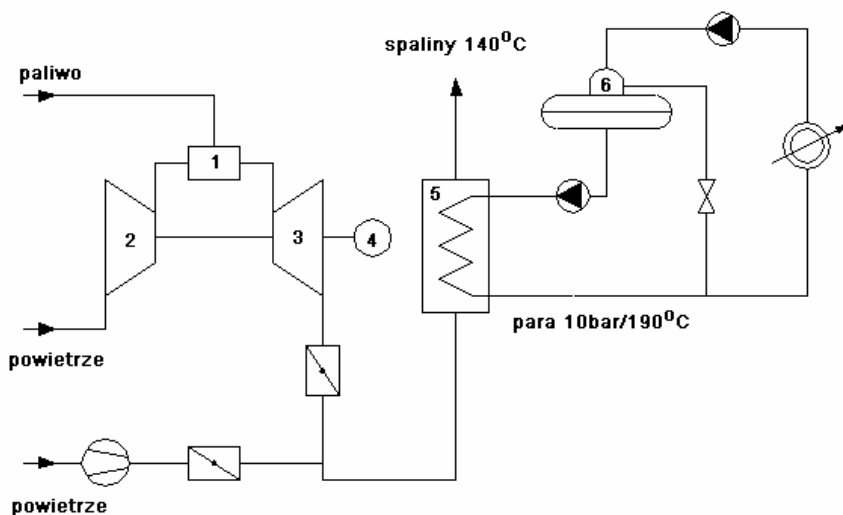
Źródło: Skorek J., Kalina J. „Gazowe układy kogeneracyjne” WNT Warszawa, 2005.

wykorzystane. Instalacje kogeneracyjne wyposażone w turbiny gazowe znajdują zastosowanie w wytwarzaniu pary o średnich lub wysokich parametrach lub, rzadziej, do produkcji ciepłej wody użytkowej. Podobnie jak w przypadku silników tłokowych spaliny mogą być również wykorzystane w procesach technologicznych [7].

Turbina gazowa składa się z połączonych szeregowo oddzielnych urządzeń: sprężarki, komory spalania i turbiny, z których każde jest wytwarzane odrębnie dając możliwość różnorodnych konfiguracji układu.

a) Proste układy CHP z turbinami gazowymi

Najbardziej rozpowszechnionym obecnie rozwiązaniem technicznym są proste układy turbin gazowych w obiegu otwartym ze spalaniem paliwa w wewnętrznej komorze spalania, tzw. SGT (ang. *Simple Gas Turbine*). Charakteryzują się stosunkowo niską sprawnością wytwarzania energii elektrycznej, natomiast temperatura spalin jest wyższa w porównaniu z bardziej zaawansowanymi konstrukcjami, przez co lepiej nadają się do współpracy z kotłem odzyskowym parowym.



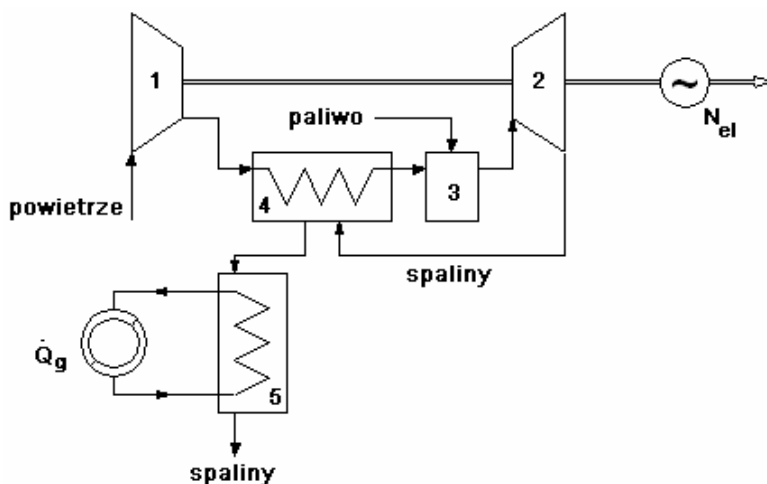
Rys. 7.1. Prosty układ CHP z turbiną gazową do produkcji pary średnioprężnej: 1 – komora spalania, 2 – sprężarka, 3 – turbina, 4 – generator, 5 – kocioł odzyskowy, 6 – odgazowacz; źródło: Skorek J., Kalina J., „Gazowe układy kogeneracyjne” WNT Warszawa, 2005

Omawiane układy cechuje ponadto stosunkowo duża bezwładność, wynikająca ze sprzęgnięcia na wspólnym wale turbiny i sprężarki: rozwiązanie to pozwala zabezpieczyć urządzenie przed „rozbieganiem” w chwili zaniku obciążenia elektrycznego ale wiąże się też z ograniczeniem zakresu obciążeń, przy których turbina może pracować stabilnie.

b) Instalacje z turbiną gazową i regeneracją ciepła

Jednym z najsukuteczniejszych sposobów podniesienia sprawności energetycznej urządzeń i układów jest zastosowanie procesu regeneracji ciepła. W przypadku turbin gazowych proces ten polega na ogrzewaniu powietrza przed komorą

spalania spalinami wylotowymi w wymienniku regeneracyjnym. W przeciwieństwie do układów parowych, zastosowanie regeneracji ciepła w turbinie gazowej wiąże się z całkowitą modyfikacją konstrukcji turbiny w celu wyprowadzenia powietrza za sprężarką do wymiennika i wprowadzenia podgrzanego powietrza do komory spalania.



Rys. 7.2. Układ CHP z turbiną gazową z regeneracją ciepła: 1 – sprężarka, 2 – turbina, 3 – komora spalania, 4 – wymiennik regeneracyjny, 5 – kocioł odzyskowy;
źródło: Skorek J., Kalina J. „Gazowe układy kogeneracyjne” WNT Warszawa, 2005.

Warto zaznaczyć, że szczególnie korzystne wyniki regeneracji ciepła można uzyskać w zakresie niskich stosunków sprężania. Jest to możliwe dzięki zwiększeniu się różnicy między spalinami a powietrzem w regeneracyjnym wymienniku ciepła co powoduje zwiększenie ilości ciepła regeneracji w stosunku do strumienia energii chemicznej paliwa [7].

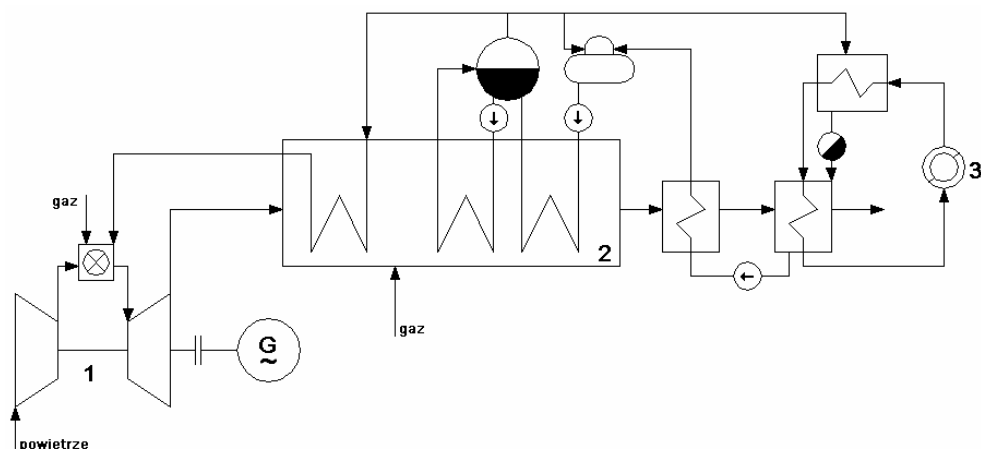
c) Instalacje z turbiną z wtryskiem pary i wody

Istnieje możliwość zwiększenia mocy turbiny gazowej dzięki zastosowaniu wtrysku pary do komory spalania, tzw. Układ Chenga lub turbina STIGT (ang. *Steam Injection Gas Turbine*). Wtrysk pary powoduje zwiększenie stosunku strumienia spalin do strumienia powietrza sprężanego przez sprężarkę. Zwiększenie strumienia spalin w takim przypadku przyczynia się do wzrostu mocy (netto) turbiny, przy niezmięnionej praktycznie mocy sprężarki. Co istotne, zapotrzebowanie na moc pompy wodnej oraz strumień paliwa doprowadzanego do komory zwiększają się nieznacznie w stosunku do wzrostu mocy, tak więc zwiększeniu podlega całkowita sprawność układu. Kolejną zaletą takiego rozwiązania jest brak konieczności znacznej ingerencji w konstrukcję turbiny w celu dostosowania jej do pracy z wtryskiem pary.

Turbiny STIGT znajdują zastosowanie przede wszystkim w elektrociepłowniach, gdzie z założenia muszą współpracować z kotłem odzyskowym produkują-

cym parę do wtrysku. Ponieważ tylko część pary jest używana w systemie wtrysku, jej nadwyżki mogą być użyte przez odbiorców zewnętrznych.

Instalacje z wtryskiem pary ustępują pod względem wydajności układom gazowo-parowym i tym samym nie są konkurencyjne ekonomicznie w zakresie dużych mocy, natomiast ich opłacalność wzrasta w dla małych i średnich mocy ze względu na brak kosztów inwestycyjnych związanych z budową części parowej (turbina parowa i układ chłodzenia skraplacza).



Rys. 7.3. Schemat elektrociepłowni z turbiną gazową i wtryskiem pary: 1 – turbina gazowa, 2 – kocioł odzyskowy, 3 – odbiór ciepła;

źródło: Skorek J., Kalina J. „Gazowe układy kogeneracyjne” WNT Warszawa, 2005

Innym rozwiązaniem jest połączenie technologii regeneracyjnego podgrzewania powietrza do spalania i zwiększania strumienia spalin (bez zmiany strumienia sprężanego powietrza), tzw. turbina HAT (ang. *Humid Air Turbine*). Turbina ta to układ z regeneracją ciepła, w którym dodatkowo zastosowano wtrysk wody do powietrza przed wymiennikiem regeneracyjnym. Ma to na celu obniżenie temperatury podgrzewanego powietrza dzięki czemu pojawia się możliwość większego schłodzenia spalin i tym samym zwiększenie efektywności regeneracji ciepła. Efektywność tą można podnieść dodatkowo przez zastosowanie międzystopniowe chłodzenie sprężanego powietrza.

Mimo, że w układzie HAT występują straty egzergii związane z mieszaniem powietrza i wody (inne niż w układzie STIGT), uzyskuje się zdecydowanie korzystniejsze dopasowanie rozkładów temperatury czynników w wymienniku regeneracyjnym aniżeli w kotłach odzyskowych układów z wtryskiem pary lub instalacji gazowo-parowych co skutkuje większą sprawnością.

W przeciwieństwie do układów z wtryskiem pary koncepcja turbiny HAT wymaga znacznej modyfikacji konstrukcji samej turbiny jak i całej instalacji. Konieczna jest przebudowa turbiny, montaż wysokotemperaturowego wymiennika regeneracyjnego i systemu wtrysku wody, co pociąga za sobą wzrost kosztów inwestycyjnych.

Łatwiejsze do zastosowania są układy wyposażone w system wyparnego chłodzenia powietrza przed wlotem do sprężarki oraz układy mokrego sprężania (ang. Wet Compression), gdzie odparowywanie wody i chłodzenie powietrza następuje podczas procesu sprężania wewnątrz sprężarki.

W przeciwieństwie do innych metod schładzania powietrza, w przypadku metody Wet Compression istnieje możliwość takiego doboru ilości wtryskiwanej wody, że odparowywanie wody i chłodzenie powietrza następuje w sposób ciągły w trakcie całego procesu sprężania. Umożliwia to zminimalizowanie wpływu wilgotności i temperatury powietrza doprowadzanego do sprężarki na efekty chłodzenia.

Podobnie jak w przypadku turbin z wtryskiem pary, koszty modyfikacji układu typu Wet Compression są stosunkowo niewielkie.

Wspólną wadą turbin z wtryskiem pary lub wody jest zużycie dużych ilości wody o podwyższonej lub wysokiej (jak w przypadku turbin STIGT) jakości. Zużycie wody zdemineralizowanej może być nawet kilkadziesiąt razy większe niż w układach parowych i gazowo-parowych. Praktycznie jedyną możliwością odzyskiwania wody jest wykraplanie wody w kondensacyjnym wymienniku ciepła w układach używanych jako elektrociepłownia.

d) Mikroturbiny gazowe

Mikroturbiny gazowe stanowią kolejny krok rozwoju rozwiązań technicznych opartych o turbiny gazowe z regeneracją ciepła. Mianem tym określa się stacjonarne turbozespoły gazowe charakteryzujące się niewielką mocą elektryczną rzędu 25–500 kW, składające się ze sprężarki i turbiny promieniowej oraz regeneracyjnego podgrzewacza powietrza zintegrowanego z całym układem. Ich cechą charakterystyczną jest stosunkowo prosta budowa, którą udało się osiągnąć dzięki zastosowaniu niższych niż zwykle temperatur spalania oraz niskich stopni sprężania. Uzyskanie sprawności rzędu 25–30% jest z kolei możliwe dzięki regeneracyjnemu wymiennikowi ciepła [7].

Mikroturbiny znajdują obecnie zastosowanie głównie w układach CHP, w których wytwarzana jest gorąca woda.

Zanieczyszczenia zawarte w biogazie mogą uszkodzić mikroturbiny, dlatego biogaz musi być wcześniej oczyszczony i osuszony. Mikroturbiny gazowe spalają biogaz o zawartości metanu od 35 do 100%. Wskutek ciągłego spalania z nadmiarem powietrza i niskimi ciśnieniami w komorze spalania, mikroturbiny wykazują w stosunku do silników spalinowych wyraźnie mniejsze wartości emisji spalin. Umożliwia to rozwój nowych dróg wykorzystania spalin (np. w suszarniach rolniczych lub wykorzystanie CO₂ w szklarniach). Odzyskane ciepło dostępne jest na względnie wysokim poziomie temperaturowym i transportowane jest tylko przez spaliny [3].

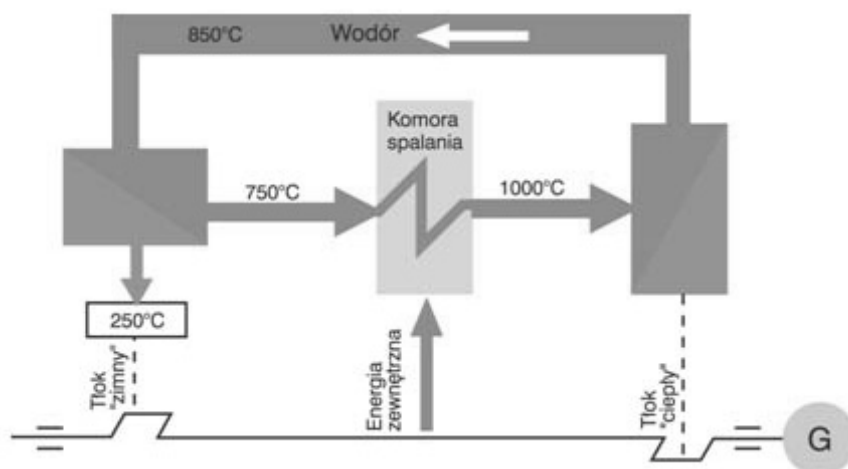
7.8.3. Silnik Stirlinga

Silnik Stirlinga przetwarza energię cieplną w energię mechaniczną – bez procesu wewnętrznego spalania paliwa. Wskutek dostarczania ciepła z zewnątrz możliwe jest jego zasilanie energią pochodzącą z dowolnego źródła. Silnik Stirlinga nie ma rozrządu, nie korzysta ze spalania wybuchowego i nie ma wydechu, dzięki

czemu jest niemal bezgłośny. Natomiast jego wadą są niskie obroty, kompensowane w dużym stopniu możliwością dokładnej kontroli procesu spalania paliwa (znacznie lepszej niż w przypadku silnika tłokowego), co umożliwia utrzymanie niskiej toksyczności spalin [3].

Silnik Stirlinga składa się z dwóch tłoków („zimnego” i „gorącego”), regeneracyjnego wymiennika ciepła pomiędzy nimi oraz wymienników przekazujących ciepło między czynnikiem roboczym, najczęściej helem lub wodorem, a zewnętrznymi źródłami [8].

Schemat ideowy pracy nowoczesnego silnika Stirlinga przedstawiono na rys. 7.4.



Rys. 7.4. Schemat ideowy kogeneracji z silnikiem Stirlinga; kolor czerwony – obieg roboczy recyrkulacyjny; kolor niebieski – odbiór ciepła przez tłok roboczy i zewnętrzny wymiennik ciepła; źródło: Internet: www.peosa.pl.

W silniku Stirlinga, w przeciwieństwie do silników gazowych, tłok nie jest napędzany wskutek rozprężania gazów spalinowych pochodzących z wewnętrznego spalania mieszanki, lecz poprzez ekspansję zamkniętego gazu, który rozpręża się dzięki doprowadzeniu energii z zewnętrznego źródła ciepła. Dzięki wyizolowaniu źródła ciepła od własnej, wytwarzanej w silniku energii, wymagane ciepło może pochodzić z różnych źródeł energetycznych (np. palnika gazowego zasilanego przez biogaz)

Dzięki ciągłemu spalaniu silniki Stirlinga charakteryzują się niską emisją substancji szkodliwych oraz niskimi nakładami na konserwację. Temperatura spalin mieszczą się w zakresie 250–300 st. C. Z uwagi na zewnętrzne spalanie wymagania dotyczące jakości biogazu nie są wysokie, z tego powodu w układach tego typu można wykorzystywać biogaz o niskiej zawartości metanu.

Największą zaletą silników Stirlinga jest szczelnie zamknięta przestrzeń robocza wypełniona trwale, jednorazowo gazem o ciśnieniu 4–15 MPa. Dzięki takiej konstrukcji nie ma w nich zaworów i łańcuchów rozrządu, a za sprawą zewnętrz-

nego doprowadzania ciepła, rodzaje jego źródła mogą być dowolne, nie tylko stałe, ciekłe czy gazowe, ale w dodatku zarówno nieodnawialne (węgiel, ropa, gaz ziemny), jak i odnawialne. Spaliny nie mają możliwości wnikania do silnika Stirlinga, co owocuje niskim zużyciem się jego części oraz stosunkowo długimi okresami eksploatacji [8].

7.8.4. Układ odzysku ciepła

W instalacjach CHP gazowy silnik tłokowy lub turbina napędzając generator wytwarza, oprócz pracy, spaliny i ciepło. Ciepło to nazywane jest często ciepłem odpadowym i można je częściowo odzyskać w wymiennikach ciepła. W przypadku turbiny stosowany jest jeden wymiennik: spaliny–woda, zwany także kotłem odzyskowym, przez który przemieszczają się spaliny wychodzące z turbiny. Odzysk ciepła z silnika tłokowego natomiast może odbywać się wielokrotnie, ze źródeł o różnej temperaturze. Mogą to być: płaszcz wodny silnika, miska olejowa, układ chłodzenia mieszanki doładowanej oraz gorące spaliny. Ponadto układy skojarzone mają często dodatkowe źródło ciepła w postaci kotła (kotłów) rezerwowo-szczytowych, gdyż wymagania dotyczące niezawodności zasilania w ciepło narzucają stosowanie rezerwowego źródła ogrzewania.

a) Kotły odzyskowe

Kotły odzyskowe w instalacjach kogeneracyjnych małych mocy są zasilane spalinami wylotowymi z turbiny gazowej lub silnika tłokowego, których temperatura mieści się zwykle w przedziale 300–600°C, stąd zaliczają się one do kotłów niskotemperaturowych. Najczęściej stosowanymi kotłami odzyskowymi są kotły wodne (wymenniki ciepłownicze spaliny–woda) oraz parowe (tzw. HRSG, ang. Heat Recovery Steam Generator) [7]. Wymiana ciepła odbywa się w obu przypadkach głównie na drodze konwekcji.

– Kotły odzyskowe wodne

Kotły odzyskowe wodne mogą mieć postać wymiennika płaszczowo-rurowego typu spaliny–woda, kiedy współpracują z silnikami spalinowymi, lub kotłów zbliżonych budową do kotłów gazowych, kiedy współpracują z turbiną gazową.

Najważniejszym czynnikiem warunkującym rodzaj konstrukcji i powierzchnię wymiany ciepła kotła odzyskowego jest temperatura wytwarzanego czynnika na dopływie i wypływie z kotła. Wraz ze spadkiem temperatury spalin przemieszczających się do komina rośnie moc cieplna kotła oraz jego sprawność.

– Kotły odzyskowe parowe

Wytwarzanie gorącej wody, mimo że jest efektywne pod względem ilości odzyskiwanego ciepła, nie jest korzystne z punktu widzenia temperatury wytwarzanego nośnika. Duże straty egzergii powstające podczas wymiany ciepła między spalinami a wodą sprawiają, że korzystniejsze termodynamicznie jest wytwarzanie pary wodnej. Jest to szczególnie istotne w przypadku instalacji wyposażonych w turbiny gazowe, gdzie ciepło odzyskiwane jest głównie (lub jedynie) ze spalin o wysokiej temperaturze. Wytwarzana w ten sposób para o podwyższonych parametrach może być wykorzystana do produkcji dodatkowej ilości energii elektrycznej w obiegu turbiny parowej (układ kombinowany – instalacje CHP o dużych mocach)

lub zastosowana bezpośrednio do przemysłowych celów technologicznych. Parowe kotły odzyskowe budowane są w układzie przeciwpłomowym, tzn. śledząc kierunek przepływu pary, kolejne elementy kotła to: podgrzewacz wody, parowacz i przegrzewacz pary.

Obecnie, w nowych układach odzyskowych, instaluje się tzw. parowacz deaeracyjny. Jego zastosowanie stanowi kompaktowe rozwiązanie węzła zasilającego kocioł bez potrzeby instalowania oddzielnego zbiornika wody zasilającej i odgazowywacza.

b) Gazowe kotły rezerwowo-szczytowe

Oprócz swojej ważnej roli rezerwowej, kotły gazowe mogą pełnić także rolę dodatkowego źródła w czasie szczytowego zapotrzebowania na ciepło, co jest naturalnie uwarunkowane indywidualnym przeznaczeniem układu skojarzonego. Z tego powodu kotły takie nazywane są rezerwowo-szczytowymi. Istnieje także możliwość, przy odpowiednim sposobie sterowania pracą instalacji, zmniejszenia kosztów eksploatacji poprzez okresowe wyłączanie silnika czy turbiny (w godzinach pozaszczytowych, kiedy koszt zakupu energii jest niewielki) i przejęcia produkcji ciepła przez kocioł (kotły).

Główne czynniki mające wpływ na wybór rodzaju i liczby kotłów to: wymagana moc cieplna, rodzaj i parametry nośnika ciepła oraz sposób wykorzystania nośnika ciepła. W niewielkich układach skojarzonych opartych na biogazie zastosowanie znajdują najczęściej kotły wodne niskotemperaturowe, w których komorę spalania stanowi gładka płomienica z palnikiem gazowym umieszczonym w środku i symetrycznie rozmieszczonymi wokół płomieniówkami drugiego (czasem również trzeciego) ciągu.

7.9. ZASADY DOBORU UKŁADU KOGENERACYJNEGO

Zgodnie z wytycznymi Skorka J. [7], kompletna analiza techniczno-ekonomiczna, jaką należy przeprowadzić w pierwszej fazie procesu inwestycyjnego obejmuje siedem głównych etapów:

Etap Nr 1: Określenie zapotrzebowania na nośniki energii

Należy określić przede wszystkim:

- rodzaj zapotrzebowania na energię: procesy technologiczne, energia elektryczna i ciepło dla budynków;
- typy i parametry wymaganych nośników energii: napięcie elektryczne, liczba faz, rodzaj nośnika (para, woda, gorące powietrze), temperatura, ciśnienie;
- wielkość zapotrzebowania na poszczególne nośniki;

Następnie należy zidentyfikować głównych odbiorców posiłkując się danymi dotyczącymi historii układu przewidzianego do zasilania z nowego źródła, planów rozwojowych, modernizacyjnych i inwestycyjnych. Jako wynik końcowy powinno się osiągnąć przybliżony charakter przebiegu krzywych zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło w różnych godzinach doby i porach roku. W końcowej fazie I etapu należy przeprowadzić analizę możliwości obniżenia zapotrzebowania na energię i uściślić propozycje działań inwestycyjnych (w miarę możliwości finansowych), które umożliwią osiągnięcie tego celu.

Etap Nr 2: Analiza warunków uzyskania ciepła, paliw i energii elektrycznej od zewnętrznych dostawców oraz sprzedaży wytwarzanego ciepła do zewnętrznych odbiorców

Etap ten polega na określeniu kosztów zakupu różnych nośników energii wtedy, kiedy decyzja o instalacji układu skojarzonego nie została podjęta oraz do określenia warunków sprzedaży nadwyżek wyprodukowanej energii i związanych z tym zysków. Dla istniejących obiektów koszty zakupu i ewentualnie wytwarzania energii są określone, należy jednak zbadać możliwości przejścia na inną taryfę, zmiany dostawcy energii lub zmiany kosztów paliw i energii. Dla obiektów nowych należy dokonać wyboru źródła zasilania, dostawcy i taryfy. Zazwyczaj wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej we własnym zakresie jest procesem ekonomicznie efektywnym tylko wtedy, kiedy alternatywny sposób zasilania jest bardziej kosztowny. Ważne jest również określenie opłat taryfowych w różnych godzinach doby w zależności od pory roku. W połączeniu z wynikami etapu I można stwierdzić, kiedy koszt związany z zasilaniem obiektów w energię jest największy i podjąć kroki zmierzające do jego obniżenia (np. przez przesunięcie najbardziej energochłonnych procesów technologicznych na inne godziny doby).

Etap Nr 3: Określenie stanu technicznego dostępnych urządzeń oraz określenie technicznej efektywności urządzeń alternatywnych w stosunku do układu kogeneracyjnego

Dla istniejącego systemu zasilania należy określić stan techniczny, zakres koniecznych remontów i modernizacji, niezbędne nakłady finansowe oraz przewidywany czas dalszej eksploatacji. Należy rozpatrzyć również wszystkie koszty inwestycyjne związane z dostosowaniem starych urządzeń do obowiązujących norm i standardów lub koszty związane z ich niedotrzymaniem.

Dla nowego obiektu trzeba wziąć pod uwagę sprawność wybranych urządzeń, elastyczność ich pracy, konieczność i złożoność obsługi, zapotrzebowanie na urządzenia pomocnicze, długość okresów międzyremontowych itd. Wszystkie te informacje pozwolą oszacować wysokość kosztów związanych z pracą systemu, jak również unaocznic korzyści i problemy mogące wpłynąć na ostateczną decyzję dotyczącą wyboru rozwiązania technicznego.

Etap Nr 4: Oszacowanie kosztów ekologicznych

Na tym etapie należy oszacować uciążliwość procesu zasilania obiektu w energię dla środowiska naturalnego i związane z tym koszty. Przeważnie sprowadza się to do określenia opłat za emisję substancji szkodliwych do atmosfery, składowanie odpadów, w przypadku biogazowni: składowanie surowca, itd. Trzeba również mieć świadomość, że koszt ekologiczny to pojęcie znacznie szersze uwzględniające nie tylko koszty ponoszone bezpośrednio w pracującym obiekcie, lecz również wcześniej (np. koszt zakupu energii elektrycznej) lub później (koszty likwidacji szkód wyrządzonych środowisku).

Etap Nr 5: Określenie rodzaju, liczby i mocy instalowanych urządzeń

Po analizie powyższych etapów należy podjąć decyzję zawężającą rodzaj urządzeń, które mogą być wykorzystane w systemie zasilania obiektów w ciepło i energię elektryczną. Należy określić moce nominalne, sprawność, możliwe tryby pracy itd. Jeżeli zdecydujemy o instalacji układu kogeneracyjnego, to ważną de-

czyż będzie określenie dodatkowych urządzeń, które pokryją szczytowe zapotrzebowanie na ciepło, np. kocioł gazowy, zasobnik ciepła lub dodatkowy moduł ciepło-elektryczny o mniejszej mocy. Błędem jest dobór jednego urządzenia skojarzonego o mocy zapewniającej pokrycie maksymalnych potrzeb cieplnych i energetycznych obiektu. O ile nadwyżki energii elektrycznej można odprowadzać do sieci (z której również pokrywane są niedobory energii elektrycznej w obiekcie), o tyle nadprodukcja ciepła wymaga stosowania dodatkowych chłodziw lub pracy urządzenia pod niepełnym obciążeniem. Poprawę warunków eksploatacji uzyskuje się zazwyczaj instalując równolegle do układu skojarzonego kocioł gżowy lub/w zasobnik ciepła.

Etap Nr 6: Oszacowanie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji dla wytwarzanych układów

Ten etap sprowadza się do sporządzenia obliczeń opartych o koszty zakupu lub modernizacji wybranych urządzeń, koszty remontów, obsługi, zakupu paliwa np. do kotłów olejowych oraz innych nakładów uwzględnionych w poprzednich etapach.

Etap Nr 7: Optymalizacja

Końcowym etapem powinien być wybór rozwiązania charakteryzującego się najlepszą wartością wielkości przyjętej jako kryterium wyboru. W przeważającej liczbie wypadków wielkością tą jest efekt ekonomiczny (maksymalny lub minimalny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych).

Wnioski z przeprowadzonej analizy techniczno-ekonomicznej powinny prowadzić do podjęcia decyzji dotyczącej:

- a) w przypadku obiektu istniejącego:
 - modernizacji polegającej na utrzymaniu stanu istniejącego przy założonej liczbie lat dalszej eksploatacji po dostosowaniu go do aktualnych (i przewidywanych) wymagań technicznych i ekologicznych;
 - zmiany istniejącego układu przez przeprowadzenie inwestycji prowadzącej do powstania nowego systemu zasilania obiektu w ciepło i energię elektryczną;
- b) w przypadku obiektu nowego:
 - wyboru źródła zasilania obiektu w ciepło i energię elektryczną, jak również jego rozwiązania technicznego

7.10. LITERATURA

1. Podziemska A., „Techniczno-ekonomiczne aspekty gazowej gospodarki skojarzeniowej cz. 1”, Nowoczesne gazownictwo 4/2005.
2. Olajossy A., „Możliwości kogeneracji trzech rodzajów energii w oparciu o zubożony w metan gaz ziemny”, Polityka energetyczna 11(1)/2008 (str. 63–71).
3. Kowalczyk Juško A., Rusak S., „Biogaz w systemach kogeneracyjnych”, Czysta Energia 10(60)/2006 (str. 41–42).
4. „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku” załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r.

5. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997r. Prawo Energetyczne, (Dz. U. z 2010r. Nr 21, poz.104).
6. Muras Z. „Kolorowy zawrót głowy – czyli specyfika polskich systemów wsparcia OZE i kogeneracji” Czysta Energia 5/2011 (str.12–14).
7. Skorek J. , Kalina J. „Gazowe układy kogeneracyjne” WNT Warszawa, 2005.
8. Kotowski W. „Kogeneracyjny blok z silnikiem Stirlinga. Konkurencji brak!”, www.cire.pl.
9. Internet: www.peosa.pl.

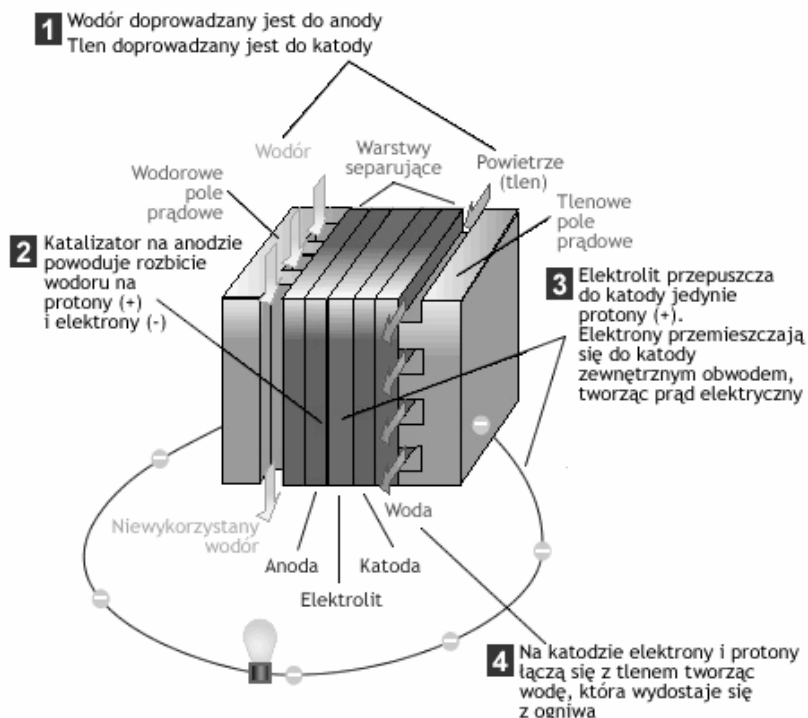
8. UKŁAD HYBRYDOWY Z OGNIWEM PALIWOWYM DO GENERACJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA, JAKO ELEMENT ROZPROSZONEGO SYSTEMU ENERGETYCZNEGO

Zasada działania ogniwa wodorowego (Fuel Cell) generującego energię elektryczną z reakcji chemicznej wodoru z tlenem została odkryta przez Ch. F. Schönbeina w 1838 roku, a zastosował ją praktycznie w skali laboratoryjnej w 1839 roku W. Grove. Dalsze prace nad rozwojem ogniw paliwowych zostały zarzucone ze względu na wynalezienie prądnicy elektrycznej oraz silnika spalinowego napędzanego paliwami wytwarzanymi z łatwo dostępnej i taniej ropy naftowej. Taki stan trwał do początku lat sześćdziesiątych XX wieku, kiedy to ogniwa paliwowe zastosowano jako źródło prądu i wody w programach kosmicznych Apollo, Gemini, Skylab. Dopiero od dziewięćdziesiątych lat ubiegłego wieku rozpoczął się największy postęp w badaniach nad rozwojem i innymi zastosowaniami ogniw paliwowych. Podstawowym impulsem były zawirowania na rynkach ropy naftowej, które spowodowały globalny kryzys energetyczny. Ten kryzys oraz pojawiające się coraz częściej zaburzenia klimatyczne na wielką skalę wywarły istotny wpływ na poszukiwanie alternatywnych i ekologicznych źródeł energii (przyjaznej dla życia człowieka i środowiska). Między innymi przyspieszył poszukiwanie nowych technologii pozyskiwania wodoru i jego zastosowania, jako źródła energii finalnej.

8.1. ZASADA DZIAŁANIA OGNIWA PALIWOWEGO

Ogniwo paliwowe (wodorowe) jest urządzeniem do elektrochemicznej zamiany energii w reakcji chemicznej wodoru z tlenem w energię elektryczną, ciepło i wodę. Zasadę jego działania przedstawiono na rysunku 8.1.

Zbudowane jest ono z dwóch elektrod – anody i katody, między którymi znajduje się warstwa elektrolitu. W zależności od konstrukcji ogniwa paliwowego elektrolit może być w postaci płynnej lub stałej, względnie w postaci membrany elektrolitycznej. Elektrolit lub membrana elektrolityczna są przepuszczalne dla jonów, natomiast działają zaporowo dla powstających w wyniku reakcji chemicznej na elektrodach elektronów. Do anody podawany jest z zewnątrz wodór cząsteczkowy (H_2), a do katody tlen cząsteczkowy (O_2). Atom wodoru wchodząc w reakcję z materiałem anody ulega jonizacji na jon wodorowy (H^+) i wolny elektron (e^-). Powstały jon wodorowy przepływa przez elektrolit do katody, a elektrony ze względu na działanie zaporowe elektrolitu przepływają zewnętrznym obwodem elektrycznym do katody, na której jonizują tlen, który łączy się z jonami wodorowymi i w efekcie powstaje cząsteczka wody. Ta reakcja jest silnie egzotermiczna. Reakcje zachodzące na elektrodach są reakcjami oksydukcyjnymi, w efekcie czego dochodzi między elektrodami do znacznej różnicy potencjału energetycznego, który zostaje przetworzony na energię elektryczną. Do utrzymania ciągłej pracy ogniwa musi być stale dostarczany do niego wodór w postaci gazowej lub w postaci różnych związków chemicznych, jak np. metanol lub metan, które ulegają szybkiemu rozpadowi z wydzieleniem wodoru.

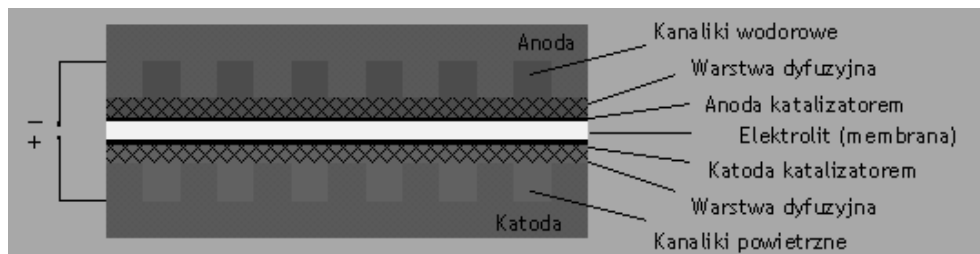


Rys. 8.1. Ogniw paliwowe (zasada działania); źródło: www.ogniwa-paliwowe.com

8.2. BUDOWA OGNIWA PALIWOWEGO

Budowę pojedynczego ogniw paliwowego tworzą następujące podstawowe elementy (rys. 8.2):

- elektrolit,
- elektrody,
- płyty bipolarne (Flow Field Plates/BipolarPlates) oraz
- opcjonalnie warstwy dyfuzyjne (Gas Diffusion Layers).



Rys. 8.2. Schemat budowy pojedynczego ogniw paliwowego;
źródło: www.fuelcell.no/index_pl.HTM

Elementy i urządzenia dodatkowe ogniwa paliwowego to:

- zbiornik paliwa,
- pompy, dmuchawy, sprężarki, chłodnice i podgrzewacze,
- jednostka sterująca.

Elektrolit

Elektrolit w ogniwie paliwowym musi być:

- dobrym przewodnikiem jonów,
- dobrym izolatorem dla elektronów,
- fizycznym rozdzielaczem / separatorem/ reagentów pomiędzy elektrodami.

W celu zachowania równowagi chemicznej w ogniwie paliwowym jony muszą migrować od anody do katody przez warstwę elektrolitu. Rodzaj jonów oraz kierunek ich ruchu może się zmieniać w zależności od rodzaju ogniwa paliwowego. Zawsze podstawowym zadaniem elektrolitu (bez względu na konstrukcję i materiał użyty do budowy ogniwa) jest rozdzielanie procesów chemicznych zachodzących na elektrodach, ponieważ przepływ elektronów lub reagentów między elektrodami przez elektrolit obniża sprawność takiego ogniwa, a nawet może zatrzymać jego pracę.

Elektrody

Elektrody są elementami ogniwa, na których zachodzą reakcje utleniania i redukcji. Reakcje te przebiegają na ich powierzchniach. Na anodzie zachodzi utlenianie paliwa, a na katodzie redukcja tlenu. Powierzchnie elektrod pokryte są specjalnymi katalizatorami, których zadaniem jest przyspieszanie reakcji (sprawności ogniwa). Najczęściej stosowanym katalizatorem jest czysta platyna lub platyna w połączeniu z innymi pierwiastkami ziem rzadkich, np. platyna-ruten. W ogniwach wysokotemperaturowych jako katalizator stosowane są tańsze materiały, jak np. nikiel, kobalt czy ruten, oraz ich stopy.

Płyty bipolarne

Płyty bipolarne (z ang. Flow Field Plates/Bipolar Plates) mają za zadanie równomierne rozprowadzanie paliwa i utleniacza (powietrza) na całej powierzchni elektrod, spełniają rolę kolektorów prądowych. Równomierne rozprowadzanie reagentów odbywa się poprzez nacięte na ich powierzchni kanaliki o różnych kształtach, np. równoległe lub serpentyny oraz w kombinacjach, w zależności od konstrukcji ogniwa. W ogniwach paliwowych niskotemperaturowych nową generacją materiałem na płyty bipolarne stosowane są tworzywa sztuczne. A w ogniwach wysokotemperaturowych stosowane są: grafit, stal nierdzewna lub jej stopy oraz spieki ceramiczne.

Warstwy dyfuzyjne (Gas Diffusion Layers)

Warstwy dyfuzyjne stosowane są tylko w ogniwach paliwowych niskotemperaturowych i służą tam do rozprowadzania reagentów na elektrodach oraz odprowadzania produktu reakcji utleniania i redukcji z katody, tj. wody. Ze względu na ich położenie między elektrodami a płytami bipolarnymi muszą być hydrofobowe i spełniać rolę dobrego przewodnika prądu. Najczęściej zbudowana jest ona z papieru węglowego hydrofobizowanego teflonem.

W elementarnym pojedynczym ogniwie paliwowym, niezależnie od jego budowy, rodzaju, składu itp. można uzyskać maksymalnie prąd stały o napięciu 1 V i natężeniu $0,8 \text{ A/cm}^2$. Dlatego aby uzyskać źródło prądu do wykorzystania użytkowego łączone są one w tzw. moduły (pakiety lub stosy), w zależności od zapotrzebowanej (zaprojektowanej) mocy (elektrycznej czy cieplnej), rozmiaru, kształtu i mobilności (stacjonarne, przenośne). Ponadto, finalne ogniwo paliwowe (a szczególnie stosowane w środkach transportu) musi być wyposażone w zbiornik paliwa.

Wodór, jako podstawowe paliwo może być magazynowany w postaci sprężonego lub skroplonego gazu. Może być także magazynowane w postaci stałej w formie wodorków metali, związków metaloorganicznych, względnie w formie kompleksowych wodorków, zoolitów lub nanorurek węgla. Paliwa węglowodorowe w postaci gazowej mogą być przechowywane w formie sprężonej, skroplonej i bezpośrednio podawane do ognia; często muszą być one wstępnie rozkładane (reformowane) do wodoru, w zależności od konstrukcji i rodzaju ognia paliwowego.

W ogniwie paliwowym, prócz zbiornika paliwa, elementami wyposażenia zewnętrznego są pompy i sprężarki mające za zadanie wtłaczanie paliwa i utleniacza (powietrza) do ognia, a także chłodzenie i nawilżanie całego układu, oraz jednostka sterująca i kontrolująca działanie ognia.

Powstający w ogniwie prąd elektryczny może być wykorzystywany jako źródło prądu stałego lub zamieniany na prąd przemienny za pomocą specjalistycznych przetwornic, następnie normalizowany i sprzedawany dystrybutorom energii elektrycznej.

8.3. RODZAJE OGNIW PALIWOWYCH

Ogniwa paliwowe dzielimy ze względu na:

a) rodzaj zastosowanego elektrolitu:

- polimerowe,
- alkaliczne,
- kwasowe,
- tlenkowe,
- węglanowe,
- węglowe,
- mikrobiologiczne;

b) zakres optymalnej temperatury pracy:

- niskotemperaturowe – $25\text{--}100^\circ\text{C}$,
- średniotemperaturowe – $100\text{--}500^\circ\text{C}$,
- wysokotemperaturowe – $500\text{--}1000^\circ\text{C}$;

c) rodzaj stosowanego paliwa:

- spalające podawany w czystej formie wodór i tlen,
- wykorzystujące różne inne związki (jak: metan, biogaz, gaz syntezowy, gaz ziemny, metanol itp), które wstępnie w ogniwie lub poza nim są reformowane do formy możliwej do spalania w tym ogniwie.

8.4. RODZAJE STOSOWANYCH OGNIW PALIWOWYCH W PRAKTYCE

W praktyce ogniwa paliwowe dzielimy ze względu na zastosowany rodzaj elektrolitu, który warunkuje zakres temperatur reakcji oraz rodzaj paliwa zasilającego. I tak wyróżniamy:

1. ogniwo metanolowe DMFC (Direkt Methanol Fuel Cells) 120–130°C,
2. ogniwo polimerowe PEM FC (Proton Exchange Membrane Fuel Cells) 70–100°C,
3. ogniwo alkaliczne AFC (Alkaline Fuel Cells) 150–220°C,
4. ogniwo fosforowe PAFC (Phosphoric Fuel Cells) 180–220°C,
5. ogniwo węglanowe MCFC (Molten Carbonate Fuel Cells) 600–700°C,
6. ogniwo tlenkowe SOFC (Solid Oxide Fuel Cells) 950–1050°C.

Powyższe ogniwa paliwowe ze względu na temperaturę reakcji dzielimy na:

1. Niskotemperaturowe i średniotemperaturowe ogniwa – pracujące w zakresach temperaturowych od 70 do 500°C. W tym zakresie temperatur nie zachodzi wewnętrzny reforming paliwa i dlatego wymagane jest paliwo o bardzo dużym stopniu czystości. Do tego rodzaju ogniw paliwowych zaliczamy: ogniwa metanolowe, polimerowe, alkaliczne i fosforowe.
2. Wysokotemperaturowe ogniwa – pracujące w temperaturze powyżej 500° C do 1000°C. W tych temperaturach zachodzi zjawisko wewnętrznego reformingu, czyli w tych temperaturach przy jednoczesnej obecności pary wodnej i specyficznego metalicznego katalizatora następuje rozkład paliwa (podawanego gazu) na wodór i tlenek węgla lub dwutlenek węgla. Do wysokotemperaturowych ogniw paliwowych zaliczamy ogniwa węglanowe (MCFC) i tlenkowe (SOFC).

8.5. ZALETY I WADY OGNIW PALIWOWYCH

Do zalet ogniw paliwowych zaliczamy:

- wyższa wydajność energetyczna od tradycyjnych sposobów wytwarzania prądu:
 - a) wydajność elektryczna 40–50% (układy hybrydowe > 65%),
 - b) wydajność całkowita 70–85%;
- zminimalizowana ilość tlenków wydzielana do otoczenia (w ogniwach zasilanych czystym wodorem jest woda lub para wodna);
- wysoka sprawność ogniwa (bez względu na wielkość);
- modułowość ogniwa (możliwość rozbudowy w zależności od zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło);
- cicha praca;
- brak ruchomych części.

Do wad możemy zaliczyć:

- wysoką cenę ze względu na jednostkową produkcję;
- problemy z uszczelnieniami;

- wysoką cenę materiałów do budowy elektrod (platyna i pierwiastki ziem rzadkich, jako katalizatory w ogniwach pracujących na czystym wodorze);
- wysoką cenę materiałów konstrukcyjnych odpornych na temperaturę i agresywność elektrolitu.

Tabela 8.1. Zestawienie cech ogniw paliwowych

Typ ogniwa	Elektrolit	Temperatura pracy [°C]	Sprawność (generacja energii elektrycznej/ kogeneracja)	Zastosowania	Paliwo
PEM (Proton Exchange Membrane)	Polimer w stanie stałym	75	35–60%	– urządzenia UPS – baterie przenośne – elektrownie małej mocy i generatory energii i ciepła – przemysł motoryzacyjny, zastosowania mobilne	– wodór
AFC (Alkaline Fuel Cell)	Roztwór KOH	Poniżej 80	50–70%	– militarne – kosmonautyka	– wodór
DMFC (Direct Metanol Fuel Cell)	Polimer w stanie stałym	75	35–40%	– urządzenia przenośne – baterie	– metanol – wodny roztwór metanolu
PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)	Kwas fosforowy	210	35–50%	– generatory stacjonarne	– wodór
MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)	Stopiony węgiel Li/K	650	40–50%	– duże elektrownie i generatory – urządzenia CHP (Combined Heat & Power)	– wodór – metanol – metan – biogaz – gaz LPG – inne gazy hydrokarbonowe – reforming wewnętrzny
SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)	Ceramika tlenkowa	650–1000	45–60/85%	– duże elektrownie i generatory – urządzenia CHP (Combined Heat & Power)	– wodór – metanol – metan – biogaz – gaz LPG – inne gazy hydrokarbonowe – reforming wewnętrzny

Źródło: www.ogniwa-paliwowe.com

8.6. ZASTOSOWANIA OGNIW PALIWOWYCH

Obecnie następuje wzrost zainteresowania ogniwami paliwowymi do celów komercyjnych. Zaczęto je stosować do zasilania przenośnych urządzeń elektronicznych, w komunikacji i transporcie (samochody), w urządzeniach mobilnych np. roboty, oraz jako stacjonarne jednostki produkujące prąd i ciepło (oddzielnie lub w kogeneracji) – głównie lokalnie w miejscach gdzie nie docierają sieci energetyki zawodowej i ciepłowniczej. Stosowane są jako awaryjne źródła zasilania prądu i ciepła np. w szpitalach, na lotniskach itp.

Aspekt ekologiczny wywiera zwiększone zainteresowanie ogniwami paliwowymi, bowiem produkują one ok. 25 razy mniej zanieczyszczeń w porównaniu do silników spalinowych. Ponadto w ogniwach paliwowych można stosować poza czystym wodorem także inne paliwa, jak: biogaz, metan, gaz ziemny, LPG, gazy generatorowe i węglowodory o dużej ilości wodoru w swojej budowie. Ma to szczególne znaczenie w ogniwach paliwowych wysokotemperaturowych (węglanowym – MCFC i tlenkowym – SOFC), w których stosuje się wewnętrzny reforming katalityczny powyższych paliw. Typowy reformat (gaz reformingowy) zawiera 80% wodoru, 19% dwutlenku węgla, śladowe ilości metanu i tlenku węgla (ok. 15 ppm) oraz wodę w formie pary.

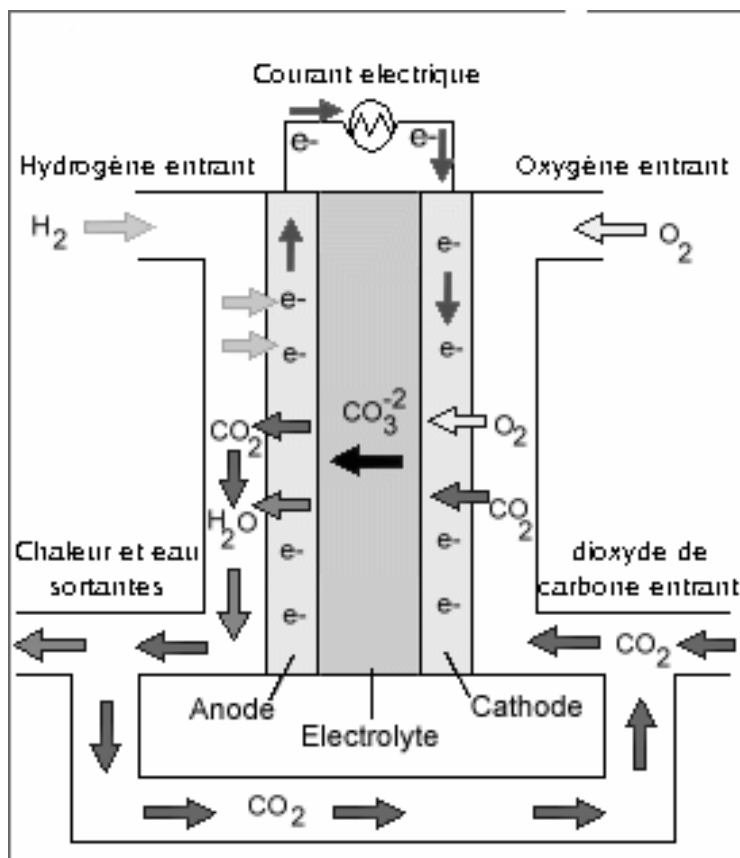
8.7. OGNIWA PALIWOWE A ENERGIA ODNAWIALNA

Biogazownie rolnicze są jednym z kierunków wpisujących się w zalecenia Dyrektywy 2009/28/WE (mówiącej o wspieraniu produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych). W biogazowniach rolniczych w warunkach kontrolowanej beztlenowej fermentacji biomasy produkowany jest uzyskiwany jest biogaz, którego głównym składnikiem jest metan. Biogaz jest osuszany i odsiarczany i następnie przetwarzany na prąd i ciepło. Skład biogazu surowego to: metan 50–65%, dwutlenek węgla 25–37%, para wodna 2–7%, siarkowodor 20–20000ppm, azot <2%, oraz wodór i tlen <1%.

Obecnie, najczęściej biogaz jest przetwarzany w energię elektryczną w kogeneracji z produkcją ciepła w miejscu jego wytwarzania, tj. w biogazowni. Spalany jest w silnikach spalinowych Otto lub Diesla sprzężonych z prądnicą. Ciepło natomiast jest odzyskiwane za pomocą wymienników ciepła z układu chłodzenia silnika oraz spalin i częściowo wykorzystywane jest do utrzymania temperatury reaktorów fermentacyjnych biogazowni, a jego nadwyżki są przekazywane do lokalnych sieci ciepłowniczych CO. Sprawność całkowita spalania biogazu rolniczego w silnikach spalinowych w układach kogeneracyjnych ok. 85% (w tym elektryczna ok. 37%). Uzyskanie 85% sprawności całkowitej trudne jest często do osiągnięcia z powodu niemożności zagospodarowania nadwyżek ciepła. Głównie z powodu dużego oddalenia biogazowni od stref zamieszkania. Największe kłopoty z zagospodarowaniem ciepła na cele komunalne występuje w porze letniej. Nadwyżka ciepła jest wtedy marnotrawiona.

W celu podniesienia sprawności elektrycznej agregatów energetycznych oraz poprawienia ekonomiki całej biogazowni od niedawna próbuje się zastępować agregaty prądotwórcze składające się z silnika spalinowego i generatora prądo-

twórczego ogniwem paliwowym wysokotemperaturowym spalającym biogaz (rys. 8.3). W tych ogniwach paliwowych stosuje się stopiony elektrolit węglanowy (MCFC). Ogniwo to pracuje w temperaturze (od 600 do 700°C) optymalnej dla spalania biogazu, który to w tym zakresie temperatur zostaje poddany reformingowi wewnętrznemu parowemu na katalizatorze i rozłożeniu do wodoru i dwutlenku węgla. Następnie obydwa otrzymane związki zostają spalone (w reakcjach zachodzących na elektrodach) z wytworzeniem energii elektrycznej i ciepłej.



Rys. 8.3. Schemat budowy i działania ogniw węglanowych (MCFC);
źródło: <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/b/b9/MCFC-fr-diagram.gif>

Ogniwa MCFC posiadają charakterystyczne skonstruowane elektrody. Katoda zbudowana jest z tlenków: niklu lub litu; lub ich modyfikacji. Natomiast anoda zbudowana jest ze stopów niklowo-aluminiowych lub niklowo-chromowych spełniających jednocześnie funkcję katalityczną.

Elektrolit w wysokiej temperaturze ogniw (rys. 8.3) w formie stopionego węglanu litu i potasu (Li_2CO_3/K_2CO_3) lub węglanu litu i sodu (Li_2CO_3/Na_2CO_3) wzmocniony mechanicznie osnową ceramiczną na bazie aluminium jest dobrym prze-

wodnikiem jonów węglanowych (CO_3^{-2}) [4]. Tlen i dwutlenek węgla podawane na katodę są rozpuszczane w alkalicznym środowisku elektrolitu i tworzą zjonizowany anion węglanowy z przyłączenia elektronów powstałych z jonizacji wodoru na anodzie. Przepływ elektronów odbywa się z anody do katody obiegiem zewnętrznym. Anion węglanowy (CO_3^{-2}) przenika elektrolitem z katody do anody, gdzie łączy się z jonami wodorowymi (H^+). Powstaje woda i dwutlenek węgla. Dwutlenek węgla jest zwracany na katodę w mieszaninie z powietrzem i cykl się powtarza.

Działanie ogniwa paliwowego MCFC można ująć w czterech etapach:

2. Absorpcja:

- na katodzie jednej cząsteczki tlenu i dwóch cząsteczek dwutlenku węgla,
- na anodzie dwóch cząsteczek wodoru.

3. Jonizacja:

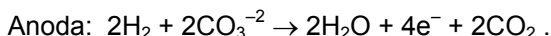
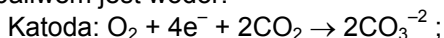
- na katodzie cząsteczki tlenu na 2 jony tlenu (O^{-2}) oraz dwóch cząsteczek dwutlenku węgla na 2 aniony węglanowe (CO_3^{-2}),
- na anodzie dwóch cząsteczek wodoru na 4 jony wodorowe (H^+).

4. Migracja anionów węglanowych przez elektrolit z katody do anody.

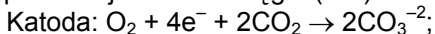
5. Rekombinacja na anodzie dwóch anionów węglanowych CO_3^{-2} do dwóch cząstek wody i dwóch cząstek dwutlenku węgla.

Reakcje zachodzące w ogniwie MCFC:

- gdy paliwem jest wodór:

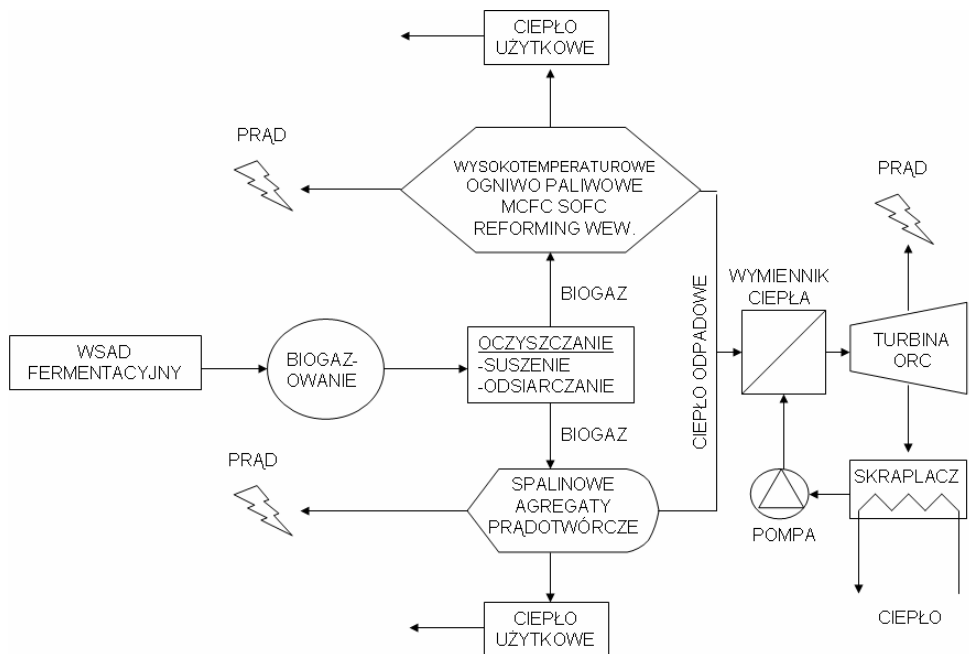


- gdy paliwem jest tlenek węgla (CO):

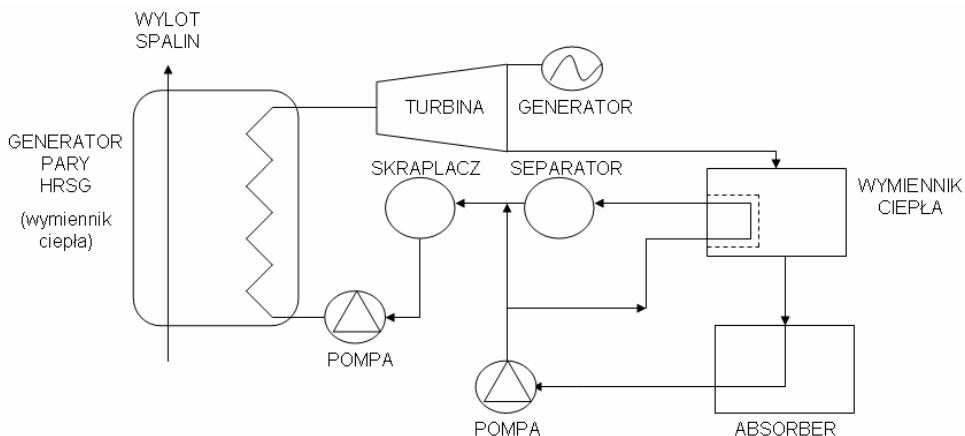


Z powyższych reakcji jednoznacznie wynika, że zastosowanie ogniwa paliwowego do produkcji energii elektrycznej może w istotny sposób przyczynić się do zmniejszenia emisji CO_2 i CO do środowiska.

Sprawność elektryczna wysokotemperaturowego ogniwa paliwowego (MCFC) przy spalaniu biogazu rolniczego (wewnętrzny reforming szacuje się na ok. 60%). Jednocześnie powstaje bardzo duża nadwyżka ciepła będąca wynikiem reakcji egzotermicznej w ogniwie, które musi być odbierany układem chłodzenia. Ciepło to można wykorzystać w skójarzeniu z turbiną parową napędzającą agregat prądotwórczy połączony w kaskadę z ORC (Organic Rankine Cycle) obiegiem Rankine'a wykorzystującym jako czynnik roboczy lekkie węglowodory tj: izobutan, izopentan, izooktan i inne pozwalające wykorzystać niższe zakresy temperatur 190–250°C na produkcję prądu (rys. 8.4). Odmianą ORC jest tzw. obieg Kalina, oparty na cyklu Rankine'a, w którym zastąpiono lekkie węglowodory mieszaniną amoniaku z wodą co pozwala obniżyć temperaturę czynnika roboczego podawanego na turbinę do zakresu 98–110°C (rys. 8.5). Sprawność elektryczną cyklu Kalina określa się na ok. 40%.



Rys. 8.4. Przykład możliwości wykorzystania nadwyżek ciepła powstających przy spalaniu biogazu rolniczego w układach kogeneracyjnych w wysokotemperaturowych ogniwach paliwowych (MCFC lub SOFC) lub gazowym silniku spalinowym do dodatkowej produkcji energii elektrycznej z zastosowaniem obiegu Rankine'a (z wykorzystaniem ORC);
źródło: własne



Rys. 8.5. Przykładowy schemat obiegu Kalina do wykorzystania niskotemperaturowego ciepła do produkcji energii elektrycznej; źródło: <http://rener.pl/?tag=technologia=Kalina>

8.8. PODSUMOWANIE

Na podstawie dostępnej literatury dotyczącej stanu rozwoju i postępu nad nowymi technologiami materiałowymi stosowanych w budowie ogniw paliwowych możemy zaobserwować duże zaawansowanie prac w poszukiwaniu i wdrażaniu tańszych materiałów do budowy elektrod eliminujących bardzo drogą platynę i zamienianie jej innymi materiałami, głównie stopami ogólnie dostępnych metali (jak: nikiel, żelazo itp). Poszukiwanie i tworzenie nowych materiałów wykorzystywanych jako uszczelniacze ogniw w agresywnym środowisku elektrolitów i wysokich temperatur.

Przewiduje się, że ogniwa paliwowe znajdą coraz większe zastosowanie w powszechnym zastosowaniu. Jednak nastąpi to dopiero w chwili, gdy cena 1 kW mocy elektrycznej w ogniwie obniży się do poziomu 400\$ przy jego sprawności elektrycznej ponad 40% i czasie nieprzerwanej pracy do 10 lat. Obecnie w doświadczalnych ogniwach paliwowych koszt 1 kW mocy elektrycznej szacowany jest na poziomie ok. 1500\$ i czasie pracy jedynie od 1 do 3 lat; gdy tymczasem koszt 1 kW energii elektrycznej w generatorze spalinowym wynosi od 800 do 1500\$, a w turbinie gazowej ok. 400\$ [6, 7].

Szacuje się że zastosowanie w energetyce konwencjonalnej ogniw paliwowych ograniczy emisję dwutlenku węgla 40–60% a emisję tlenku azotu o 50–90% [7].

8.9. LITERATURA

1. www.ogniwa-paliwowe.com
2. www.fuelcell.no/index_pl.HTM
3. <http://upload.wikipedia.org./wikipedia/commons/b/b9/MCFC-fr-diagram.gif>
4. pl.wikipedia.org/wiki/Ogniwa_paliwowe_ze_stopionym_węglanem
5. <http://rener.pl/?tag=technologia=Kalina>
6. www.urzadzenia_dla_energetyki.pl
7. <http://energetykon.pl/?=10554>

9. OCENA WPŁYWU ROZPROSZONEGO UKŁADU ENERGETYCZNEGO NA ŚRODOWISKO WRAZ Z OCENĄ SKUTKÓW EKONOMICZNYCH

Spotyka się wiele definicji energetyki rozproszonej (generacji rozproszonej, wytwarzania rozproszonego, energetyki lokalnej). Najpopularniejsze spośród nich to:

- źródło o mocach nie przekraczających 50–100 MW, których rozwój nie jest planowany centralnie, nie podlegające też centralnemu dysponowaniu mocą, przyłączone najczęściej do elektroenergetycznych sieci rozdzielczych (za Grupą Roboczą 37-23 CIGRE);
- źródło (jednostka) wytwórcza wykorzystywana przez użytkownika na miejscu zainstalowania lub dostarczająca energię do sieci rozdzielczej niskiego napięcia (za Międzynarodową Agencją Energii);
- źródło rozproszone to jednostka wytwórcza przyłączona do sieci rozdzielczej niskiego napięcia (według Dyrektywy UE 96-92);
- generacja rozproszona jest to zintegrowane z systemem lub autonomiczne użycie małych, modułowych generatorów energii elektrycznej, usytuowanych w pobliżu odbiorców, dzięki czemu pozwala to przedsiębiorstwom energetycznym uniknąć kosztownych inwestycji w sieć przesyłową i dystrybucyjną, zwiększa wydolność systemu energetycznego i przyczynia się do dostarczenia odbiorcom energii elektrycznej o wyższej jakości, powoduje zwiększenie niezawodności dostaw oraz co jest bardzo ważne, przyczynia się do zachowania czystości środowiska (według Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych).

Najbardziej znaną definicją energetyki rozproszonej jest określenie stwierdzające, że energetyka rozproszona to małe jednostki wytwórcze (o mocy znamionowej 50 do 150 kW) przyłączane bezpośrednio do elektroenergetycznych sieci rozdzielczych lub zlokalizowane w sieci odbiorcy (za urządzeniem kontrolno-rozliczeniowym), produkujące także z energii odnawialnych energię elektryczną, lub energię elektryczną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła [8].

W Polsce do najbardziej popularnych jednostek energetyki rozproszonej należą elektrociepłownie przemysłowe oraz małe elektrownie wodne. Obserwuje się jednak coraz wyraźniejszy wzrost zainteresowania innymi źródłami energii, jak np. energetyką wiatrową, geotermalną oraz pochodzącą z biomasy. Na zachodzie Europy trendy te występują już od połowy lat osiemdziesiątych. Obecnie, do krajów o największym udziale gospodarki skojarzonej należą Holandia, Wielka Brytania oraz Niemcy.

Wśród jednostek energetyki rozproszonej najbardziej znane są tzw. hybrydowe systemy wytwórcze energii elektrycznej lub energii elektrycznej i ciepła, czyli małe zespoły współpracujących jednostek wytwórczych energii elektrycznej (lub ciepła) albo energii elektrycznej i ciepła, których nośnikami pierwotnymi są źródła energii odnawialnej lub nieodnawialnej zawierające układy do magazynowania

energii. Sterowanie oraz koordynacja tych zespołów odbywa się przy pomocy zaawansowanych układów energoelektronicznych [8].

Definicję układu hybrydowego określono także między innymi w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. Dz.U. 2008 Nr 156, poz. 969 w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii. Zgodnie z nią układ hybrydowy to jednostka wytwórcza wytwarzająca energię elektryczną albo energię elektryczną i ciepło, w której w procesie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła wykorzystywane są nośniki energii wytwarzane oddzielnie w odnawialnych źródłach energii i w źródłach energii innych niż odnawialne, pracujące na wspólny kolektor oraz zużywane wspólnie w tej jednostce wytwórczej do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła.

W systemach hybrydowych stosowane są następujące podstawowe technologie:

- spalinowe zespoły prądotwórcze (np. z silnikami Diesla),
- małe elektrownie wiatrowe,
- baterie słoneczne,
- biogazownie i bioelektrownie.

W systemach hybrydowych, w których do produkcji energii elektrycznej wykorzystuje się głównie energię słoneczną, wiatrową i wodną podstawową wadą jest uzależnienie od panujących w danej chwili warunków pogodowych. Uniemożliwia to w konsekwencji prognozowanie wielkości produkcji. Dlatego, aby zwiększyć możliwości wykorzystania tych źródeł stosuje się układy hybrydowe, w których wykorzystuje się także energię zawartą w biomasie, jak np. połączenie panelu fotowoltaicznego lub wiatraka i generatora z silnikiem spalinowym. Silnik ten może być zasilany paliwem pozyskanym z biomasy w postaci biogazu lub wodorem. Ponadto w celu zapewnienia lepszego i bardziej efektywnego wykorzystania różnych sposobów wytwarzania energii w systemach hybrydowych stosuje się skomplikowane układy sterowania i kontroli.

Do zasadniczych zalet energetyki rozproszonej należy [1]:

- ograniczenie strat przesyłu i dystrybucji (wytwarzanie energii w układach położonych w pobliżu jej bezpośrednich użytkowników);
- może stanowić ona istotny element wzrostu niezawodności systemów elektroenergetycznych;
- umożliwienie bezpośredniego kontaktu producenta z odbiorcą energii;
- obniżenie ceny energii do poziomu kosztów jej wytworzenia, ponieważ pomijane są koszty przesyłu energii, które stanowią około 30–40% ceny energii;
- wyzwolenie konkurencyjności wśród wytwórców poprzez wykorzystanie nowych mechanizmów rynkowych, np. odsprzedaż energii w szczycie;
- zróżnicowanie struktury własnościowej;
- zwiększenie gwarancji zasilania odbiorców, szczególnie w momentach awarii;
- zdecydowane obniżenie kosztów rozbudowy sieci elektroenergetycznej i ciepłej;

- obniżenie nakładów inwestycyjnych dla zaspokojenia potrzeb małych odbiorców, oraz skrócenie okresów inwestycyjnych;
- możliwość dokładniejszego dopasowania mocy jednostek wytwórczych do zapotrzebowania;
- duża elastyczność pracy, dostosowana do potrzeb odbiorców i warunków cenowych na rynkach energii;
- budowa modułowa, która umożliwia łatwą rozbudowę;
- brak konieczności budowy rozległej infrastruktury sieciowej;
- bezobsługowość urządzeń oraz możliwość zdalnego sterowania;
- decentralizacja wytwarzania energii, możliwość świadczenia usług systemowych (rezerwowanie mocy, regulacja mocy biernej, regulacja napięcia);
- mała szkodliwość dla środowiska.

Wszystkie powyższe zalety energetyki rozproszonej można podzielić na korzyści odbiorcy i korzyści inwestora [1]:

Korzyści odbiorcy:

- oferują odbiorcy możliwość wyboru, niezależność i kontrolę,
- oszczędność kosztów eksploatacyjnych,
- wzrost indywidualnego bezpieczeństwa energetycznego,
- uniezależnienie od cen taryfowych dotychczasowych dostawców energii,
- możliwość przejęcia instalacji na własność (po upływie okresu umownego),
- poprawa stanu środowiska,
- ograniczają zapotrzebowanie na energię sieciową w szczycie (wysokie ceny energii), użyteczność w stanach kryzysowych,
- zwiększona niezawodność i wzrost jakości dostarczanej energii,
- wzrastająca możliwość świadczenia dodatkowych usług sieciowych;

Korzyści inwestora:

- mniejsze ryzyko inwestycyjne (uniknięcie lub ograniczenie rozbudowy sieci),
- atrakcyjne wyniki ekonomiczne planowanej inwestycji,
- dalsza dywersyfikacja działalności,
- poszerzanie rynku usług,
- poprawa wizerunku firmy,
- krok w kierunku spełnienia wymogu zakupu energii z CHP (kogeneracji),
- możliwość wykorzystania lokalnych zasobów energetycznych, np. gaz wysypiskowy, biomasa, lokalne źródła gazu).

Stosowanie energetyki rozproszonej ma także wady. Należą do nich między innymi:

- konieczność zorganizowania stabilnych dostaw przy zastosowaniu paliw niekonwencjonalnych, np. biomasy;

- nieokreślony udział źródeł rozproszonych w odpowiedzialności i podziale ryzyka związanego z bezpieczeństwem systemu;
- konieczność poznania nowych technologii i reguł rynkowych (różnych od dotychczasowo stosowanych);
- złożone i niejednoznaczne procedury sieciowe, np. koszty przyłączania, świadczenie usług systemowych, bilansowanie, koszty rezerwowania mocy;
- możliwość poniesienia strat w przypadku konfliktu z miejscowym operatorem sieci dystrybucyjnej;
- niższa sprawność wytwarzania energii elektrycznej niż w jednostkach centralnych;
- niezbędność zastosowania pracy w układach skojarzonych (konieczność wykorzystania wytworzonego ciepła), ze względu na dużą konkurencję ekonomiczną;
- obawa przed negatywnym oddziaływaniem na system elektroenergetyczny.

W listopadzie 2009 roku Uchwałą Rady Ministrów przyjęto do realizacji dokument „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” opracowany przez Ministerstwo Gospodarki. Częścią składową tego dokumentu jest „Prognoza oddziaływania polityki energetycznej na środowisko”, do której przygotowania zobowiązuje ustawa z 3 października 2008 roku o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko.

Z dokumentu tego wynika, że polski sektor energetyczny w najbliższej przyszłości będzie musiał zmierzyć się z poważnymi wyzwaniami wynikającymi nie tylko z krajowych, ale również globalnych uwarunkowań [4]. Należą do nich między innymi:

- stosunkowo wysokie zapotrzebowanie na energię, przejawiające się w ciągle zbyt niskim wskaźniku PKB;
- niesprawny i nieefektywny poziom infrastruktury wytwórczej i przesyłowej, w tym zaawansowany wiek i niska sprawność urządzeń wytwarzających energię elektryczną i ciepło, a co z tego wynika duże straty energii w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych (zwłaszcza średniego i niskiego napięcia);
- oparcie całego sektora energetycznego głównie na źródłach nieodnawialnych, jakimi są węgiel kamienny i brunatny, których obróbka w celu pozyskania energii wiąże się z dodatkowymi działaniami chroniącymi środowisko;
- rosnące wciąż zapotrzebowanie na energię w gospodarstwach domowych i transporcie;
- uzależnienie energetyczne kraju od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego, a jeszcze wyższe od importu ropy naftowej;
- zobowiązania międzynarodowe w zakresie ochrony środowiska, szczególnie w kwestii przeciwdziałaniu zmianom klimatu oraz ograniczeniu emisji do powietrza zanieczyszczeń, w tym dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu, pyłów i innych substancji charakterystycznych dla energetyki opartej o paliwa kopalne.

Najpoważniejszym źródłem oddziaływania na środowisko jest wytwarzanie i konsumpcja energii w przemyśle, transporcie, rolnictwie i gospodarstwach domowych. Co prawda, w ciągu ostatnich 15 lat w Polsce zredukowano większość negatywnych oddziaływań na środowisko, niemniej krajowy sektor energetyczny (według opinii wielu ekspertów) jest w dalszym ciągu nieefektywny i uciążliwy dla środowiska. Eksperci ci wskazują na potrzebę przyznania priorytetu ochronie nieodnawialnych źródeł energii i cennych wartości przyrodniczych poprzez rozwój energetyki odnawialnej, promowanie efektywnych energetycznie form produkcji przemysłowej i transportu, których celem jest obniżenie wytwarzania i konsumpcji energii, a co się z tym wiąże ochrona środowiska.

W powyżej wspomnianym dokumencie wyróżniono się sześć podstawowych kierunków polityki energetycznej Polski:

1. Poprawa efektywności energetycznej;
2. Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii;
3. Dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej;
4. Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw;
5. Rozwój konkurencyjności rynków paliw i energii;
6. Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Aby ocenić skutki środowiskowe bardzo ważne jest odpowiedzenie sobie na pytanie, jaka będzie w przyszłości skala wzrostu zapotrzebowania na energię i w jaki sposób to zapotrzebowanie może być pokryte. W zakresie tempa rozwoju energetyki odnawialnej założono możliwość wzrostu jej udziału w strukturze energii finalnej do 15% w roku 2020 oraz osiągnięcie 10% udziału biopaliwa w rynku paliw transportowych. Założono także pełną realizację modernizacji technicznej i ekologicznej urządzeń wytwórczych energetyki w celu utrzymania norm emisji pyłu, dwutlenku siarki i tlenków azotu. Prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną w okresie od 2006 r. do 2030 r. wynosi około 21%, z tym że wzrost ten będzie zdecydowanie większy po roku 2020, kiedy prognozuje się wzrost PKB oraz wejście elektrowni jądrowych o niższej sprawności wytwarzania energii elektrycznej niż w źródłach węglowych.

Zakłada się, że udział energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii pierwotnej wzrośnie z poziomu ok. 5% w 2006 r. do około 12% w 2020 roku i około 12,4% w 2030 roku. Prognozuje się także zdecydowane obniżenie zużycia energii pierwotnej na jednostkę PKB z poziomu około 89,4 toe/mln zł w 2006 r. do około 33 toe/mln zł w 2030 roku. Według tych samych prognoz nastąpi w 2030 roku obniżenie o ok. 50% elektrochłonności PKB w porównaniu do roku 2006.

Produkcja energii elektrycznej brutto pozyskiwanej z odnawialnych źródeł energii w 2020 roku osiągnie poziom około 31 TWh, co będzie stanowić 18,4% całkowitej produkcji energii, a w 2030 roku – poziom 39,5 TWh, co stanowić będzie około 18,2% produkcji brutto (według: „Prognoza oddziaływania polityki energetycznej na środowisko”, załącznik nr 4 do „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”) [4]. Największy udział będzie stanowić energia z elektrowni wiatrowych, bo aż 18 TWh w 2030 roku. Także produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji wzrośnie z poziomu 24,4 TWh w 2006 roku do 47,9 TWh w 2030 roku.

W „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” prognozuje się wzrost zużycia energii finalnej o około 29%, z wahaniami od 0% w rolnictwie do 90% w sektorze usług. Przewiduje się wzrost zużycia energii elektrycznej o 55%, gazu o 29%, ciepła sieciowego o 50%, produktów naftowych o 27%, oraz energii odnawialnej bezpośredniego zużycia o ok. 60%. Jednocześnie przewiduje się, że pomimo wzrostu zapotrzebowania na energię finalną będzie maleć emisja dwutlenku węgla i innych zanieczyszczeń, głównie dzięki coraz większemu wzrostowi energii ze źródeł odnawialnych oraz z kogeneracji energii elektrycznej i ciepła, wzrostowi zużycia biopaliw w transporcie oraz wzrostowi zużycia gazu ziemnego. Poprawi się także sprawność wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej i ciepła oraz, co jest bardzo ważne, powstaną pierwsze w Polsce elektrownie jądrowe.

Należy spodziewać się, że przy realizacji tych wszystkich zamierzeń obserwować będzie się określone skutki środowiskowe, zarówno pozytywne, jak i negatywne.

Bardzo ważna jest odpowiedź na pytanie, które inne źródła energii mogą w niedalekiej przyszłości zastąpić paliwa kopalne, głównie węgiel, który wykorzystywany do produkcji energii powoduje największe szkody środowiskowe (ekologiczne). W procesie produkcji energii z węgla do atmosfery dostają się szkodliwe związki chemiczne, które pogarszają jakość powietrza, zanieczyszczają glebę, utrudniają warunki bytowania ludzi, zwierząt oraz roślin. Górnictwo odkrywkowe węgla brunatnego zmienia w sposób drastyczny (nieodwracalny) lokalne ekosystemy. Sieć przesyłowa energii elektrycznej oddziałuje negatywnie poprzez promieniowanie elektromagnetyczne.

Wśród największych uciążliwości sektora energetycznego wyróżnia się [4]:

- emisję substancji chemicznych powodujących zanieczyszczenie środowiska;
- przekształcenia powierzchni ziemi podczas budowy jednostek energetycznych, oraz właściwości fizycznych i chemicznych gleby podczas eksploatacji wydobywczej;
- emisję hałasu – podczas budowy i eksploatacji;
- zmiany lokalnego mikroklimatu – szczególnie podczas eksploatacji obiektów dużych;
- zanieczyszczenie wód, zaburzenie stosunków wodnych – przy eksploatacji systemów chłodzenia i hydrotransportu popiołów;
- niszczenie krajobrazu;
- przerwanie połączeń przyrodniczych w ekosystemach i tworzenie przeszkód na trasach przemieszczania się zwierząt.

Ta lista negatywnych skutków dla środowiska ma jedynie charakter ogólny, poglądowy, ponieważ przy realizacji konkretnych inwestycji część z nich może w ogóle nie wystąpić lub pojawić się w mało znaczącej skali.

W prognozie oddziaływania polityki energetycznej na środowisko [4] szczególny nacisk położono na rozwój takich technik produkcji, które zapewnią wykształcenie trwałego zrównoważonego systemu energetycznego.

Także przyjazne z założenia dla środowiska techniki wytwarzania energii, takie jak elektrownie wiatrowe i wodne, wykorzystanie biomasy, biopaliw, czy bioga-

zu mogą oddziaływać negatywnie na stan środowiska [4]. Szczególnie duże zagrożenie dla środowiska przyrodniczego może stanowić produkcja (uprawa) biomasy dla celów energetycznych, a w szczególności uprawa tzw. roślin energetycznych, która wiąże się z tworzeniem monokultur roślinnych na dużych powierzchniach, a co za tym idzie ograniczenie bioróżnorodności oraz zaburzenie obiegu pierwiastków w przyrodzie. Wykorzystywanie dużych arealów gruntów ornych pod uprawy energetyczne może prowadzić do zmniejszenia podaży żywności i jak niektórzy prognozują do wzrostu jej cen. Jeszcze gorsza jest presja na wykorzystanie lasów jako surowca do produkcji biomasy. Wylicza się, że wielkość ingerencji w środowisko leśno-agrarne może dotyczyć nawet powierzchni dwóch milionów hektarów upraw i produkcji kilkudziesięciu milionów ton biomasy rocznie [4].

Tabela 9.1. Porównanie konwencjonalnych i zrównoważonych systemów energetycznych [1]

Konwencjonalny system energetyczny	Zrównoważony system energetyczny
Nacisk na wzrost PKB	Nacisk na długoterminowe cele ekonomiczne i środowiskowe
Przewaga paliw kopalnych	Wzrost wykorzystania RES (OZE)
Polityka energetyczna skoncentrowana na wytwarzaniu	Polityka energetyczna ukierunkowana na ochronę zasobów naturalnych
Scentralizowane usługi energetyczne	Generacja rozproszona
Scentralizowane wytwarzanie energii	Rosnące zaufanie do systemów średniej skali
Dominowanie celów ekonomicznych	Wyważenie pomiędzy celami społecznymi, środowiskowymi i ekonomicznymi
Klasyczne rozwiązania technologiczne i organizacyjne	Rosnąca penetracja nowych technologii w zakresie wytwarzania i zarządzania
Zyski wynikające z działania na rynkach zmonopolizowanych	Działania na rynkach konkurencyjnych i regulowanych
Całkowite pomijanie kosztów zewnętrznych	Rosnący nacisk na uwzględnianie kosztów zewnętrznych
Działanie na rynku wewnętrznym chronionym przez państwo	Działanie na rynkach międzynarodowych, o jednolitych regułach konkurencji

Źródło: Ministerstwo Gospodarki – Prognoza oddziaływania polityki energetycznej na środowisko. Załącznik 4. Projekt z 5.03.2009. www.toe.pl.

Wpływ na środowisko wywierają także elektrownie wiatrowe, które mogą zmieniać walory krajobrazowe przestrzeni kraju, mogą także zmieniać lokalnie klimat akustyczny, a także mogą oddziaływać na stan bioróżnorodności, szczególnie na populacje ptaków i nietoperzy. Przyjmując obecną skalę rozwoju energetyki wiatrowej, jej oddziaływania środowiskowe będą dotyczyć powierzchni około 100 km², a przewidywane pośrednie skutki przyrodnicze na obszarze kilkakrotnie większym. Planowane inwestycje dotyczące elektrowni wiatrowych zwiększą obszar tego typu ingerencji około 15-krotnie.

Stwierdzono [4], że najmniejsze skutki środowiskowe wytwarza pozyskiwanie i przeróbka energii słonecznej, jednak ze względu na niską efektywność tej techno-

logii (w naszej strefie klimatycznej) oraz stosunkowo wysokie koszty inwestycyjne sektor ten rozwija się w kraju stosunkowo wolno. Energia słoneczna jest wciąż zbyt mało wykorzystywana w systemach indywidualnych do podgrzewania wody użytkowej (kolektory wodne), czy w systemach wentylacyjnych (kolektory powietrzne). Dodatkowe możliwości wykorzystania energii słonecznej pojawiły się w momencie rozpoczęcia budowy tzw. domów pasywnych, czyli takich, w których zapewniony jest komfort cieplny przy zużyciu minimum energii, pozyskiwanej właśnie z promieniowania słonecznego.

Prawie niemożliwa jest w Polsce budowa dużych hydroelektrowni [4], ze względu na bardzo wysokie koszty inwestycji oraz bariery środowiskowe. Zakłada się jednak budowę mikro-hydroelektrowni, gdzie wielkość oddziaływania na środowisko ma wymiar niewielki, lokalny i jest możliwa do zminimalizowania, przy równoczesnym pozytywnym efekcie, jakim jest rozwój rozproszonej retencji wody. Wylicza się, że na rzekach polskich mogłoby powstać co najmniej kilkaset takich obiektów, jednak ze względu na bariery społeczne i środowiskowe ich realizacja będzie bardzo trudna.

Dotychczasowe wykorzystanie energii geotermalnej jest ograniczone. W Polsce istnieje obecnie pięć ciepłowni geotermalnych oraz jeden zakład geotermalny, zasilający indywidualne pompy ciepła. Są to jednak inwestycje nieefektywne ekonomicznie ze względu na zbyt wysokie koszty inwestycyjne [4]. Główne problemy, które istnieją w działających w tej chwili obiektach geotermalnych, to zbyt mała wydajność złoża, konieczność czyszczenia wody przed zatłoczeniem do gruntu, korozja instalacji oraz zapychanie złoża wytrąconymi solami. Jednak stały postęp techniczny być może pozwoli na szersze wykorzystanie tej technologii.

Ocena oddziaływania energetyki rozproszonej na środowisko wskazuje na zdecydowanie znacznie mniejsze niekorzystne jej oddziaływanie na stan środowiska we wszystkich analizowanych elementach w porównaniu z oddziaływaniem tzw. energetyki konwencjonalnej wykorzystującej nieodnawialne źródła energii.

9.1. ODDZIAŁYWANIE ENERGETYKI ROZPROSZONEJ NA GATUNKI I SIĘDLISKA OBJĘTE OCHRONĄ W RAMACH OBSZARÓW NATURA 2000

Realizacja planów rozwoju i modernizacji sieci elektroenergetycznych zapisanych w „Polityce energetycznej Polski do roku 2030” oznacza możliwość wystąpienia kolizji przyrodniczo-przestrzennych z obszarami objętymi ochroną, w tym z obszarami Natura 2000. Dotyczy to jednak tylko i wyłącznie energetyki konwencjonalnej (poszerzanie obszarów odkrywek węgla brunatnego, budowa linii przesyłowych wysokiego napięcia, budowa rurociągów itp). Przeciwwagą dla tych wszystkich działań jest rozwój alternatywnych źródeł energii.

9.2. ODDZIAŁYWANIE ENERGETYKI ROZPROSZONEJ NA KLIMAT

Jedną z najczęściej podnoszonych kwestii ochrony środowiska jest wpływ sektora energetycznego na zmiany klimatyczne. Proces wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła to główne źródło emisji dwutlenku węgla do atmosfery. Polska w ciągu kilku ostatnich lat zredukowała emisję tego gazu o 1/3, do poziomu około

342 mln t rocznie. Rozwój energetyki rozproszonej, szczególnie przy wykorzystaniu energii wiatrowej, słonecznej czy wodnej pozwoli na dalszą redukcję gazów. Według Popczyka [8] wybudowanie do 2020 roku 2 tysięcy biogazowni oraz 40 tysięcy mikro-biogazowni powinno zredukować emisji CO₂ o około 50 mln t rocznie.

9.3. ODDZIAŁYWANIE ENERGETYKI ROZPROSZONEJ NA FAUNĘ I FLORE

Ocena wpływu na zwierzęta wynika głównie z możliwości wypłaszania zwierząt z ich siedlisk i miejsc lęgowych, kolizji z turbinami wiatraków oraz zajmowania siedlisk na potrzeby budowy obiektów infrastruktury i linii przesyłowych. Dotyczy to jednak populacji lokalnych, występujących w bezpośrednim sąsiedztwie inwestycji. Tak często podnoszony przez ekologów problem rozbijania się ptaków i nietoperzy przez turbiny wiatraków jest marginalny, ponieważ farmy wiatrowe powstają poza korytarzami migracyjnymi i miejscami lęgowymi.

Skutkiem negatywnym przy produkcji biomasy może być wyłączenie części areалу z produkcji rolnej. Plantacje roślin energetycznych mogą zajmować duże powierzchnie (monokultury), ograniczając różnorodność biologiczną. Oddziaływania te należy jednak traktować jako hipotetyczne, mogą bowiem wystąpić tylko i wyłącznie w momencie niewłaściwej lokalizacji inwestycji oraz złych zapisów prawnych.

9.4. ODDZIAŁYWANIE ENERGETYKI ROZPROSZONEJ NA KRAJOBRAZ I DZIEDZICTWO KULTUROWE

Oddziaływanie na krajobraz i dziedzictwo kulturowe ma charakter potencjalny i może dotyczyć przede wszystkim lokalizacji dużych zespołów elektrowni wiatrowych. W Polsce nie ma obecnie żadnych przepisów regulujących zasady lokalizacji farm wiatrowych w kontekście oddziaływania na środowisko, a ich lokalizacja zależy tylko i wyłącznie od ustaleń miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Odbiór elektrowni wiatrowych w krajobrazie jest bardzo subiektywny. Część społeczeństwa postrzega je jako „oddech nowoczesności”, u części powoduje negatywne oddziaływanie na walory wizualne. Koncentracja terenów objętych ochroną konserwatorów zabytków dotyczy głównie terenów zachodniej i południowej Polski. Oprócz tego na terenie kraju istnieją obiekty dziedzictwa kulturowego z listy UNESCO, a także pomniki historii i rezerваты biosfery. Trudno sobie wyobrazić kolizje tego typu, ponieważ można je z odpowiednim wyprzedzeniem zidentyfikować i unikać. Jedynym możliwym źródłem konfliktów mogą być (przy wybieraniu lokalizacji pod inwestycje) potencjalne stanowiska badawcze archeologiczne, ponieważ nie wszystkie są do końca rozpoznane.

9.5. ODDZIAŁYWANIE ENERGETYKI ROZPROSZONEJ NA JAKOŚĆ POWIETRZA (EMISJE TLENKÓW SIARKI I AZOTU, PYŁÓW)

Podstawowymi czynnikami decydującymi o uciążliwości sektora energetycznego są emisje zanieczyszczeń zawierających przede wszystkim tlenki siarki

i azotu, a także cząstki stałe (pyły) i rtec. Dotyczy to jednak w glówniej mierze energetyki konwencjonalnej.

Wykorzystanie biomasy do produkcji ciepła wiąże się ze znacznie niższymi emisjami dwutlenku siarki, tlenków azotu i prawie zerowymi dwutlenku węgla, biorąc cały cykl produkcji biomasy i jej spalanie.

9.6. ODDZIAŁYWANIE ENERGETYKI ROZPROSZONEJ NA KLIMAT AKUSTYCZNY

Wpływ na klimat akustyczny ograniczać się będzie tylko i wyłącznie do najbliższego sąsiedztwa obiektów energetycznych.

9.7. ODDZIAŁYWANIE ENERGETYKI ROZPROSZONEJ NA WODY PODZIEMNE, POWIERZCHNIOWE I GLÓWNE ZBIORNIKI WÓD PODZIEMNYCH

Niektóre działania inwestycyjne mogą być źródłem zanieczyszczeń wód podziemnych, ale glównie w fazie realizacji danego przedsięwzięcia (np. wypłukiwane materiały budowlane, niewłaściwie składowane materiały budowlane itp). W fazie eksploatacji obiektów może dojść do skażenia wód poprzez niewłaściwe przechowywanie substancji (np. substratów wsadowych, czy pofermentacyjnych w działających biogazowniach itp).

9.8. PODSUMOWANIE

Rozwój energetyki rozproszonej stwarza korzyści [1]:

- zmniejszenie konieczności rozbudowy lub wzmocnienie sieci, umiejscowienie generacji rozproszonej blisko odbiorców, szczególnie w obszarach z deficytem mocy wytwórczych i ograniczeniami przesyłu mocy między obszarami;
- zmniejszenie kosztów operacyjnych i utrzymania sieci dystrybucyjnych;
- zmniejszenie ograniczeń przesyłowych;
- zwiększenie niezawodności – poprzez zmniejszenie obciążenia sieci i mniejsze prawdopodobieństwo przerw w dostawach;
- tworzenie rezerw mocy, które mogą być szybko uruchamiane w okresach szczytowego zapotrzebowania na energię;
- elastyczne warunki pracy (np. krótki okres uruchomienia, możliwość pracy tylko w szczycie);
- uniknięcie nadwyżek mocy lub co najmniej zmniejszenia rezerwy mocy w porównaniu z systemami bardziej scentralizowanymi;
- mniejszy wymagany jednostkowy wymiar inwestycji;
- istotny wzrost rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw;
- rozwój konkurencyjności rynków paliw i energii;
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Rozwój energetyki rozproszonej tworzy także koszty [1]:

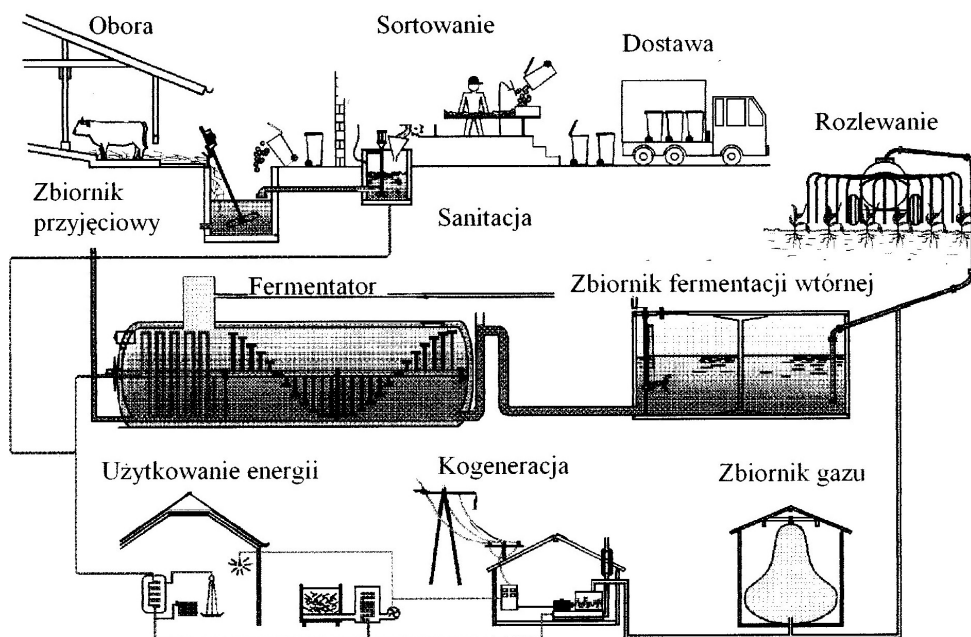
1. koszt przyłączenia źródła rozproszonego do systemu dystrybucji i przesyłu;
2. koszty wzmocnienia i rozbudowy systemu wywołane instalacją nowych jednostek energetyki rozproszonej;
3. koszty dodatkowe planowania;
4. koszty transakcyjne, np. koszty administracyjne;
5. koszty bilansowania – w zależności od charakteru źródła mogą stanowić utrudnienie lub korzyść dla systemu dystrybucyjnego;
6. koszty dodatkowych usług systemowych;
7. przy wielkoobszarowych uprawach roślin na cele energetyczne możliwe zaburzenia obiegu pierwiastków w przyrodzie oraz zubożenie bioróżnorodności;
8. nadmierna antropopresja na środowisko przyrodnicze;
9. istotne zmiany w przestrzeni przyrodniczej
10. w przypadku podjęcia realizacji budowy elektrowni jądrowych znaczne koszty związane z zagospodarowaniem, unieszkodliwianiem i przechowywaniem wypalonego paliwa jądrowego.

9.9. LITERATURA

1. Skoczkowski T. Rozwój polskich regulacji prawnych w aspekcie rozproszonych źródeł energii. Seminarium pt. Integracja generacji rozproszonej z polskim systemem elektroenergetycznym, Warszawa, 2007. KAPE S.A., www.kafe.gov.pl.
2. Zarząd województwa pomorskiego – Prognoza oddziaływania na środowisko, Projekt regionalnej strategii energetycznej za szczególnym uwzględnieniem źródeł odnawialnych. Gdańsk, 2006. www.woj-pomorskie.pl.
3. Radović U. – Porównanie wpływu na zdrowie człowieka i środowisko naturalne różnych źródeł energii – Wyniki badań w programie externe. . Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, 2009. www.iea.cyf.gov.pl.
4. Ministerstwo Gospodarki – Prognoza oddziaływania polityki energetycznej na środowisko. Załącznik 4. Projekt z 5.03.2009. www.toe.pl.
5. Sikora T., Ziaja E. Generacja rozproszona na tle obecnej struktury energetyki krajowej. „Energetyk. 2008”. www.cire.pl.
6. Skorek J., Kalina J. Analiza opłacalności gazowych układów kogeneracyjnych w energetyce rozproszonej. www.itc.polsl.pl.
7. Badyda K., Lewandowski J. Obciążenia środowiska naturalnego wynikające z wykorzystania gazu w rozproszonych siłowniach. www.manhaz.cyf.gov.pl.
8. Paska J. Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w systemach hybrydowych. www.ogrzewnictwo.pl.
9. Popczyk J. Rozwój energetyki odnawialnej pozwoli ograniczyć emisję CO₂, Dziennik Gazeta Prawna. 2.10.2010 r.

10. BEZPIECZEŃSTWO PROCESOWE INSTALACJI BIOGAZOWEJ W GOSPODARSTWIE ROLNYM

Odczuwany jest wyraźny niedobór przepisów prawnych i norm zawierających wytyczne dotyczące planowania i projektowania i budowy biogazowni i przewodników zawierających wskazówki jak bezpiecznie eksploatować biogazownie i obchodzić się z instalacjami i biogazem [1].



Rys. 10.1. Schemat typowej biogazowni rolniczej, która jest przystosowana do przetwarzania odchodów zwierzęcych i oferuje możliwość kofermentacji odpadów organicznych; źródło: Amon T., Boxberger J. Lindworsky J. Scheibler M. Biogas production in agriculture: safety guidelines, cofermentation and emissions combined heat and power couplings. Institut für Land-, Umwelt- und Energietechnik Universität für Bodenkultur Wien Nussdorfer Lände 29–31, A-1190 Wien

10.1. DEFINICJE

Projektowanie i wykonywanie technologicznych instalacji przemysłowych musi uwzględniać warunki zapewnienia ich bezpiecznego działania. Dotyczy to w szczególności tych procesów przemysłowych, które wiążąc się z przebiegiem reakcji chemicznych lub zmianą stanu skupienia substancji stwarzają zagrożenia dla życia i zdrowia ludzkiego oraz środowiska. Z takimi zagrożeniami mamy do czynienia zwłaszcza w branżach:

- chemicznej,

- petrochemicznej (rafineryjnej),
- gazowniczej,
- energetycznej.

Poniżej przedstawione definicje są niezbędne dla uporządkowania i zrozumienia stosowanych pojęć, przepisów i zaleceń.

Analiza zagrożeń	Identyfikacja niepożądanych wydarzeń prowadzących do powstania zagrożenia. Określenie mechanizmu powstawania, skali, wielkości, częstotliwości i ich następstw.
Awaria	Niekontrolowane zmiany prowadzące do strat w działalności przemysłowej (w procesie produkcji, przechowywania, transportu).
Bezpieczeństwo	Brak niemożliwego do zaakceptowania ryzyka dla ludzkiego zdrowia, życia, majątku lub dla środowiska. Układy bezpieczeństwa funkcjonalnego składają się z trzech elementów 1. czujnik (przetwornik); 2. odpowiedni układ logiczny (często programowalny); 3. elementy wykonawcze.
Bezpieczeństwo funkcjonalne	Dziedzina inżynierii, zajmująca się zapobieganiem zagrożeniom poprzez odpowiednio zaprojektowane zabezpieczenia o ściśle określonych funkcjach. Zaprojektowana funkcja musi być precyzyjnie pełniona w ściśle określonych warunkach realnego zagrożenia i w określonym czasie. Od precyzji tego działania zależy bezpieczeństwo ludzi, instalacji i środowiska.
Bezpieczeństwo procesowe	Bezpieczeństwo w realizacji procesów przemysłowych (nie powstawanie strat w toku produkcji).
Certyfikacja	Certyfikacja osób projektujących, wykonujących i serwisujących obwody bezpieczeństwa służy udokumentowaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa funkcjonalnego
Ciąg zdarzeń	Sekwencja zdarzeń prowadząca do powstania strat.
Efekt domino	Sytuacja gdy jedno zdarzenie uruchamia ciąg zdarzeń.
Incydent	Wypadek, który nie powoduje strat.
Katastrofa	Zdarzenie nagłe będące wynikiem niekontrolowanych procesów w trakcie produkcji bądź transportu, prowadzące do poważnych niebezpieczeństw dla człowieka i powstawania strat, którego nie można opanować środkami miejscowymi.

Nadzwyczajne zagrożenia środowiska (NZŚ), (poważne awarie)	Występujące nagle, w dużej skali, zagrożenie wywołane wpływem substancji chemicznej lub energii do otoczenia, mogące powodować poważne straty obejmujące ludzi, majątek oraz szkody zarówno na terenie zakładu jak i poza nim.
Ryzyko	Prawdopodobieństwo i częstotliwość występowania zagrożeń oraz skutków negatywnych dla zdrowia lub życia człowieka, środowiska naturalnego i środków pracy, Wyraża się iloczynem: $(R = P \cdot C)$, gdzie P – prawdopodobieństwo, C – częstotliwość.
Straty	Strata to uszczerbek na zdrowiu lub strata życia, zniszczenie środków pracy, szkody w środowisku naturalnym a także ekonomiczne.
Wypadek	Jest to zagrożenie zdarzeniem jak wyżej, które jednak można opanować lokalnymi środkami.
Zagrożenie chemiczne	Zagrożenie związane z materiałami i instalacjami chemicznymi, którego skutkiem są pożary, wybuchy, skażenia toksyczne i korozyjność.
Zagrożenie zwyczajne	To sytuacja fizyczna w przyrodzie lub środowisku technicznym o potencjalnych właściwościach do spowodowania strat.

10.2. BEZPIECZEŃSTWO OSOBISTE I PROCESOWE

Nie wszystkie zagrożenia są takie same czy mogą powodować podobne konsekwencje. Zagrożenia zawodowe lub na stanowisku pracy, tj. poślizgnięcia, rozcięcia, i wypadki samochodowe zazwyczaj mają wpływ na pojedynczego człowieka. Z drugiej strony, zagrożenia związane z bezpieczeństwem procesowym mogą spowodować duże zdarzenia, w których dochodzi do uwolnienia potencjalnie niebezpiecznych substancji lub pożarów i wybuchów lub obu tych zdarzeń naraz. Zdarzenia związane z bezpieczeństwem procesowym mogą mieć skutki katastrofalne i mogą spowodować wiele ofiar śmiertelnych lub wiele obrażeń, jak również mogą spowodować znaczącego zniszczenia w środowisku, majątku trwałym czy stanie finansowym przedsiębiorstwa. Zdarzenia takie mogą krzywdzić pracowników wewnątrz zakładu oraz obywateli mieszkających w pobliżu zakładu. Dlatego też Zarządzanie Bezpieczeństwem Procesowym skupia się na projektowaniu i konstruowaniu zakładów, analizach ryzyka, postępowaniu powypadkowym, zarządzaniu zmianami, kontrolach testach i konserwacji urządzeń, skutecznych kontrolach procesu i alarmach, procedurach operacyjnych i konserwatorskich, szkoleniu personelu i czynnikach ludzkich.

Profesor Andrew Hopkins z Australian National University proponuje następujący przykład w celu ukazania różnicy pomiędzy bezpieczeństwem osobistym a procesowym. Przemysł lotniczy przywiązuje dużą wagę do urazów tragarzy bagaży spowodowanych podnoszeniem i przenoszeniem – np. zwyrodnienia kręgo-

słupa i mięśni (bezpieczeństwo osobiste). Żadna z linii lotniczych natomiast nie łączy wysiłków związanych z obniżeniem liczby tych urazów z podniesieniem bezpieczeństwa lotów (odpowiednik bezpieczeństwa procesowego). Dla obu obszarów stosuje się dwa różne systemy zarządzania.

Dobre wyniki w bezpieczeństwie osobistym nie oznaczają dobrych wyników w bezpieczeństwie procesowym. Pomimo, że posiadają one wiele wspólnego, tzn. dobrą kulturę bezpieczeństwa i odpowiednie podejście, dobry system bezpieczeństwa procesowego wymaga głębokiego zrozumienia specyficznych zagrożeń związanych z używanymi bądź składowanymi substancjami chemicznymi oraz procesami realizowanymi na terenie konkretnego zakładu.

Tradycyjne wskaźniki, wypadków powodujących czasową niezdolność do pracy oraz absencję spowodowaną wypadkiem nie są odpowiednimi wskaźnikami bezpieczeństwa procesowego, [2].

10.3. ZAGROŻENIA TECHNOLOGICZNIE PODCZAS EKSPLOATACJI BIOGAZOWNI

10.3.1. Wybuchowość

Metan jest gazem łatwopalnym, przy określonych warunkach wybuchowym. Aby proces spalania został zainicjowany muszą być spełnione jednocześnie trzy warunki: substancja palna, energia do zainicjowania zapłonu, tlen do utrzymania procesu spalania. Dodatkowo mieszanina metanu i powietrza musi być w odpowiedniej proporcji wyznaczonej określonymi stężeniami. Jest to dolna i górna granica zapalności (wybuchowości) [3].

Granice zapalności mieszanin palnych par i gazów z powietrzem, oznacza się w % objętościowych. Przy dolnej granicy zapalności mamy do czynienia z nadmiarem powietrza, które pochłania ciepło wydzielające się w początkowej fazie inicjującej palenie. Przy górnej granicy zapalności, składnik palny znajduje się w nadmiarze, więc efekt cieplny reakcji i temperatura spalin jest zbyt mała dla podtrzymywania spalania. Należy jednak pamiętać, że mieszanina niepalna powyżej górnej granicy zapalności, może stać się palna po rozcieńczeniu jej przez powietrze, znajdujące się w dowolnym systemie, lub instalacji.

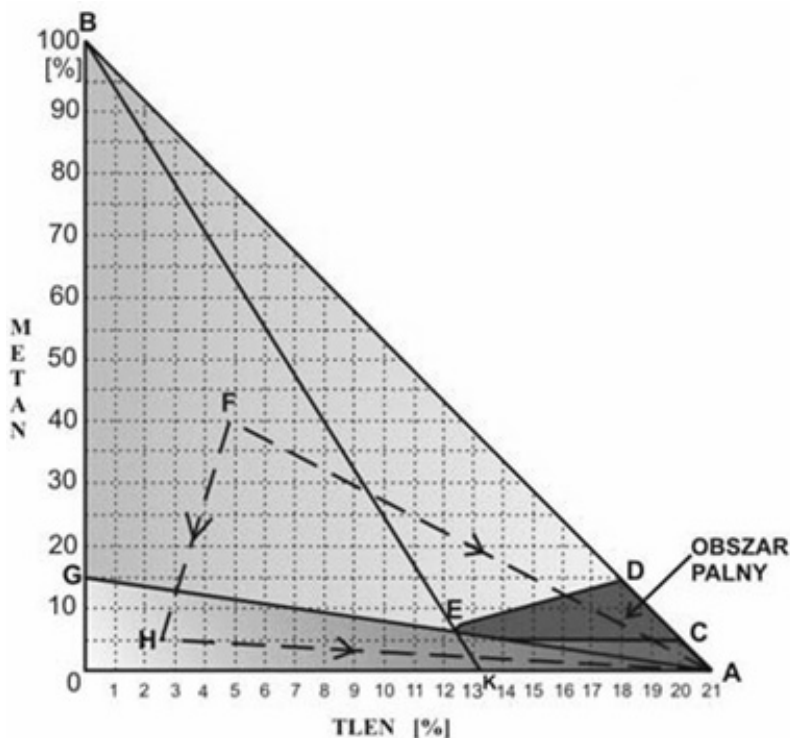
Granice wybuchowości są zmienne i zależne od:

- temperatury – w miarę wzrostu temperatury mieszaniny palnej gazów, granice zapalności rozszerzają się, czyli mieszanina staje się bardziej zapalna
- ciśnienia – w miarę obniżania się ciśnienia, zakres granic zapalności mieszanin zwęża się aż do zrównania dolnej i górnej granicy zapalności, czyli dla każdej mieszaniny gazów istnieje pewne krytyczne ciśnienie, poniżej którego własności wybuchowe i zdolność do zapalenia się przestają istnieć.
- ilości gazu obojętnego w mieszaninie, np. dodanie dwutlenku węgla lub azotu do palnej mieszaniny, znacznie zmniejsza zakres granic zapalności;
- bodźca termicznego – w miarę zwiększania się mocy początkowego impulsu, granice zapalności również rozszerzają się;

- składu – najbardziej niebezpieczną i wybuchową jest taka, która ma pewną nadwyżkę łatwo zapalnej pary lub gazu, w stosunku do ilości tlenu zawartego w powietrzu
- miejsca zainicjowania zapłonu i kierunku dalszego rozprzestrzeniania się płomienia;
- stężenia tlenu w mieszaninie.

a) Granice wybuchowości

Rysunek 10.2 obrazuje stopień zagrożenia wybuchowego w przypadku mieszaniny utworzonej z metanu, powietrza i gazu obojętnego przy założonym przedziale wybuchowości w granicach od 4,9% do 15,4% zawartości metanu. Dolna i górna granica wybuchowości jest reprezentowana przez punkty C i D. Jeżeli do mieszaniny metanu i powietrza wprowadzimy gaz obojętny (azot, dwutlenek węgla), nastąpi zwężenie granic wybuchowości, tzn. DGW (dolna granica wybuchowości) wzrośnie, a GGW (górną granicą wybuchowości) zmaleje. Obrazują to linie CE oraz DE, które spotykają się w punkcie E. Pole CED, jest obszarem palnym, wybuchowym. Linia AB przedstawia mieszaninę metanu i powietrza bez gazu obojętnego. Pochylenie linii AB wskazuje spadek zawartości tlenu związany ze wzrostem stężenia metanu.



Rys. 10.2. Trójkąt wybuchowości metanu;
źródło: Aeroenergetyka 2010, <http://agroenergetyka.pl/>

Zmiany stanu składu mieszaniny związane z doprowadzeniem powietrza lub gazu obojętnego, przedstawione są na wykresie liniami przerywanymi. Chwilowy stan, określony punktem F (obszar niepalny), w przypadku wentylacji powietrzem będzie ulegał zmianie wzdłuż prostej FA. Jest to równoznaczne z zagrożeniem wybuchowym przy przejściu przez pole CED. Wentylując pomieszczenie, lub rozcieńczając atmosferę mieszaniny metanu i powietrza wzdłuż prostej FH gazem obojętnym, znajdziemy się poniżej krytycznej linii rozcieńczania powietrzem GA (punkt H). Obszar poniżej linii GA umożliwia wentylację pomieszczenia powietrzem, bez zagrożenia wybuchowego. Obszar poniżej linii BK (linia krytycznego rozcieńczania mieszaniną metanu, tlenu i gazu obojętnego), umożliwia przepłukanie, wentylację atmosfery gazowej zbiornika lub komory, ww. mieszaniną bez stosowania gazu obojętnego.

Wszystkie operacje serwisowe i eksploatacyjne dotyczące komór fermentacyjnych, pofermentacyjnych, zbiornika gazu i instalacji gazowej wykluczają poruszanie się w polu CED. Pomiary stężeń przy pomocy eksplozymetrów, właściwe procedury i zasady bezpieczeństwa określone w instrukcji eksploatacji biogazowni, są niezbędne przy wykonywaniu wszelkich prac serwisowych i obsługi.

b) Strefy zagrożenia wybuchem

W celu maksymalnego ograniczenia ryzyka wprowadzono strefy zagrożenia wybuchem (zgodnie z rozporządzeniem Ministra Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej z dnia 7 października 1997 r. Dz.U. nr 132, poz. 877 oraz z 2009 r. Nr 108, poz. 907), oraz przyporządkowano im kategorie urządzeń, spełniających wymagania danej strefy, na podstawie Dyrektywy 94/9/EC ATEX (ATEX Directive – strefa zagrożona wybuchem, ATEX – "ATmosphere EXplosible").

Strefa Z0

Obszar, w którym atmosfera wybuchowa złożona z mieszaniny powietrza i substancji palnych w formie gazu, pary lub mgły występuje stale, przez długi okres czasu lub często.

Strefa Z1

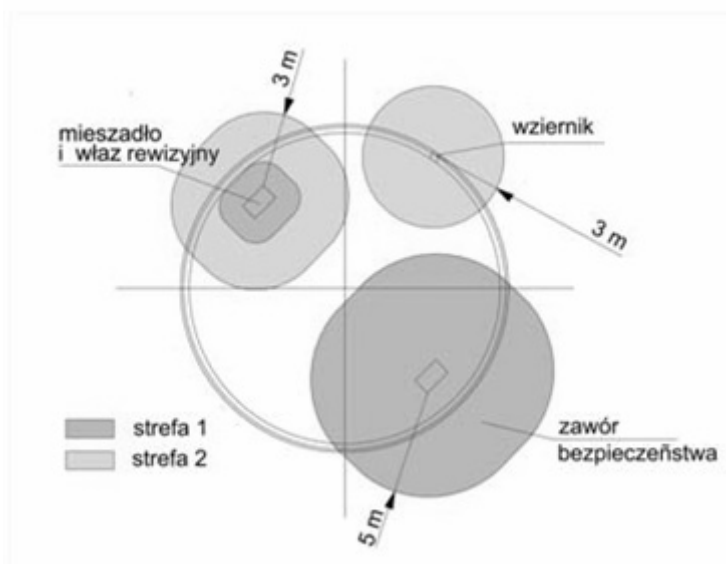
Obszar, w którym w czasie normalnej pracy prawdopodobne jest pojawienie się atmosfery wybuchowej złożonej z mieszaniny powietrza i substancji palnych w formie gazu, pary lub mgły.

Strefa Z2

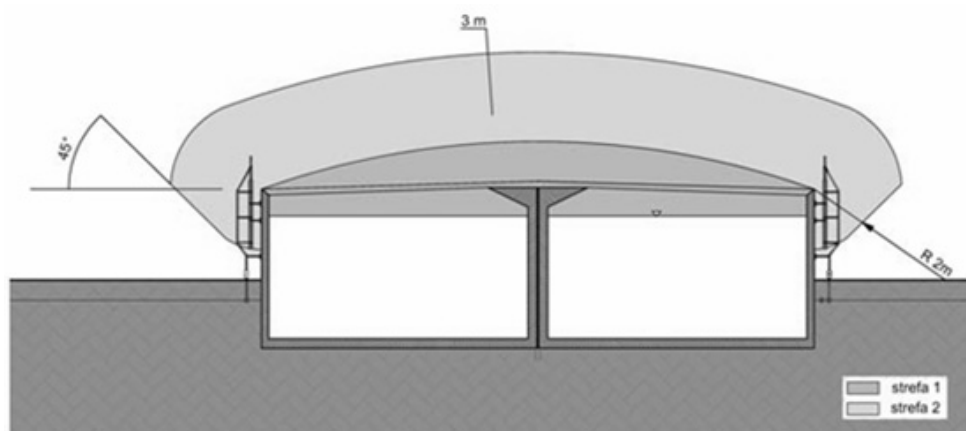
Obszar, w którym w czasie normalnej pracy pojawienie się atmosfery wybuchowej złożonej z mieszaniny powietrza i substancji palnych w formie gazu, pary lub mgły jest mało prawdopodobne, a jeśli nawet wystąpi to tylko przez krótki czas.

Wymiary stref zagrożenia wybuchem dla biogazowni:

- komory fermentacyjne – w całej komorze nad osadem gnilnym, w komorach przelewowych i syfonach – Z0
- wokół nie zapewniających gazo szczelności włączów do komór – Z1 – 3 m
- aparatura kontrolno-pomiarowa (całe pomieszczenie) – Z2
- wokół zaworów bezpieczeństwa – Z1 5 m



Rys. 10.3. Wybrane strefy zagrożenia dla komory fermentacyjnej – rzut; źródło: Aeroenergetyka 2010, <http://agroenergetyka.pl/>



Rys. 10.4. Wybrane strefy zagrożenia dla komory fermentacyjnej – przekrój; źródło: Aeroenergetyka 2010, <http://agroenergetyka.pl/>

- wokół przewodów odpowietrzających i wydmuchowych (o promieniu 5 m, ale 1 m w dół, 10 m w górę) – Z1
- pomieszczenie sprężarek biogazu wyposażone w eksplozometr i mechaniczną wentylację awaryjną – Z1 – 0,5 m wokół możliwych źródeł wydzielania.

Urządzenia występujące w biogazowni, wg dyrektywy ATEX są określone jako urządzenia II grupy, które dzielą się na następujące kategorie:

Kategoria 1: Sprzęt w tej kategorii jest przeznaczony do stosowania w obszarach, w których zagrożenie wybuchem mieszanin powietrza z gazami, parami lub zawiesinami występuje stale, w długich okresach czasu bądź pojawia się często.

Kategoria 2: Sprzęt w tej kategorii jest przeznaczony do stosowania w obszarach, w których zagrożenie wybuchem mieszanin powietrza z gazami, parami lub zawiesinami występuje sporadycznie, od czasu do czasu.

Kategoria 3: Sprzęt w tej kategorii jest przeznaczony do stosowania w obszarach, w których zagrożenie wybuchem mieszanin powietrza z gazami, parami lub zawiesinami jest raczej nieprawdopodobne, a jeśli się zdarza to rzadko i utrzymuje się przez krótki czas.

Związek pomiędzy kategoriami urządzeń a strefami zagrożenia jest określony dyrektywą 1999/92/EC:

- w strefie Z0 można stosować jedynie urządzenia kategorii 1,
- w strefie Z1 – urządzenia kategorii 1 i 2,
- w strefie Z2 – urządzenia kategorii 1, 2 lub 3,

W celu zapewnienia bezpiecznej eksploatacji biogazowni wymagane są odpowiednie procedury. Najważniejsze to:

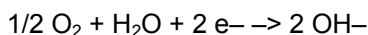
- kontrola drożności, szczelności i sprawności instalacji (przewodów, zaworów itd),
- wymiana lub naprawa elementów uszkodzonych, skorodowanych
- kontrola pracy silnika, kotła i pozostałych urządzeń pomocniczych według instrukcji eksploatacyjno-serwisowych (DTR),
- wykonywanie prac niebezpiecznych przez co najmniej dwie osoby,
- kontrola stanu technicznego zbiornika gazowego, komór, przykryć membranowych, mieszadeł, higienizatora itd.,
- prace remontowe lub konserwacyjne w miejscach zagrożonych wybuchem, pożarem lub zatruciem poprzedzone winny być badaniem detektorem gazu na obecność siarkowodoru, metanu,
- oznakowane pomieszczenia zagrożone wybuchem wraz ze strefami, przyporządkowanie nazw poszczególnym obiektom i urządzeniom wraz z informacją o zagrożeniach,
- asekuracja pracownika wykonującego pracę wyposażonego w szelki bezpieczeństwa i linkę asekuracyjną oraz w detektor wykrywania gazów niebezpiecznych i szkodliwych dla zdrowia w komorach, studzienkach drenujących przez co najmniej dwie osoby; osoby asekurujące wyposażone w co najmniej dwa aparaty oddechowe oraz w przenośne urządzenia do wydobywania poszkodowanego, w pozycji głową do góry,
- wydzielone pomieszczenie na podręczną apteczkę wraz z instrukcją udzielenia pierwszej pomocy, zapewniona łączność telefoniczna,
- znajomość dróg ewakuacyjnych i sposobów ewakuacji wraz ze sposobem prowadzenia akcji ratowniczej i udzielania pierwszej pomocy,
- ukończony kursy BHP I stopnia wraz z dodatkowymi kwalifikacjami,

- uprawnienia do obsługi urządzeń energetycznych i ciepłno-gazowych,
- przestrzeganie zasad pracy w opróżnionej komorze fermentacyjnej (przewentylowana, sprawdzona detektorem gazów wybuchowych, oświetlenie w obudowie przeciwwybuchowej, obuwie nie iskrzące, sprzęt oddechowy atestowany).

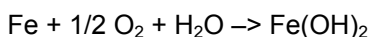
10.3.2. Korozja niskotemperaturowa

W trakcie eksploatacji biogazowni niektóre urządzenia ulegać mogą niszczeniu pod wpływem oddziaływania środowiska i samych procesów zachodzących w instalacji do produkcji i utylizacji biogazu. Najbardziej powszechnym rodzajem korozji jest korozja elektrochemiczna, która powstaje w skutek działania krótko-zwartych ogniw na styku metalu z elektrolitem. Powstanie tych ogniw wynika z niejednorodności chemicznej lub fizycznej np. na styku różnych metali (mikroogniwo korozyjne).

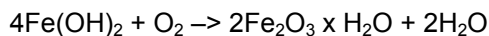
Stal, poza żelazem, zawiera ok. 0,2% węgla w postaci grafitu lub węglika żelaza Fe_3C , tworząc nieciągłą strukturę o zróżnicowanym stężeniu składników. Granice zetknięcia ziaren wtrąceń/faz w zetknięciu z roztworem elektrolitu stają się obszarami anodowymi lub katodowymi. W środowisku kwaśnym (wysokie stężenie jonów wodorowych), korozja zawsze zachodzi w obszarze anodowym, w którym żelazo utlenia się ($\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$) do jonów Fe^{2+} przechodzących do elektrolitu (np. H_2SO_4), natomiast w przestrzeni katodowej (wtrącenie, np. węgiel, grafit) zachodzi równocześnie proces redukcji elektronami wyemigrowanymi z obszaru anodowego: $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$. W środowisku obojętnym (niskie stężenie jonów wodorowych) redukcji ulega rozpuszczony w wodzie tlen:



Reakcją sumaryczną jest wodorotlenek żelaza:



który przy dalszym utlenianiu przechodzi do uwodnionego tlenku żelaza, czyli rdzy:



Szybkość korozji zależy między innymi od tzw. potencjału normalnego, którego wartości zestawione w kolejności (malejącej lub rosnącej) tworzą szereg napięciowy metali, np. Na, Ca, Mg, Al., H_2O , Zn, Cr, Fe, Cd, Ni, Sn, Pb, H_2 , Cu.

Biogaz jest mieszaniną gazów, które w określonych warunkach sprzyjają korozji części stykających się z produktami jego spalania, gdy przekroczony został ich punkt rosy.

Występujący w biogazie siarkowodór, w procesie spalania przechodzi w dwutlenek siarki, który częściowo (kilka procent SO_2) w obecności tlenku żelazawego Fe_2O_3 oraz innych katalizatorów zmienia się na trójtlenek siarki $2\text{SO}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{SO}_3$. Łącząc się z parą wodną daje kwas siarkowy: $\text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{SO}_4$. Jego obecność w spalinach w postaci gazowej, zmienia położenie punktu rosy spalin

(rys. 10.6). Jeżeli spalane paliwo nie zawiera siarki, temperatura w której nastąpi skroplenie pary wodnej w spalinach jest równa temperaturze nasycenia, odpowiadającej ciśnieniu cząstkowemu pary wodnej w spalinach, zależnemu od udziału objętościowego tego składnika i ciśnienia całkowitego mieszaniny. Obecność drugiego składnika (H_2SO_4 – inna temperatura wrzenia) w spalinach, możliwego do skroplenia, zmienia położenie punktu rosy. Rysunek 10.5 obrazuje krzywe wrzenia i skraplania mieszanin H_2SO_4 i H_2O w funkcji temperatury, odpowiadający sumie ich ciśnień cząstkowych.



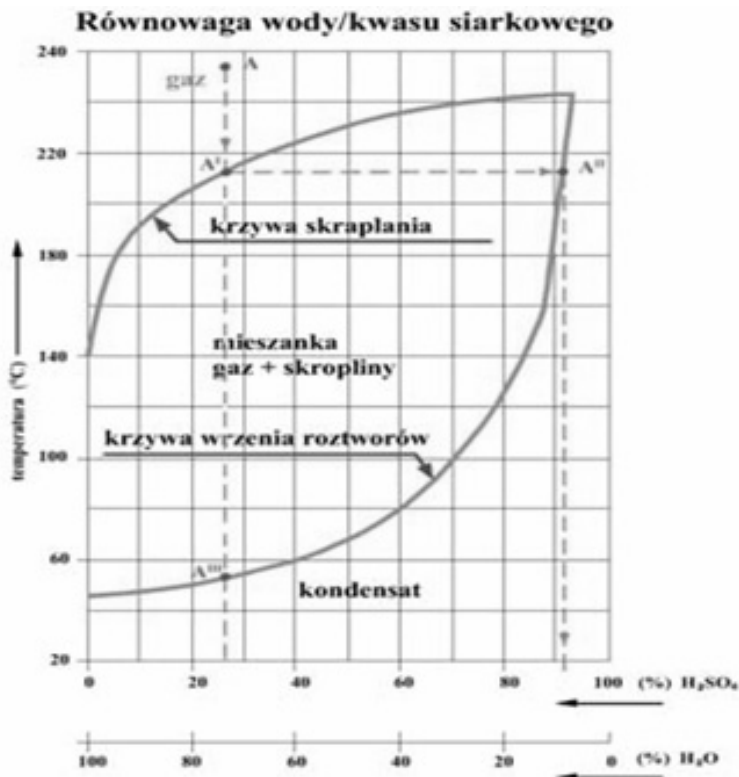
Rys. 10.5. Przykład zmian stężenia siarkowodoru w komorze fermentacyjnej;
źródło: Aeroenergetyka 2010, <http://agroenergetyka.pl/>

W temperaturze odpowiadającej punktowi AI, rozpoczyna się proces kondensacji wyżej wym. mieszanin, początkowo o dużym stężeniu AlI , które malejąc osiąga punkt $AlII$, charakteryzujący się całkowitym wykropleniem. Zmiana temperatury wywołuje zmianę ich proporcji i stężeń, czyli kształtuje intensywność korozji powierzchni omywanych przez spaliny. Położenie punktu rosy (Al) zdeterminowane stężeniem H_2SO_4 i marginesem bezpieczeństwa (około $20^{\circ}C$), określa najniższą dopuszczalną temperaturę spalin eliminującą ryzyko wystąpienia korozji niskotemperaturowej (rys. 10.7). Do obliczeń wstępnych temperatury punktu rosy można wykorzystać zależność:

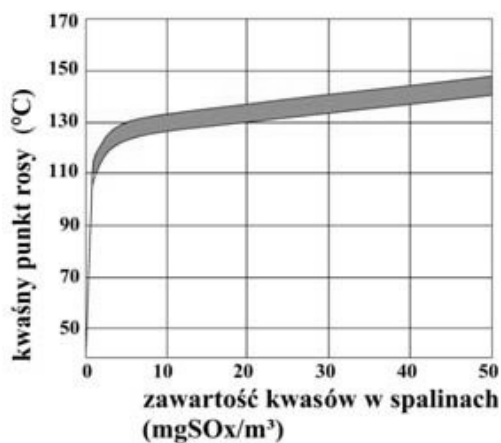
$$T_s = 98,5 + 48,5 S^{1/3} (^{\circ}C)$$

gdzie S jest zawartością siarki w paliwie (%).

Granice przedstawione na rysunku 10.7 wynikają ze zmiany warunków panujących w kanałach spalinowych, wpływających na zamianę dwutlenku siarki na tlenek siarki, którego stężenie decyduje o stężeniu kwasu siarkowego. Również



Rys. 10.6. Przebieg krzywych wrzenia i skraplania mieszaniny H_2SO_4 oraz H_2O ;
źródło: Aeroenergetyka 2010, <http://agroenergetyka.pl/>



Rys. 10.7. Zależność temperatury punktu rosy od zawartości siarki w biogazie; górną granicę wyznacza krzywa punktu rosy, dolną – krzywa maksymalnej korozji;
źródło: Aeroenergetyka 2010, <http://agroenergetyka.pl/>

są funkcją wilgotności powietrza, współczynnika nadmiaru powietrza, współczynnika przepłukania, obciążenia silnika. Najbardziej aktywny jest 20÷60% roztwór kwasu siarkowego. Określenie najniższej temperatury, przy której nie dochodzi do korozji umożliwia prowadzenie procesu przy minimalnych stratach cieplnych oraz podnosi ogólną sprawność procesu. Kwas siarkowy kondensuje na powierzchniach metalowych poniżej pewnej temperatury określonej temperaturą kwaśnego punktu rosy. Korozja ta występuje generalnie w obszarach ostatnich powierzchni ogrzewalnych w silniku (wymiennik woda–spaliny) lub kotle (podgrzewacz wody lub powietrza). Dodatkowo nasycenie gazów trójtlenkiem siarki prowadzi do wzrostu zapalenia, powstawania przeszkód w swobodnym obiegu gazów, oddziaływań ściernych. Silniki gazowe charakteryzują się wyższymi ciśnieniami spalin, więc stosunkowo wyższymi ciśnieniami cząstkowymi poszczególnych składników gazowych. Oznacza to wzrost temperatury punktu rosy dla spalin, a więc poważne zagrożenia dla górnych powierzchni tulei cylindrowych (pierścieni tłokowy – tuleja cylindrowa) oraz kanałów wylotowych głowic cylindrowych wraz z kolektorem spalin. Skala efektów korozji (wżery), jest też zależna od zawartości neutralizujących związków alkalicznych w oleju smarującym silnika. Niewłaściwe odsiarczenie biogazu znacznie redukuje żywotność podzespołów, czyniąc biogazownię mniej przyjazną w eksploatacji i zyskach ekonomicznych.

10.4. ZAGROŻENIE DLA ZDROWIA I ŻYCIA CZŁOWIEKA

Instalacje eksploatowane na wysypiskach odpadów w oczyszczalniach ścieków oraz w bioreaktorach fermentacji metanowej odpadów rolniczych i spożywczych mogą zagrażać zdrowiu lub życiu ludzi w różnych sytuacjach [4].

W zamkniętych pomieszczeniach: pompowni, kontroli i regulacji składu gazu może dochodzić do wypierania tlenu z powietrza atmosferycznego przez wzrastające stężenie dwutlenku węgla. W normalnych warunkach udział tlenowej części w powietrzu atmosferycznym dochodzi do 21% objętości powietrza.

Przy spadku zawartości tlenu do 17% objętości w powietrzu pomieszczenia instalacji należy liczyć się z zagrożeniem zdrowia personelu obsługowego. Natomiast przy spadku ilości tlenu poniżej 14% w powietrzu wdychanym powstaje zagrożenie uduszenia. Bezpośrednim powodem uduszenia są wysokie stężenia dwutlenku węgla w powietrzu wdychanym przez operatora instalacji, przy równoczesnym małym stężeniu tlenu. Stopniowanie zagrożeń wynikających z narastania stężeń CO₂ w powietrzu wdychanym przedstawiono w tabeli 10.1.

Drugim, toksycznym komponentem biogazu jest siarkowodor (H₂S), który poza instalacjami biogazowi występuje w ściekach komunalnych, w gnojowicy hodowlanej oraz w odpadach wysypisk.

Z powodu niewielkich wycieków biogazu wydobywającego się przez nieuszczelnności w instalacji, co jest niedopuszczalne, ale po kilku latach eksploatacji mogą jednak wystąpić, należy zapewnić dobre wietrzenie każdej przestrzeni wokół fermentatora, aby zmniejszyć ryzyko wybuchu lub uduszenia.

Tabela 10.1. Zagrożenia dla zdrowia i życia powodowane stężeniami dwutlenku węgla, [źródło: Biogas, Verwertung und Aufbereitung ATV-09, Hennef 1997].

L.p.	Wielkość stężeń CO ₂ w powietrzu wdychanym	Rodzaj zagrożeń dla zdrowia i życia człowieka
1	900 mg·m ⁻³	maks. dopuszczalne stężenie nie zagrażające zdrowiu
2	59 000 mg·m ⁻³	jeszcze dopuszczalne w czasie 0,5–1 godz.
3	98 000 mg·m ⁻³	zagraża życiu po 0,5 godz.
4	177 000 mg·m ⁻³	następuje śmierć po 10 min.

Uwagi: 1. Stężenie CO₂ = 19 646 mg·m⁻³ jest równe 1% objętości biogazu. 2. Biogaz ze ścieków komunalnych, zawierający 35% objętości CO₂ wykazuje stężenie 687 610 mg·m⁻³ w powietrzu

Tabela 10.2. Wzrost stężeń siarkowodoru w powietrzu wdychanym i jego oddziaływanie na zdrowie i życie [źródło: Biogas, Verwertung und Aufbereitung ATV-09, Hennef 1997]

L.p.	Stężenie siarkowodoru H ₂ S w powietrzu wdychanym	Zagrożenie dla zdrowia i życia
1	0,15 mg·m ⁻³	dopuszczalny próg zapachowy powietrza
2	15 mg·m ⁻³	maksymalne dopuszczalne stężenie progowe
3	100 mg·m ⁻³	silne obciążenie zapachowe
4	100÷200 mg·m ⁻³	swędzenie oczu i śluzówek
5	300÷425 mg·m ⁻³	wdychanie z objawami bólu i zawrotów głowy
6	425÷700 mg·m ⁻³	utrata orientacji, duszność
7	1010 mg·m ⁻³	stężenie zagrażające śmiercią w ciągu 1 godz. (LC50)
8	>1200 mg·m ⁻³	natychmiastowa śmierć

Uduszenie

Biogaz składa się głównie z CH₄ i CO₂, z niskim poziomem zawartości H₂S i innych gazów. Każdy z tych składników stwarza inne zagrożenia dla zdrowia i zakłócenia w oddychaniu. Pracownicy obsługi powinni być wyczuleni na negatywne objawy spowodowane wdychaniem choćby małych domieszek tych gazów.

CH₄ lżejszy od powietrza (będzie się gromadził pod sufitem, dachem, wybuchowy).

CO₂ cięższy od powietrza (zbiera się w zagłębieniach itp.), małe stężenie powoduje przyspieszony oddech, większe stężenia – wypiera tlen.

H₂S (zapach zepsutych jaj), uszkadza organy powonienia i płuca, staje się niewyczuwalny przy większym stężeniu przy stężeniu niebezpiecznym i fatalnym w skutkach.

Wymagana jest dobra wentylacja.

10.5. SYSTEM ZARZĄDZANIA BEZPIECZEŃSTWEM PROCESOWYM

Począwszy od lat 50. poziom bezpieczeństwa instalacji przemysłowych stale wzrasta, zwłaszcza w krajach rozwiniętych. Sprzyja temu wprowadzanie w życie zasad i praw dotyczących przestrzegania norm konstrukcyjnych, specyfikacji technicznych, przeprowadzania inspekcji i przeglądów bezpieczeństwa oraz coraz szersze stosowanie sformalizowanych technik identyfikacji zagrożeń i analiz bezpieczeństwa, jak również opracowywanie i przestrzeganie odpowiednich krajowych regulacji prawnych, konwencji międzynarodowych, decyzji i rekomendacji Rady OECD, czy też międzynarodowych aktów prawnych, takich jak obowiązująca w Unii Europejskiej Dyrektywa Seveso II.

Rozpatrując zagrożenia bezpieczeństwa procesowego instalacji, a zwłaszcza przyczyny występowania awarii, coraz większą wagę przykładą się do tzw. „czynnika ludzkiego”, co odnosi się nie tylko do indywidualnego zachowania się pracownika obsługującego instalację w normalnych warunkach eksploatacji i w stanach awaryjnych ale również do zasad zarządzania oraz do rozwiązań systemowo-organizacyjnych, które zgodnie z przeprowadzonymi analizami były główną przyczyną wielu poważnych a nawet katastrofalnych awarii przemysłowych (np. eksplozji w Flixborough w 1974 r., wybuchu i pożaru platformy wydobywczej Piper Alpha w 1988 r. oraz katastrofy w Bhopalu w 1984 r). Skłania to do propagowania wdrażania dobrze opracowanych systemów zarządzania bezpieczeństwem procesowym, a zwłaszcza zintegrowanych systemów zarządzania, które skupiają się na wszystkich ważnych aspektach działalności ludzkiej decydujących niejednokrotnie w większym stopniu o poziomie ryzyka obiektu niż jego charakterystyki techniczne.

Podobnie jak w przypadku bezpieczeństwa zawodowego, system zarządzania bezpieczeństwem procesowym nie doczekał się jak na razie opracowania wytycznych w postaci normy międzynarodowej. Nie ma również polskiej normy krajowej podającej wytyczne i wymagania co do funkcjonowania takiego systemu. Istnieją natomiast rozmaite wytyczne opracowane przez organizacje przemysłowe i międzynarodowe, które mogą być bardzo pomocne dla przedsiębiorstw, jak na przykład zasady opracowane przez Ośrodek Chemicznego Bezpieczeństwa Procesowego.

Zakładowy System Zarządzania Bezpieczeństwem (ZSZB) zaproponowany przez amerykański Ośrodek Chemicznego Bezpieczeństwa Procesowego składa się z 12 podstawowych elementów przedstawionych poniżej:

Ogólne zasady prowadzenia przedsiębiorstwa ukierunkowane na zapewnienie bezpieczeństwa (zapewnienie ciągłości: produkcji, systemów produkcji, organizacji; zapewnienie jakości, kontrola odstępstw, alternatywne rozwiązania).

1. Znajomość procesów (rozwiązania projektowe i dokumentacja).
2. Zasady oceny projektów kapitalnych z punktu widzenia bezpieczeństwa procesowego i oddziaływania na człowieka i jego środowisko.
3. Zasady bezpieczeństwa procesowego (zarządzanie ryzykiem procesowym).
4. Zasady wprowadzenia zmian w obiekcie (konstrukcyjnych, eksploatacyjnych i organizacyjnych).
5. Zachowanie integralności instalacji.
6. Czynniki ludzkie.

7. Szkolenie personelu.
8. Badanie incydentów.
9. Normy techniczne (zewnętrzne i wewnętrzne).
10. Przeglądy bezpieczeństwa i działania naprawcze.
11. Podnoszenie wiedzy o bezpieczeństwie i nadążanie za rozwojem technologicznym.

Niektóre z tych elementów mogą nie mieć pełnego zastosowania w konkretnym przedsiębiorstwie, jednak każdy z czynników definiujących elementy ZSZB powinien być starannie przeanalizowany, zanim stwierdzimy, że nie znajduje zastosowania w określonej sytuacji.

Celem ogólnych zasad zarządzania bezpieczeństwem powinno być dobieranie rozwiązań sprzyjających zapewnieniu bezpieczeństwa, tj.: ustanowienie i realizacja celów ogólnych dla bezpiecznej eksploatacji instalacji oraz celów szczegółowych w zakresie bezpieczeństwa procesowego. Statutowe zagadnienia zapewniania bezpieczeństwa powinny być równie ważne, jak inne cele działalności gospodarczej (np. produkcja i koszty).

Ustanowione cele powinny być wewnętrznie spójne, a dla ich osiągnięcia powinny być przewidziane odpowiednie środki. Kluczowymi elementami tego jest zapewnienie ciągłości produkcji, systemów produkcji, organizacji oraz zapewnienia jakości w odniesieniu do bezpieczeństwa procesowego, kontrola odstępstw i wybór alternatywnych rozwiązań. Informacje niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa konstrukcji, eksploatacji i remontów instalacji powinny być dostępne dla wszystkich, którzy tego potrzebują. Odpowiednia dokumentacja powinna być czytelna i odpowiadać aktualnemu stanowi instalacji. Informacje dotyczące chemicznych zagrożeń zawodowych najczęściej przyjmują postać tzw. Kart Charakterystyk Substancji dla każdego związku chemicznego używanego, magazynowanego lub produkowanego, uzupełnionych o dane dotyczące reaktywności oraz własności fizyczno-chemicznych, niezbędne przy projektowaniu technologii procesowych i rozwiązań konstrukcyjnych.

Zakładowy System Zarządzania Bezpieczeństwem Procesowym przedstawiony w zarysie powyżej jest przykładem zintegrowanego podejścia do minimalizacji ryzyka u źródła w odniesieniu do instalacji procesowych. System ten po pewnych modyfikacjach wytycznych szczegółowych może być rozpatrywany jako realizacja takiego podejścia nie tylko w chemicznym przemyśle procesowym, ale również w innych działach gospodarki. Więcej informacji na temat systemu można znaleźć w materiałach uzupełniających zamieszczonych w Załączniku do niniejszego opracowania.

10.6. OCENY ZAGROZEŃ

Metoda oceny

Bezpieczeństwo procesowe ocenia się stosując rozmaite techniki, np. analizę: **HAZOP** (Hazard and Operability Studies).

Analiza HAZOP polega na systemowej identyfikacji potencjalnych zagrożeń i awarii oraz możliwych strat, spowodowanych przez rozmaite odchylenia od normalnych, założonych warunków operacyjnych procesu technologicznego.

Włączenie w proces projektowania instalacji technologicznej oddzielnego etapu, którego celem jest zidentyfikowanie potencjalnych zagrożeń oraz skutków ich wystąpienia jest istotnym krokiem zapewnienia bezpieczeństwa technicznego instalacji. Dzięki znajomości wszystkich potencjalnych zagrożeń, można stworzyć szereg wymagań, które będą im zapobiegać lub minimalizować ich skutki.

Analiza HAZOP jest metodą sformalizowaną, prowadzoną przez doświadczony zespół w oparciu o normę **PN IEC 61882**.

Korzyści wynikające z zastosowania HAZOP są następujące:

- eliminacja błędów na wczesnym etapie projektowym
- pełen zakres identyfikowanych zagrożeń
- eliminacja potencjalnych zagrożeń
- ograniczenie skutków awarii
- duża efektywność
- ograniczenie strat związanych z przestojami instalacji
- wczesne wykrycie ukrytych zagrożeń.

W ramach analizy HAZOP wyróżnia się analizy specjalistyczne:

- R-HAZOP – analiza bezpieczeństwa maszyn i urządzeń wirujących (np. pompy, wentylatory, kompresory)
- Analiza zagrożeń i zdolności operacyjnych maszyn wirowych R – HAZOP

Zapewnienie poprawności funkcjonowania i bezpieczeństwa instalacji oraz współpracujących urządzeń we wszystkich przewidywalnych warunkach pracy jest wymogiem nadrzędnym na etapie jej projektowania, budowy, rozruchu, eksploatacji, przeglądów i konserwacji. Jednym z istotnych uwarunkowań wpływających na zapewnienie właściwego, bezpiecznego funkcjonowania instalacji procesowych i wchodzących w jej skład urządzeń jest odpowiednie zaprojektowanie i dobór współpracujących technologicznych urządzeń zasilających.

Szeroko stosowanymi urządzeniami zasilającymi – w zależności od instalacji i medium roboczego – są kompresory i pompy wirowe.

Niewłaściwy dobór, wadliwa praca takich pomp i kompresorów wirowych, wywołana możliwymi wadami w wykonaniu poszczególnych elementów i podzespołów, ich zużyciem eksploatacyjnym, jest częstym, w wielu przypadkach decydującym czynnikiem wpływającym na obniżenie bezpieczeństwa i niewłaściwe funkcjonowanie, tj. powstawanie odchyłeń od zamierzonych, projektowych parametrów eksploatacyjnych instalacji i urządzeń.

Jednym ze sposobów poprawy jakości i eliminacji błędów na etapie projektowania, jak również już eksploatowanych instalacji współpracujących z maszynami wirowymi, jest stosowanie metody HAZOP dostosowanej do analizy maszyn wirowych (rotacyjnych) – stąd nazwa **R-Hazop**.

Korzyści wynikające z zastosowania R-HAZOP dla maszyn wirowych:

- wzrost niezawodności pracy całej instalacji,
- możliwość identyfikacji i eliminacji potencjalnych odchyłeń eksploatacyjnych i zagrożeń,
- wczesne wykrycie potencjalnych ukrytych zagrożeń,
- ograniczenie skutków awarii,

- ograniczenie strat związanych z zatrzymaniem instalacji i ich przestojem,
- niższe koszty eksploatacji.

10.7. PRAKTYCZNE ZASTOSOWANIE KRYTERIÓW AKCEPTOWALNOŚCI RYZYKA W OCENIE RYZYKA INSTALACJI PROCESOWYCH

Zasadniczym celem zastosowania oceny ryzyka procesowego jest osiągnięcie takiego poziomu zagrożeń, (stosując środki techniczne i organizacyjne), który będzie akceptowalny zarówno dla lokalnej społeczności, pracowników zakładu, jak i środowiska naturalnego [6].

Poniżej podano przykład praktycznego zastosowania w praktyce zagadnień akceptowalności ryzyka z wykorzystaniem wskaźników ryzyka w postaci wielowarstwowej matrycy ryzyka.

Jakościowe kryteria akceptowalności są przede wszystkim stosowane w matrycy ryzyka. Dla tworzenia takiej matrycy w pierwszym rzędzie ustala się kategorie skutków oraz prawdopodobieństwa ich występowania. Zwykle analizuje się proces i określa się potencjalnie największe i najmniejsze skutki i następnie cały zakres skutków dzieli się na kilka klas. Podobnie postępuje się z prawdopodobieństwem występowania, startując od zdarzeń bardzo często występujących, np. 1–3 razy w ciągu roku, częstych, do zdarzeń nieprawdopodobnych czyli, np. występujących 1 raz na 1 000 000 lat. Następnie wykreśla się zależność skali prawdopodobień-

Tabela 10.3. Matryca ryzyka

Kategoria skutków \ Częstość skutków 1/rok	kat. 1 pomijalne	kat. 2 małe	kat. 3 średnie	kat. 4 duże	kat. 5 katastroficzne
100 – 10 ⁻¹ b. częste kategoria A	TNA	TNA	NA	NA	NA
10 ⁻¹ – 10 ⁻² częste kategoria B	TA	TNA	TNA	NA	NA
10 ⁻² – 10 ⁻³ możliwe kategoria C	TA	TA	TNA	TNA	NA
10 ⁻³ – 10 ⁻⁴ sporadyczne kategoria D	A	TA	TA	TNA	TNA
10 ⁻⁴ – 10 ⁻⁵ rzadkie kategoria E	A	A	TA	TA	TNA
10 ⁻⁵ – 10 ⁻⁶ b. rzadkie kategoria F	A	A	A	TA	TA
10 ⁻⁶ – 10 ⁻⁷ prawie niemożliwe kategoria G	A	A	A	A	TA

Źródło: Borysiewicz M., Markowski A. S. Kryteria akceptowalności ryzyka poważnych awarii przemysłowych, Instytut Energii Atomowej, Instytut Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Warszawa 11.2002

stwa od skali skutków, uzyskując na przecięciu odpowiednich klas określone obszary ryzyka. Można wyróżniać trzy obszary ryzyka lub więcej, które odpowiadają właściwym kryteriom akceptowalności ryzyka. W przykładowej macierzy ryzyka podanej w tabeli 10.3 występują 4 obszary, stanowiące podstawę do akceptowalności ryzyka, A, TA, TNA i NA. Znaczenie kategorii skutków wyjaśniono w tabeli 10.4.

- A – ryzyko akceptowane, nie wymagane są żadne dodatkowe środki bezpieczeństwa i ochrony,
- TA – ryzyko dopuszczalne – rozważyć wprowadzenie dodatkowych środków bezpieczeństwa i ochrony jeśli są one praktycznie uzasadnione (zasada ALARP),
- TNA – ryzyko tolerowane – wprowadzić dodatkowe środki bezpieczeństwa i ochrony w określonym czasie,
- NA – ryzyko nieakceptowane – zatrzymać instalację i wprowadzić natychmiast dodatkowe środki bezpieczeństwa i ochrony.

Tabela 10.4. Znaczenie kategorii skutków

Kategoria	Pracownicy	Ludność	Środowisko	Straty majątkowe
1	b. drobne urazy	Brak	Brak	Minimalne
2	pojedyncze urazy	odory, hałas	małe, odnotowane w raportach	do 100 000 zł
3	średnie urazy, pojedyncze ciężkie urazy	małe urazy	średnie zniszczenia	do 5 000 000 zł
4	liczne ciężkie urazy	średnie urazy	poważne zniszczenia	do 50 000 000 zł
5	ofiary śmiertelne	ciężkie urazy	katastrofa ekologiczna	> 50 000 000 zł

Źródło: Borysiewicz M., Markowski A. S. Kryteria akceptowalności ryzyka poważnych awarii przemysłowych, Instytut Energii Atomowej, Instytut Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Warszawa 11.2002

Przykład 1

Dokonano analizy ryzyka dla instalacji chemicznej i wyselekcjonowano listę reprezentatywnych zdarzeń awaryjnych wraz z oceną generyczną prawdopodobieństwa ich wystąpienia oraz wielkością skutków.

- Określić kategorie ryzyka i zdarzenie o najpoważniejszym poziomie ryzyka.
- Czy istnieje zdarzenie o nieakceptowanym ryzyku?

Ad 1. Ocenę przedstawiono w ostatniej kolumnie Tabeli 10.5, a zdarzenie posiadające największy poziom ryzyka to (B4) i (A3).

Ad 2. Tak – zdarzenie 6, rozszczelnienie rurociągu z LPG, w strefie ryzyka nieakceptowanego.

Tabela 10.5. Wyniki oceny ryzyka dla przykładu 1

Lp	LZW	P., razy /rok	Skutki (C)	Kategoria ryzyka
1	Duży wyciek chloru z cysterny	0,0001	Kat. 5	D5 – TNA
2	Rozszczelnienie rurociągu z LPG i duży wyciek z zapłonem.	0,02	Kat. 4	B4 – NA
3	Rozszczelnienie rurociągu z LPG i poważny JF	0,00015	Kat. 3	D3 – TA
4	Wyciek substancji palnej i pożar PF	0,007	Kat. 2	C2 – TA
5	Mały pożar JF	0,002	Kat. 2	C2 – TA
6	Mały wyciek LPG na pompie i zapłon	0,1	Kat. 3	A3 – NA
7	Wybuch cieplny w reaktorze	0,001	Kat. 4	C4 – TNA
8	Wybuch pieca	0,008	Kat. 4	B3 – TNA

Źródło: Borysiewicz M., Markowski A.S., Kryteria akceptowalności ryzyka poważnych awarii przemysłowych, Instytut Energii Atomowej, Instytut Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Warszawa 11.2002

10.8. PRZYKŁADY ROZWIĄZAŃ TECHNICZNYCH ZAPEWNIAJĄCYCH BEZPIECZEŃSTWO PROCESOWE W BIOGAZOWNIACH

10.8.1. Normy techniczne dla biogazowni

Odchody zwierzęce i odpady organiczne są zbierane, mieszane i w razie potrzeby – rozdrabniane w koszu przyjęciowym (preparation pit). Izolowane zbiorniki betonowe z ogrzewaniem pod posadzką są częstym rozwiązaniem fermentatorów dla biogazowni rolniczych. Stosuje się także poziome zbiorniki stalowe z ogrzewanym miesadłem i wylotem dla odprowadzania osadu (błota). Są one korzystne dla fermentowania substratów o dużej zawartości suchej masy, [1].

Usuwanie siarki z biogazu realizuje się przez nadmuchiwanie małych ilości powietrza (max. 4% w stosunku do ilości biogazu) na powierzchnię substratu w fermentatorze lub w drugim zbiorniku fermentatora. Wtedy biogaz jest odsiarczany przez mikroorganizmy.

Zbiornik na gaz musi być szczelny, trwały, odporny na ciśnienie i temperaturę. Zbiorniki z elastycznych materiałów muszą być osłonięte od warunków atmosferycznych promieniowania UV i chronione przed mechanicznym uszkodzeniem. Biogazownie rolnicze zawsze pracują przy niskim ciśnieniu w instalacji (<100 mbar, przeważnie 2–5 mbar). Ciśnienie robocze jest zapewnione przez zawory bezpieczeństwa, które także spełniają rolę separatorów kondensatu.

System wytwarzania biogazu musi być odporny na korozję i uszkodzenia mechaniczne. Rurociągi muszą mieć spadek co najmniej 1% w kierunku spustu kondensatu wodnego.

Pomieszczenie agregatowni mieści połączony zespół agregatu prądotwórczego i wytwarzania ciepła. Drzwi wejściowe muszą być ognioodporne i muszą się

otwierać na zewnątrz. Przy wejściu do pomieszczenia musi być znajdować się główny zawór odcinający gaz, zamykający dopływ gazu do zespołu agregatu. Agregat kogeneracyjny powinien spełniać następujące wymagania: kontrola ciśnienia oleju i temperatury wody, dźwiękoszczelny i tłumik drgań (wibracji), zbieranie wycieków oleju i odprowadzenie spalin na zewnątrz. Wokół zespołu agregatu kogeneracyjnego powinna być zapewniona wystarczająca przestrzeń dla wykonywania czynności obsługowych i naprawczych.

Przepisy dotyczące bezpieczeństwa pożarowego i zabezpieczenia przed wybuchem obecnie są nieadekwatne do aktualnych rozwiązań i rozproszone w wielu aktach prawnych:

- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie;
- Norma PN-EN 1127-1 z 2007, Atmosfery wybuchowe. Zapobieganie wybuchowi i ochrona przed wybuchem (podstawowe pojęcia i metodologia)
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska
- Rozporządzenie Rady Ministrów z 9 listopada 2010 r. w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko.

10.8.2. Pożar/wybuch (eksplozja)

Metan, którego zawartość w biogazie sięga 80% tworzy z powietrzem mieszaninę wybuchową przy zawartości metanu od 5 do 15%. Mieszanki powietrza i biogazu zawierającego ponad 50% metanu są palne, podczas gdy mieszanki z mniejszą zawartością metanu mogą podtrzymywać spalanie. Należy przestrzegać zasady, aby w pobliżu fermentatora nie używać otwartego ognia, a urządzenia elektryczne muszą być odpowiedniej jakości, zazwyczaj „przeciwwybuchowe”. Innymi źródłami iskieł mogą być stalowe narzędzia, elektronarzędzia z silnikami komutatorowymi i szczotkami, normalne wyłączniki, telefony komórkowe i elektryczność statyczna.

Do testu palności pobiera się tylko małą próbkę gazu, a sam test przeprowadza się w dostatecznej odległości od fermentatora, albo do rurociągu „probierczego”, który nie może być krótszy niż 20 metrów. Dla zachowania bezpieczeństwa stosuje się wodny przerywacz płomienia, według szkicu na rysunku 10.7 lub 10.10.

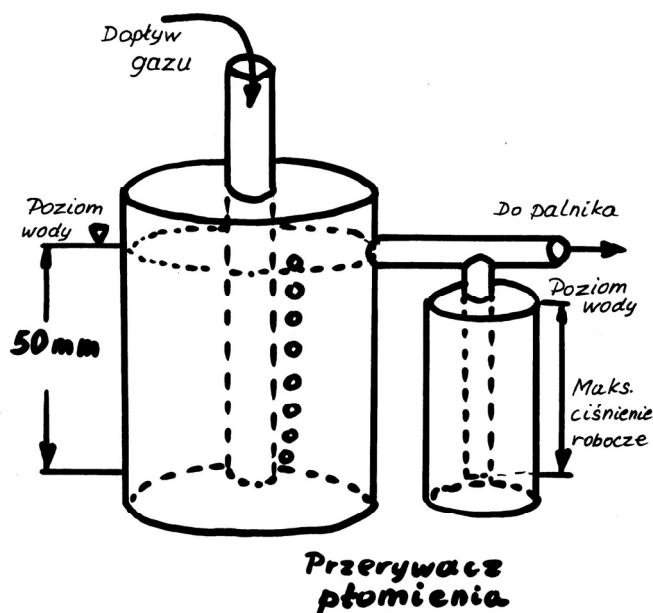
Pochodnia – dopalanie gazu resztkowego

Pochodnia – palnik gazu resztkowego, rys. 10.8, zapewnia bezpieczeństwo w sytuacji braku działania jednostki kogeneracyjnej. Wydajność spalania palnika wynosi $300 \text{ m}^3 \text{ gazu} \cdot \text{h}^{-1}$ i powinna być dobrana do wielkości jednostki kogeneracyjnej, [10]. System sterowania pracą instalacji biogazowej umożliwia wczesne ostrzeganie w razie awarii lub ponadlimitowych parametrów pracy za pośrednictwem komunikatów przesyłanych za pomocą SMS lub e-mail.

Instalacja odgromowa

Fermentator i zbiornik biogazu zostały wyposażone w instalację odgromową (zwody wysokie) wymaganą dla obiektów zagrożonych wybuchem Z1 i Z2, rys. 10.9. W celu zminimalizowania skutków termicznych wywołanych działaniem pio-

runa na poszycie dachowe zbiorników wykonano na dachu izolowane zwody poziome wysokie w postaci iglic odgromowych o wysokości 7,5 m i 4 m, montowanych na podstawach betonowych. Iglice wraz z podstawą betonową zamontowano na konstrukcji dachu przed położeniem wierzchniej warstwy poszycia dachowego. Przy stosowaniu zwodów wysokich przyjęto kąty: zewnętrzne $\alpha = 30^\circ$ i wewnętrzne $\beta = 45^\circ$. Połączenia nad stropem wykonano taśmą Fe-Zn 25 x 4 mm. Takie rozwiązanie zabezpiecza budynek przed uderzeniem pioruna w ściany boczne.



Rys. 10.7. Prosty przerywacz zapobiegający "cofaniu się" płomienia przy próbie palności biogazu;

źródło: Borysiewicz M., Markowski A. S., Kryteria akceptowalności ryzyka poważnych awarii przemysłowych, Instytut Energii Atomowej, Instytut Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Warszawa 11.2002

Zwody pionowe odprowadzające wykonano taśmą Fe-Zn 25 x 4 mm w ścianach betonowych zbiorników w odległości 5 cm od zewnętrznej ściany zbiornika.

Uziemienie zwodów izolowanych wykonano stosując wewnętrzny i zewnętrzny uziom otokowy. W ziemi na głębokości 0,6 m ułożono otok uziemiający z bednarki stalowej 30 x 4 mm. Do otoku dołączono główną szynę wyrównawczą budynku oraz wszystkie rurociągi metalowe wprowadzone do obiektu. Rezystancja otoku wyniosła $R \leq 10 \Omega$. Zaciski probiercze zainstalowano w żeliwnych studzienkach ze złączem ZKs-3. A 5602 7 w ziemi poza obszarem zaliczonym do kategorii wybuchowości Z0, Z1, Z2. Studzienki zasypano warstwą piasku o grubości 20 cm. Po wykonaniu instalacji przeprowadzono badania odbiorcze:

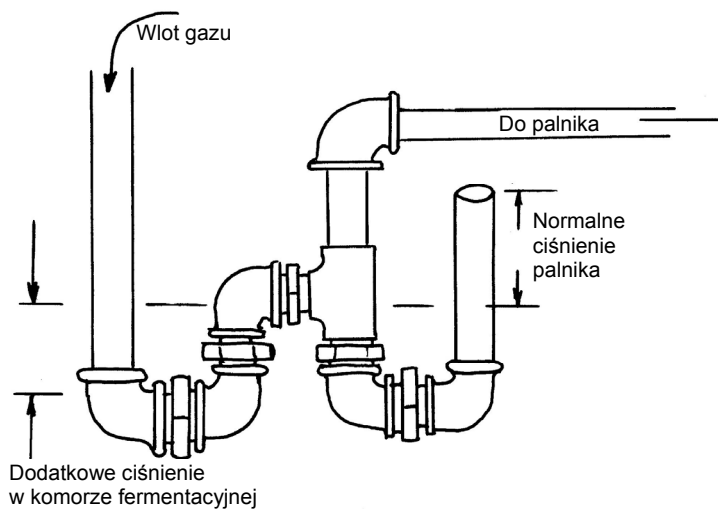
- pomiar rezystancji uziemienia,
- sprawdzenie ciągłości i prawidłowości połączeń.



Rys. 10.8. Pochodnia do dopalania resztek biogazu („Agrobiogazownia” w Kostkowicach), (fot. J. Karłowski).

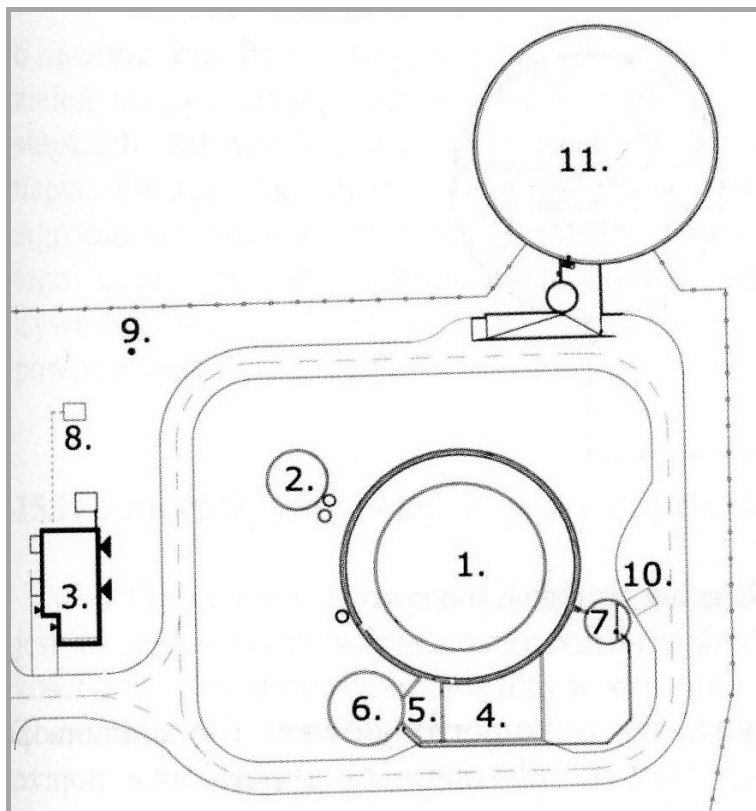


Rys. 10.9. Odgromnik na zbiorniku fermentatora, („Agrobiogazownia” w Kostkowicach), (fot. J. Karłowski).



Rys. 10.10. Prosty przerywacz płomienia

Ogólny pogląd na rozmieszczenie najważniejszych elementów składowych biogazowni rolniczej podaje rys. 10.11. Warto zwrócić uwagę na wzajemną lokalizację obiektów, zachowanie odległości i drogi dojazdowe



Rys. 10.11. Części składowe agrobiogazowni w Kostkowicach; 1 – fermentator, 2 – zbiornik biogazu, 3 – budynek kogeneracji (agregatu prądotwórczego), 4 – kosz zasypowy, 5 – przepompownia, 6 – zbiornik substratów ciekłych, 7 – zbiornik dygestatu, 8 – transformator, 9 – pochodnia, 10 – separator, 11 – zbiornik na wody pofermentacyjne; źródło: Borysiewicz M., Markowski A. S., Kryteria akceptowalności ryzyka poważnych awarii przemysłowych, Instytut Energii Atomowej, Instytut Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Warszawa 11.2002

10.8.3. Regulacje prawne dotyczące bezpieczeństwa procesowego

Podrozdział ten zawiera wykaz aktów prawnych, dyrektyw, ustaw, rozporządzeń, kodeksów i norm związanych z budową biogazowni rolniczych i obiektów towarzyszących. Uznano, że przepisy bezpieczeństwa i regulacje prawne opisujące zasady funkcjonowania Urzędu Dozoru Technicznego powinny być przybliżone Rolnikom – Inwestorom i przyszłym użytkownikom biogazowni rolniczych.

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U.1997 nr 54 poz.348).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie **świadectwa pochodzenia z kogeneracji** oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wyso-kosprawnej kogeneracji (Dz.U. Nr 185, poz. 1314).
- Z dniem 29 kwietnia 2010 r. weszło w życie ogłoszone 9 listopada 2009 r. **rozporządzenie ministra gospodarki z 5 listopada 2009 r. w sprawie szczegół-łowych wymagań dla wyrobów aerozolowych** (Dz. U. 2009 nr 188).
- 11 marca 2010 r. weszła w życie ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. 2010 nr 21 poz. 104).
- W Dzienniku Ustaw 2010 nr 2 poz. 6 ukazało się rozporządzenie Ministra Gospo-darki z dnia 28 grudnia 2009 r. **w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy budowie i eksploatacji sieci gazowych oraz uruchomienia instalacji gazo-wych gazu ziemnego**. Rozporządzenie wejdzie w życie 9 kwietnia 2010 r.
- Od 5 stycznia 2010 r. obowiązuje dyrektywa **2009/142/WE** ujednolicająca (kodyfi-kująca) zapisy dyrektyw 90/396/EWG i 93/68/EWG. Nowy tekst dyrektywy nie po-woduje zmian treści dotychczasowego rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2005 r. **w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń spalają-cych paliwa gazowe** (Dz. U. Nr 263, poz. 2201).
- Z dniem 1 stycznia 2010 r. weszło w życie **Rozporządzenie Parlamentu Euro-pejskiego i Rady nr 765/2008/WE** z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiające wymaga-nia w zakresie akredytacji i nadzoru rynku odnoszące się do warunków wpro-wadzenia produktów do obrotu i uchylające rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz.U. L 218/30 z dnia 13 sierpnia 2008 r., str. 30–47). Niniejsze rozporządzenie wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich.
- Od 29 grudnia 2009 r. obowiązuje **zmienione 5 listopada 2008 r. rozporządze-nie w sprawie zasadniczych wymagań dla dźwigów i ich elementów bezpie-czeństwa**, uwzględniające zmiany wprowadzone dyrektywą 2006/42/WE (Dz. U. 2008 nr 203 poz. 1270).
- Z dniem 29 grudnia 2009 r. weszło w życie rozporządzenie z dnia 21 październi-ka 2008 r. **w sprawie zasadniczych wymagań dla maszyn** (Dz. U. 2008 nr 199 poz. 1228).
- Komisja Europejska opublikowała **wykaz norm zharmonizowanych z nową Dyrektywą Maszynową 2006/42/WE**.
- Na stronie Komisji Europejskiej DG Enterprise & Industry/Machinery zostało opu-blikowane **pierwsze wydanie przewodnika do dyrektywy maszynowej 2006/42/WE**.
- W Dzienniku Urzędowym UE L 310 z 25.11.2009 r., str. 29 opublikowano **Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/127/WE** z dnia 21 paździer-nika 2009 r. zmieniającą dyrektywę 2006/42/WE w odniesieniu do maszyn do sto-sowania pestycydów.

- Przepisy o dozorze technicznym i warunki techniczne dozoru technicznego

Ustawa z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym (Dz. U. Nr 122, poz. 1321, z późn. zm).

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 23 grudnia 2008 r. w sprawie **nadania statutu Urzędowi Dozoru Technicznego** (Dz.U. Nr 5, poz. 19), wydane na podstawie art. 41 ustawy o dozorze technicznym.

- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 16 lipca 2002 r. w sprawie **rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu** (Dz.U. Nr 120, poz. 1021), zmienione rozporządzeniem z dnia 3 lutego 2003 r. (**Dz.U. Nr 28, poz. 240**), wydane na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy o dozorze technicznym.

- Tekst rozporządzenia ujednolicony w UDT

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 lipca 2001 r. w sprawie **trybu sprawdzania kwalifikacji wymaganych przy obsłudze i konserwacji urządzeń technicznych** (Dz.U. Nr 79, poz. 849), zmienione rozporządzeniem z dnia 20 lutego 2003 r. (**Dz.U. Nr 50, poz. 426**), wydane na podstawie art. 23 ust. 5 ustawy o dozorze technicznym.

- Tekst rozporządzenia ujednolicony w UDT

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 marca 2001 r. w sprawie **wzoru znaku dozoru technicznego** (Dz.U. Nr 30, poz. 346), wydane na podstawie art. 15 ust. 3 ustawy o dozorze technicznym.

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 grudnia 2001 r. w sprawie **wysokości opłat za czynności jednostek dozoru technicznego** (Dz.U. Nr 153, poz. 1762), wydane na podstawie art. 34 ust. 3 ustawy o dozorze technicznym; zmienione rozporządzeniem opublikowanym w **Dz.U. z 2008 r. Nr 27, poz. 156**.

- **Kodeks postępowania administracyjnego** (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071, z późn. zm).

Warunki techniczne dozoru technicznego

- Warunki techniczne dozoru technicznego są to warunki jakim powinny odpowiadać urządzenia techniczne, ustalone przez właściwych ministrów w drodze rozporządzeń, **wydanych na podstawie art. 8 ust. 4 ustawy o dozorze technicznym (Dz. U. z 2000 r. Nr 122, poz. 1321):**

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 9 lipca 2003 r. w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego w zakresie eksploatacji niektórych **urządzeń ciśnieniowych** (Dz. U. Nr 135, poz. 1269).

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 16 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakim powinny odpowiadać **zbiorniki bezciśnieniowe i niskociśnieniowe przeznaczone do magazynowania materiałów trujących lub żrących** (Dz.U. Nr63, poz. 572).

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 września 2001 r. w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakim powinny odpowiadać **zbiorniki bezciśnieniowe i niskociśnieniowe przeznaczone do magazynowania materiałów ciekłych zapalnych** (Dz.U. Nr 113, poz. 1211).

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 31 marca 2008 roku **zmieniające** rozporządzenie w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakim

powinny odpowiadać zbiorniki bezciśnieniowe i niskociśnieniowe przeznaczone do magazynowania materiałów ciekłych zapalnych (Dz. U. Nr 60, poz. 371).

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 29 października 2003 r. w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego w zakresie eksploatacji niektórych **urządzeń transportu bliskiego** (Dz. U. Nr 193, poz. 1890)

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 grudnia 2001 r. w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakim powinny odpowiadać **dźwigniki** (Dz.U. Nr 4, poz. 43).

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 10 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakim powinny odpowiadać **przenośniki kabiny i krzeselkowe** (Dz.U. Nr 77, poz. 827)

10.9. LITERATURA

1. Amon T., Boxberger J. Lindworsky J. Scheibler M. Biogas production in agriculture: safety guidelines, cofermentation and emissions combined heat and power couplings. Institut für Land-, Umwelt- und Energietechnik Universität für Bodenkultur Wien Nussdorfer Lände 29–31, A-1190 Wien.
2. CCPS – Center for Chemical Process Safety, <http://www.aiche.org/CCPS/Publications/Beacon/index.aspx>.
3. Aeroenergetyka 2010, <http://agroenergetyka.pl/>
4. Stępnia S., Zagrożenia eksploatacyjne instalacji biogazowych, Rynek Instalacyjny.pl, 05.2008, s. 90– 93.
5. Biogas, Verwertung und Aufbereitung ATV-09, Hennef 1997.
6. Żuczek R., Wykonanie oceny ryzyka wybuchowego i ryzyka procesowego dla potrzeb firm energetycznych, III Ogólnopolska Konferencja "Systemy Zarządzania w Energetyce", Bełchatów 26–28.04.2005.
7. Borysiewicz M., Markowski A.S., Kryteria akceptowalności ryzyka poważnych awarii przemysłowych, Instytut Energii Atomowej, Instytut Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Warszawa 11.2002
8. Strona internetowa: University of Adelaide, <http://www.adelaide.edu.au/biogas/safety/>
9. Węglarzy. K., Podkówka W., Agrobiogazownia w Kostkowicach, Instytut Zootechniki, Grodziec Śląski, 2010.

11. PODSTAWOWE RODZAJE INSTALACJI BIOGAZOWYCH

W rozdziałach od 1 do 4 przedstawiono problemy związane z prawidłowym zaplanowaniem parametrów procesowych biogazowni. Aby zapewnić przyszłą opłacalność podczas eksploatacji instalacji biogazowej należy uwzględnić różnice w wymaganiach poszczególnych substratów i kosubstratów w stosunku do czasu przetrzymywania w komorze fermentacyjnej. Chodzi o to aby nie usuwać poza instalację niedofermentowanych w pełni substratów. Substraty produkowane w uprawie polowej, takie jak kukurydza są drogimi komponentami, dodatkowo kukurydza wymaga długiego czasu przebywania w reaktorze, nawet do 90 dni. Dlatego mieszaniny z jej udziałem należy tak komponować aby wykorzystać w pełni jej potencjał metanotwórczy. Oczywiście dla każdej mieszaniny jesteśmy w stanie odpowiednio dobrać najodpowiedniejszy czas przetrzymywania w komorze fermentacyjnej. Decydują tutaj głównie względy ekonomiczne związane z ilością wyprodukowanego metanu w jednostce czasu. Jednak należy sobie zdawać sprawę, że takie podejście jest właściwe jeśli dysponujemy substratami o stosunkowo krótkim i podobnym do siebie okresie rozkładu. Wtedy cały proces biogazotwórczy odbywa się w komorze fermentacyjnej. Komora pofermentacyjna może wtedy służyć wyłącznie do magazynowania pofermentu. W przypadku gdy w mieszaninie fermentacyjnej mamy znaczącą ilość substratu wymagającego długiego czasu rozkładu, np. kiszonkę z kukurydzy komora pofermentacyjna powinna być bezpośrednio połączona ze zbiornikiem biogazu, gdyż również w tej komorze jest produkowany biogaz. Należy wtedy również zwiększyć jej pojemność.

Przy substratach szybko ulegających rozkładowi o małej zawartości suchej masy wydłużanie czasu retencji skutkuje zwykle zwiększeniem pojemności fermentatora, lecz nie zapewnia zwiększenia produkcji biogazu. Natomiast przy zestawie substratowym bogatszym w suchą masę wydłużenie czasu retencji zapewni lepsze wykorzystanie substratów i zwiększenie biogazodochodowości.

Analizując arkusze kalkulacyjne należy również zwracać uwagę na ilość wody technologicznej niezbędnej do rozcieńczenia mieszaniny fermentacyjnej. Duże jej ilości są potrzebne zwłaszcza gdy dysponujemy substratami o wysokiej zawartości suchej masy. Ponieważ koszty wody technologicznej mają istotne znaczenie dla ekonomiki produkcji biogazu, w takim przypadku należy rozpatrzyć celowość odwirowywania pofermentu oraz wykorzystywania płynnej frakcji do rozcieńczania substratów.

Przedstawiony w rozdziale 3.2.3 arkusz kalkulacyjny w praktyce może być potraktowany jako założenia technologiczne umożliwiające prawidłowe zaprojektowanie instalacji biogazowej oraz prawidłowe dobranie wielkości i parametrów technicznych poszczególnych urządzeń.

Prawidłowo dobrane substraty oraz ich proporcje w mieszaninie fermentacyjnej wymagają odpowiedniego dobrania urządzeń w których będzie prowadzony proces zbiogazowania. Ważna jest również poprawność zaprojektowania systemu transportu biomasy pomiędzy komorami fermentacyjnymi i w przypadku dysponowania zestawem substratów o bardzo różnym tempie fermentacji, możliwość jej dozowania oddzielnie do poszczególnych zbiorników.

Często spotykanym mankamentem projektowanych instalacji jest stosowanie bardzo energochłonnych systemów mieszania. Rozpiętość możliwych rozwiązań w tym zakresie zawiera się pomiędzy 1,8 a 10 kW w przeliczeniu na 1000 m³ mieszaniny fermentacyjnej. W niektórych ocenianych projektach zastosowano mieszadła nawet o 50% przekraczające najwyższą podaną wartość (tab. 11.1).

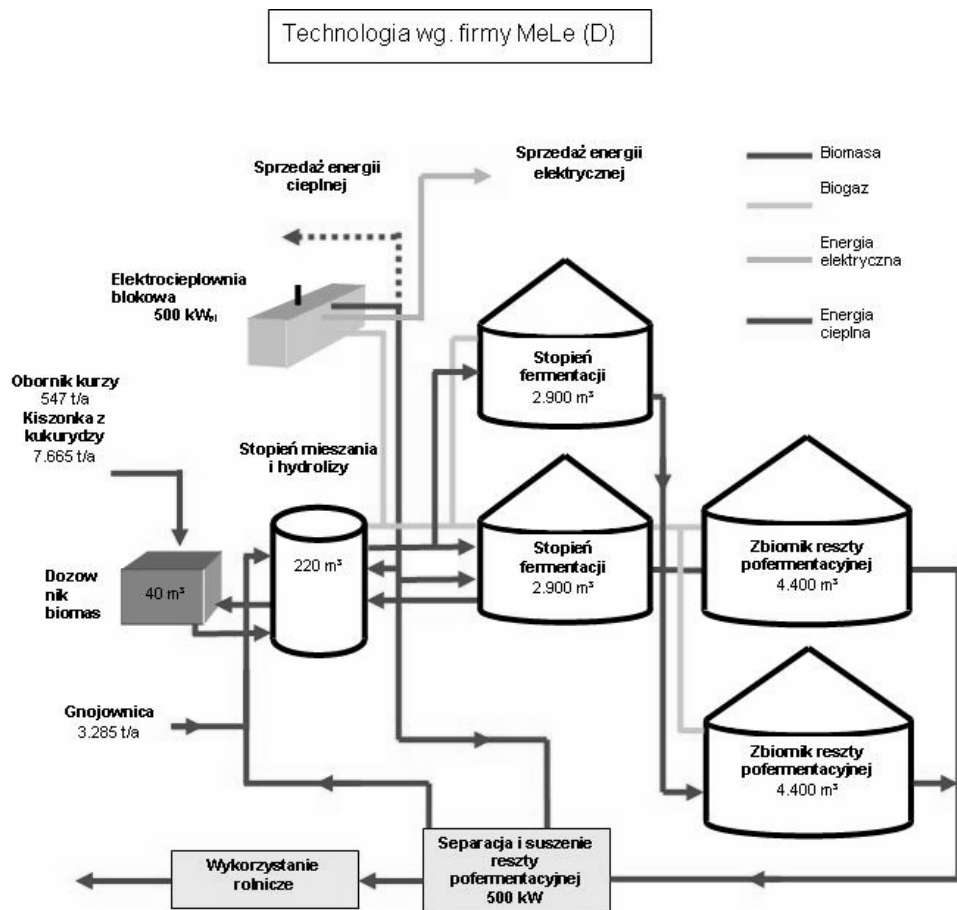
Tabela 11.1. Wpływ rodzaju zastosowanego mieszadła na zapotrzebowanie mocy

Rodzaj mieszadła/ mieszania	Rodzaj substratu	Rodzaj fermentato- ra	Zapotrzebowa- nie mocy
1. Mieszadła śmigłowe z silnikiem zanurzonym	Wszystkie substraty fermentacji mokrej, mezofilowej	Najczęściej w fermentatorach stojących	ok. 10 kW / 1000 m ³ obj. fermentera
2. Mieszadła prętowe	Wszystkie substraty fermentacji mokrej	Tylko w fermanterach stojących	ok. 10 kW / 1000 m ³ obj. fermentera
3. Mieszadła osiowe	Wszystkie substraty fermentacji mokrej	Tylko w większych fermenterach stojących	>1,8 kW / 1000 m ³
4. Mieszadła łopatkowe / płytowe w fermenterach leżących	Wszystkie substraty fermentacji mokrej i suchej	Tylko w fermenterach leżących	10–20 kW/1000 m ³
5. Mieszadła łopatkowe / płytowe w fermenterach stojących	Wszystkie substraty fermentacji mokrej	Tylko w fermenterach stojących	15–20 kW/1000 m ³
6. System pneumatyczny	Bardzo rzadkopłynne substraty z niewielką skłonnością do kożuchowania		>10 kW/1000 m ³
7. System hydrauliczny	Wszystkie łatwo pompowalne substraty w fermentacji mokrej		Pompy o wysokiej mocy tłoczenia

Źródło: opracowanie ITP, 2010

Na rys. 11.1 przedstawiono schemat rolniczej biogazowni przystosowanej do biogazowania substratów typu NaWaRo (Nachwtschsende Rohstoffe). Jest to najbardziej typowa instalacja rolnicza. Nadaje się do biogazowania kiszzonek, gnojowicy oraz obornika (rys. 11.2, 11.3, 11.5, 11.7).

Niektórzy projektanci proponują inwestorom, niedopuszczalne ze względów technologicznych, biogazowanie w tego typu instalacji produktów ubocznych oraz pozostałości z przetwórstwa rolno spożywczego. Możliwe jest stosowanie tego typu dodatków tylko w zakresie do 4% (rys. 11.5). Substraty te są wtedy traktowane jako poprawiające wydajność. Stosowanie większych ilości takiego wsadu zawsze prowadzi do zwiększonych emisji odorowych oraz uniemożliwia eliminowanie inhibicyjnych właściwości wielu substratów. W efekcie dochodzi do zanikania procesów fermentacyjnych w reaktorach. Tego rodzaju mieszaniny fermentacyjne



Rys. 11.1. Schemat biogazowni rolniczej dla substratów typu NaWaRo wg technologii niemieckiej firmy Mele

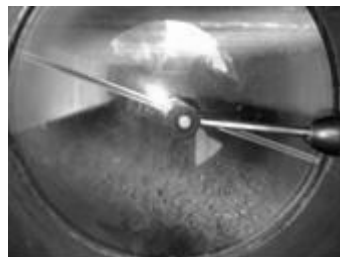
wymagają zastosowania technik fermentacji typowych dla rodzaju i kategorii odpadów i pozostałości poprodukcyjnych. Pozostałości spożywcze najlepiej rozkładają się w specyficznej, dwustopniowej fermentacji termofilnej i mezofilnej, połączonej z cykliczną sedymentacją fermentującej biomasy (rys. 11.6). W eksploatacji biogazowni utylizacyjnych niezbędna jest również wiedza dotycząca specyficznych oddziaływań niektórych odpadów spożywczych na substraty strategiczne. Dotyczy to np. odpadów fasoli, różnych postaci grochu, cebuli, odpadów cytrusowych oraz wszelkich odpadów zawierających związki aromatyczne. Z kolei odpady poubojowe II i III kategorii wymagają przyjęcia i wstępnej obróbki w sposób zapewniający ograniczenie emisji odorów do otoczenia (rys. 11.5). W zależności od procentowego ich udziału w mieszaniu fermentacyjnej wymagają również termizacji, pasteryzacji lub nawet wstępnej obróbki metodą tzw. hydrolizy termicznej. Wtedy proces hydrolizy odbywa się poza fermentatorem. Z kolei wsady zawierające duże ilości niespożywczego materiału celulozowego muszą być poddawane obróbce metodą



Rys. 11.2. Pierwsza w Polsce profesjonalna biogazowni rolnicza w Pawłówku zbudowana przez firmę POLDANOR (fot. materiały firmy Poldanor)



Rys. 11.3. Mikrobiogazownia rolnicza w Studzience k/Pszczyny (fot. A. Myczko)



Rys. 11.4. Zasobnik przyjęciowy, zbiornik fermentacyjny oraz wziernik kontrolny ze szperaczem umożliwiający kontrolę prawidłowości procesu fermentacji (biogazowni rolnicza w Kalsku (PL) – fot. A. Myczko)



Rys. 11.5. Węzeł przyjęcia i obróbki substratów uciążliwych – odpadów poubojowych w biogazowni w Skrzatuszu k/Piły zbudowanej przez firmę ZENERIS. Obróbka odbywa się w zamkniętych pomieszczeniach, zastosowano filtry antyodorowe hal i zbiorników substratowych (fot. A. Myczko)

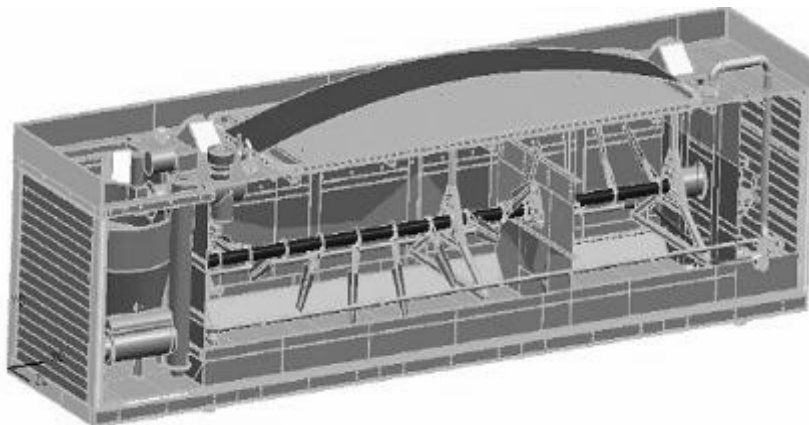


Rys. 11.6. Biogazownia do utylizacji pozostałości z przetwórstwa warzyw i owoców prowadząca dwustopniowy proces fermentacji w zakresie termofilnym i mezofilnym oraz ciągłą sedymentację i recyrkulację wsadu (fot. mat. Firmy LimnoTec –D).

hydrolizy termicznej ciśnieniowej, lub termiczno ciśnieniowej z rozprężaniem (rys. 11.8). Istotny także jest dobór właściwych temperatur i ciśnień dla każdego specyficznego materiału, aby uniknąć karmelizacji wsadu. Ze zjawiskiem karmelizacji mamy do czynienia przy temperaturze 170°C.

Trudną technologią jest uzyskiwanie biogazu w przypadku, gdy główny lub znaczący wkład mają buraki. Obecnie stosuje się kilka odmiennych technik biogazowania mieszanin w których buraki występują jako substrat strategiczny. Sposób realizacji procesu technologicznego w tym przypadku mocno wpływa na ekonomikę produkcji biogazu. W najefektywniejszych technikach węzeł załadunku i przygo-

towania biomasy do fermentatora umożliwia dodanie słomy, a zbiornik fermentacyjny wyposażony jest w specjalne rusztowe elementy do utworzenia tzw. warstwy pływającej.



Rys. 11.7. Kontenerowa mikrobiogazownia rolnicza wg. niemieckiej firmy MeLe umożliwiająca uzyskanie mocy elektrycznej w zakresie od 3,5 do 15 kW. Instalacja może być wykorzystywana również jako stopień hydrolizy w instalacjach o dużych mocach (fot. Materiały firmy MeLe – D)

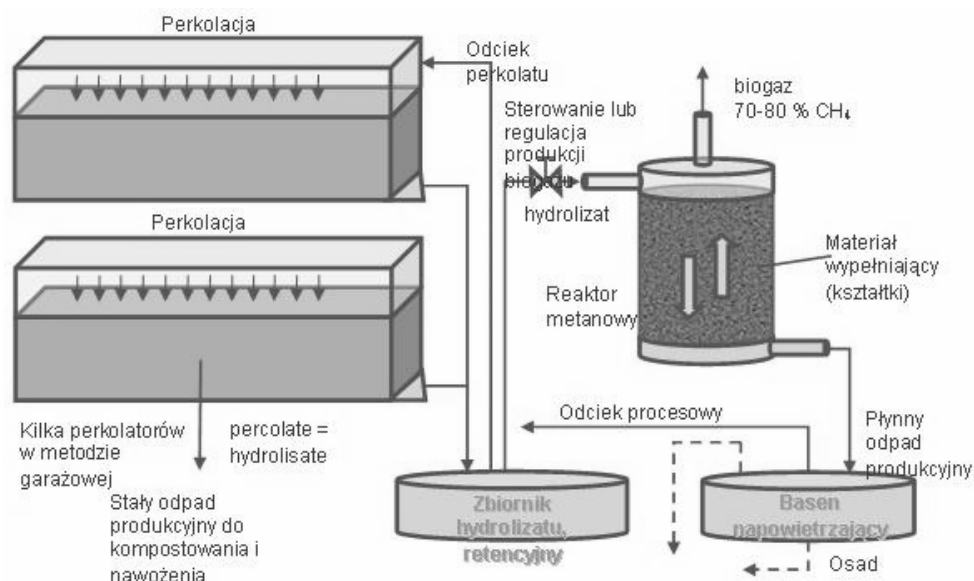


Rys. 11.8. Urządzenie do obróbki termiczno-ciśnieniowej austriackiej firmy Dauscher pracujące w zakresie temperatur do 1700C oraz ciśnieniu do 10 barów. (fot. materiały firmy Dauscher)

Osobnym problemem jest postępowanie z zagospodarowaniem pofermentu szczególnie w okresach kiedy występuje konieczność jego dłuższego przechowywania. Przechowywanie osadu w otwartych zbiornikach lub na płycie może powodować wzmożone emisje substancji odorowych. Zależy to od stopnia wygazowania wsadu w procesie fermentacji. Sposób postępowania z pofermentem należy uzależniać od stosowanej technologii i każdorazowo dostosować go do parametrów przewidywanego do składowania materiału. Np. jeśli stosujemy odwadnianie pofermentu, to odciek przed odprowadzeniem do wód powierzchniowych powinien

być poddany procesom oczyszczania z resztek organicznych na sitach płytowych oraz filtrze piaskowym. W ciepłych porach roku powinien być dodatkowo poddany odwróconej osmozie.

Ważnym dla poprawnego wykorzystania energii zawartej w biogazie jest proces oczyszczania biogazu ze związków siarki i wody. Prawidłowa eksploatacja silnika agregatu kogeneracyjnego wymaga aby wilgotność wprowadzanego biogazu nie przekraczała 60%. Zawartość H_2S powinna wynosić do 260 ppm. Przekroczenie tej zawartości ponad 560 ppm jest zwykle obwarowane utratą gwarancji. Skrajne zakresy zawartości siarkowodoru w biogazie, w zależności od składu i kompozycji mieszaniny fermentacyjnej mogą się zawierać pomiędzy 20 a 20 000 ppm. Jednak przy prawidłowym prowadzeniu procesu fermentacji standardowych substratów poziom siarkowodoru powinien wynosić 60–70 ppm. Problemy występują najczęściej przy fermentacji wywaru z gorzelnii. Wywar, ze względu na dużą zawartość związków siarki wykazuje około 3000 ppm H_2S . Stosując technikę odsiarczania biologicznego, bakteriami tlenowymi możemy ten poziom zredukować do około 200 ppm. Lepszą techniką oczyszczania jest jednak oczyszczanie węglem aktywnym. Ta technika powinna umożliwić oczyszczenie biogazu produkowanego na bazie wywaru do poziomu 70–80 ppm. Dodatkową zaletą filtrów węglowych jest kompleksowe oczyszczanie z większości występujących zanieczyszczeń, również z formaldehydów. Należy się spodziewać, że w systemie dopłat w wielu krajach będzie wprowadzony tzw. bonus formaldehydowy za stosowanie tej techniki oczyszczania.



Rys. 11.9. Schemat technologii do suchej fermentacji biomasy wg patentu niemieckiego (Patent DE 2004 053 615.5; PCT/DE2005/001990)

Podsumowując można stwierdzić, że techniki biogazowania oraz poprawna, efektywna i proekologiczna eksploatacja biogazowni wymagają bardzo skomplikowanej i szczegółowej wiedzy. Dodatkowo należy uwzględnić stały rozwój technik związanych ze wzrostem sprawności elektrycznej instalacji kogeneracyjnych. Za kilka lat inwestorów będą interesowały tylko te technologie, które zapewnią sprawność elektryczną co najmniej na poziomie 45%. Również najczęściej obecnie stosowana w biogazowniach rolniczych technologia mokrej fermentacji będzie stopniowo zastępowana technologią suchej fermentacji biomasy. Zastosowanie na szerszą skalę rozwiązania według patentu niemieckiego (rys. 11.9) zniweluje również obowiązujący obecnie podział na biogazowni rolnicze oraz komunalne, ponieważ metoda ta eliminuje z apofermentu nie tylko mikroorganizmy ale również metale ciężkie.

Załącznik 1

KARTA INFORMACYJNA GOSPODARSTWA ROLNEGO DOTYCZĄCA PRODUKCJI SUROWCÓW NA CELE ENERGETYCZNE

1. Dane producenta rolnego:

Numer producenta _____

Imię i nazwisko _____

Miejscowość _____ Ulica _____ nr domu _____

Telefon _____ e-mail _____

2. Czy jest Pan(i) zainteresowany(a) uprawą roślin na cele energetyczne?

tak _____

nie _____

3. Jak Pan(i) ocenia poziom swojej wiedzy na temat odnawialnych źródeł energii?

niedostateczny _____

dostateczny _____

dobry _____

bardzo dobry _____

4. Uprawą jakich roślin energetycznych byłby/byłaby Pan(i) zainteresowany(a)?

jednorocznych _____

wieloletnich _____

5. Czy byłby/byłaby Pan(i) zainteresowany(a) sprzedażą odpadów z produkcji rolniczej na cele energetyczne?

tak _____

nie _____

6. Jeśli tak, podać szacowaną ilość możliwą do sprzedaży w tonach lub m³/rok

Odpady z produkcji rolniczej:

gnojowica:

bydlęca

świńska

kurza

odpady poubojowe:

osady poflotacyjne

zawartość żołądków (bydło)

odseparowana tkanka tłuszczowa

słoma

siano

trawa

trawa – kiszonka

ziemniaki – liście

kukurydza – kiszonka

rzepak – kiszonka

buraki cukrowe

burak pastewny

inne:

7. Ogólny areal gospodarstwa: _____ ha

8. Struktura użytkowa ziemi:

grunty orne _____ ha

sady _____ ha

łąki i pastwiska _____ ha

lasy _____ ha

pozostałe _____ ha

9. Produkcja roślinna (powierzchnia upraw w ha oraz orientacyjny plon w tonach):

zboża _____ ha _____ t

kukurydza na ziarno _____ ha _____ t

kukurydza na kiszonkę _____ ha _____ t

ziemniaki _____ ha _____ t

rzepak _____ ha _____ t

burak cukrowy _____ ha _____ t

pastewne _____ ha _____ t

warzywa _____ ha _____ t

owoce _____ ha _____ t

inne: _____ ha _____ t

_____ ha _____ t

_____ ha _____ t

10. Produkcja zwierzęca (ilość sztuk inwentarza):

bydło: młódzież _____

krowy _____

byki _____

trzoda chlewna	_____
konie	_____
owce	_____
drób – jaki?	_____
inne – jakie?	_____

11. Działalność pozarolnicza (zaznaczyć x)

przetwórstwo produktów rolnych	_____
usługi transportowe i magazynowe	_____
usługi maszynowe	_____
inne: _____	_____
_____	_____

UWAGI

Załącznik 2

KARTA INFORMACYJNA PRZEDSIĘBIORSTWA Z BRANŻY SPOŻYWCZEJ DOTYCZĄCA ORGANICZNYCH PRODUKTÓW UBOCZNYCH

1. Dane przedsiębiorstwa:

Nazwa: _____

Adres: _____

Telefon: _____ Fax: _____

e-mail: _____ NIP: _____

2. Kierunek produkcji (zaznaczyć x):

Przetwórstwo produktów roślinnych:

przetwórstwo owoców i warzyw _____

cukrownia _____

gorzelnia _____

browar _____

zakład tłuszczowy _____

przetwórstwo ziemniaków _____

produkcja mrożonych owoców i warzyw _____

produkcja pasz _____

Przetwórstwo produktów zwierzęcych:

przetwórstwo mięsne _____

przetwórstwo rybne _____

mleczarnia _____

Inne: _____

3. Rodzaj i ilość wytwarzanych organicznych produktów ubocznych w ciągu roku w tonach:

_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____

4. W jaki sposób do tej pory zagospodarowywane były organiczne produkty uboczne?

5. Jaki jest poziom świadomości pracowników w zakresie odnawialnych źródeł energii?

niedostateczny ____

dostateczny ____

dobry ____

bardzo dobry ____

6. Czy organiczne produkty uboczne przedsiębiorstwa mogą być sprzedawane na cele energetyczne?

tak ____

nie ____

7. Czy przedsiębiorstwo jest zainteresowane systematycznym odbiorem organicznych produktów ubocznych przez cały rok?

tak _____

nie _____

8. Jaki rodzaj i jaką ilość organicznych odpadów ubocznych przedsiębiorstwo jest w stanie sprzedawać w ciągu roku? (podać szacowaną ilość danego odpadu możliwą do sprzedaży w tonach)

_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____
_____	_____

UWAGI

Załącznik 3

KARTA INFORMACYJNA GOSPODARSTWA ROLNEGO DOTYCZĄCA PRODUKCJI SUROWCÓW NA CELE ENERGETYCZNE

1. Dane producenta rolnego:

Numer producenta 123456789

Imię i nazwisko Jan Kowalski

Miejscowość Wysokie Ulica _____ nr domu 11

Telefon 612 345 678 e-mail kowalski@xp.pl

2. Czy jest Pan(i) zainteresowany(a) uprawą roślin na cele energetyczne?

tak x

nie

3. Jak Pan(i) ocenia poziom swojej wiedzy na temat odnawialnych źródeł energii?

niedostateczny

dostateczny

dobry x

bardzo dobry

4. Uprawą jakich roślin energetycznych byłby/byłaby Pan(i) zainteresowany(a)?

jednorocznych x

wieloletnich

5. Czy byłby/byłaby Pan(i) zainteresowany(a) sprzedażą odpadów z produkcji rolniczej na cele energetyczne?

tak x

nie

8. Struktura użytkowa ziemi:

grunty orne	<u>120</u>	ha
sady	<u>1</u>	ha
łąki i pastwiska	<u>38</u>	ha
lasy	<u>1</u>	ha
pozostałe	<u></u>	ha

9. Produkcja roślinna (powierzchnia upraw w ha oraz orientacyjny plon w tonach):

zboża	<u>50</u>	ha	<u>250</u>	t
kukurydza na ziarno	<u></u>	ha	<u></u>	t
kukurydza na kiszonkę	<u>160</u>	ha	<u>1600</u>	t
ziemniaki	<u>10</u>	ha	<u>30</u>	t
rzepak	<u></u>	ha	<u></u>	t
burak cukrowy	<u>20</u>	ha	<u>220</u>	t
pastewne	<u></u>	ha	<u></u>	t
warzywa	<u></u>	ha	<u></u>	t
owoce	<u></u>	ha	<u></u>	t
inne: <u></u>	<u></u>	ha	<u></u>	t
<u></u>	<u></u>	ha	<u></u>	t
<u></u>	<u></u>	ha	<u></u>	t

10. Produkcja zwierzęca (ilość sztuk inwentarza):

bydło: młódzież	<u>39</u>
krowy	<u>120</u>

byki	<u>1</u>
trzoda chlewna	
konie	
owce	
drób – jaki?	
inne – jakie?	

11. Działalność pozarolnicza (zaznaczyć x)

przetwórstwo produktów rolnych	<u> </u>
usługi transportowe i magazynowe	<u> x </u>
usługi maszynowe	<u> </u>
inne: <u> </u>	<u> </u>
<u> </u>	<u> </u>

UWAGI

Producent zużywa całą uzyskaną słomę, siano, trawę oraz kiszonkę na cele paszowe.



ISBN 978-83-62416-23-3