



Ministerstwo Gospodarki

PRZEWODNIK DLA INWESTORÓW ZAINTERESOWANYCH BUDOWĄ BIOGAZOWNI ROLNICZYCH

Pracę wykonano na zamówienie:
MINISTERSTWA GOSPODARKI

w Instytucie Energetyki Odnawialnej



Instytut Energetyki Odnawialnej

Warszawa, marzec 2011 r.

Opracowanie wykonano na podstawie umowy z Ministerstwem Gospodarki
nr II/103/P/75001/10/DE z dnia 29 września 2010 r.



Fot. Biogazownia w Koczale, źródło: archiwum IEO

Opracowanie przygotował zespół w składzie:

Andrzej Curkowski
Anna Oniszk-Popławska
Przemysław Mroczkowski
Magdalena Zowsik
Grzegorz Wiśniewski

Adres wykonawcy:

Instytut Energetyki Odnawialnej (EC BREC IEO)
00-641 Warszawa ul. Mokotowska 4/6
tel./fax: (0-22) 825 46 52
e-mail: biuro@ieo.pl



Mając na uwadze zasady zrównoważonego wykorzystywania dostępnych, krajowych zasobów surowców, Ministerstwo Gospodarki przywiązuje szczególną wagę do zapewnienia dynamicznego i stabilnego rozwoju energetyki opartej o źródła odnawialne. Wykorzystywanie energetyki odnawialnej postrzegane jest jako trwały kierunek rozwoju w ramach polityki energetycznej naszego państwa, której ramy znalazły wyraz w najważniejszych dokumentach strategicznych. Określają one sposób postępowania wobec wyzwań stojących przed Polską w związku z rosnącymi cenami surowców energetycznych, dużym uzależnieniem od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej oraz wzrastającym zanieczyszczeniem środowiska naturalnego.

Odnawialne Źródła Energii stają się w tym kontekście coraz istotniejszym składnikiem w bilansie energetycznym kraju, stanowiąc charakterystyczną wartość innowacyjnej i perspektywicznej gospodarki. Szczególna rola w tym procesie przypada energii pozyskiwanej z biogazu – w tym biogazu rolniczego. Wyrazem tego jest opracowany przez Ministerstwo Gospodarki, we współpracy z Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi, rządowy program pt: „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce”, który został przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 13 lipca 2010 r.

Wdrożenie dokumentu jest niezbędnym elementem procesu utworzenia do 2020 roku średnio jednej biogazowni rolniczej w każdej gminie wykorzystującej biomasę pochodzenia rolniczego, przy założeniu posiadania przez tę gminę odpowiednich warunków do uruchomienia takiego przedsięwzięcia. Realizacja założeń programu ma na celu umożliwienie wykorzystania realnie dostępnego potencjału surowcowego do produkcji biogazu, który jest zawarty w produktach ubocznych rolnictwa i pozostałościach przemysłu rolno-spożywczego. Potencjał ten jest obecnie szacowany na poziomie około 1,7 mld m³ możliwego do pozyskania biogazu rolniczego rocznie. W tym kontekście należy mieć na uwadze, iż w Polsce zużywa się rocznie około 14 mld m³ gazu ziemnego, przy czym odbiorcy indywidualni z terenów wiejskich wykorzystują około 500 mln m³ gazu.

Stąd też, z nieukrywaną przyjemnością przekazuję na Państwa ręce, opracowany na zlecenie Ministerstwa Gospodarki, praktyczny „Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych” stanowiący kompendium wiedzy dotyczącej prowadzenia procesu inwestycyjnego.

Treść przewodnika zawiera m.in. informacje na temat: potencjału rozwojowego instalacji biogazu w Polsce; dostępnych technologii oraz wymagań dotyczących substratów do produkcji biogazu rolniczego; charakterystykę poszczególnych etapów procesu inwestycyjnego; zagadnienia ekonomiczne – w tym montaż finansowy inwestycji; aspekty prawne związane z procesem inwestycyjnym jak również eksploatacyjnym oraz studium przypadku trzech biogazowni rolniczych funkcjonujących w kraju.

Wyrażam przekonanie, że przewodnik okaże się pomocny tym wszystkim, którzy zamierzają wzbogacić swoją wiedzę w zakresie efektywnego, gospodarczego wykorzystania biogazu rolniczego. Wierzę, że „Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych” zachęci Państwa do inwestowania w budowę biogazowni rolniczych na obszarach wiejskich.

Waldemar Pawlak
Wicepremier, Minister Gospodarki

Spis treści

WSTĘP	7
1 POTENCJAŁ ROZWOJOWY SEKTORA BIOGAZOWNI ROLNICZYCH W POLSCE NA TLE WYBRANYCH PAŃSTW EUROPEJSKICH ORAZ KORZYŚCI PŁYNĄCE Z ROZWOJU TEGO SEKTORA	9
1.1 WSPARCIE DLA BIOGAZU W WYBRANYCH PAŃSTWACH EUROPEJSKICH	9
1.2 STAN OBECNY I POTENCJAŁ WYKORZYSTANIA BIOGAZU ROLNICZEGO W POLSCE	13
1.3 KIERUNKI ROZWOJU SEKTORA BIOGAZU W POLSCE	16
1.4 ROLA BIOGAZU W POLITYCE PAŃSTWA I KRAJOWYM PLANIE DZIAŁAŃ NA RZECZ ENERGII Z ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	19
1.5 KORZYŚCI Z PRODUKCJI I WYKORZYSTANIA BIOGAZU DLA INWESTORÓW	21
1.6 KORZYŚCI EKONOMICZNE PRODUKCJI BIOGAZU ROLNICZEGO	22
2 DOSTĘPNE NA RYNKU TECHNOLOGIE BIOGAZOWE I SUBSTRATY DO PRODUKCJI BIOGAZU.....	25
2.1 CHARAKTERYSTYKA PROCESU PRODUKCJI I WYKORZYSTYWANIA BIOGAZU ROLNICZEGO W MODUŁACH KOGENERACYJNYCH	25
2.2 CHARAKTERYSTYKA PROCESU PRODUKCJI I WYKORZYSTYWANIA BIOGAZU ROLNICZEGO PRZY WTŁACZANIU OCZYSZCZONEGO BIOMETANU DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ GAZOWEJ I METODY OCZYSZCZANIA BIOGAZU	29
2.3 CHARAKTERYSTYKA ELEMENTÓW CIĄGU TECHNOLOGICZNEGO PRODUKCJI BIOGAZU ORAZ CHARAKTERYSTYKA PROCESU PRODUKCJI BIOGAZU ROLNICZEGO.	33
2.4 SUROWCE DO PRODUKCJI BIOGAZU Z UWZGLĘDNIENIEM PRODUKTÓW UBOCZNYCH POCHODZENIA ROLNICZEGO, UPRAW ENERGETYCZNYCH I INNYCH	38
3 ETAPY PROCESU INWESTYCYJNEGO BUDOWY BIOGAZOWNI ROLNICZEJ.....	43
• IDENTYFIKACJA ZAKRESU PROJEKTU	43
3.1 POZYSKANIE NIEZBĘDNYCH POZWOLEŃ	48
3.2 PRZYGOTOWANIE DOKUMENTACJI TECHNICZNEJ PROJEKTU	51
3.3 POZWOLENIE NA BUDOWĘ	53
3.4 BUDOWA I ROZRUCH INSTALACJI	55
3.5 UZYSKANIE AKCEPTACJI LOKALNEJ SPOŁECZNOŚCI DLA BUDOWY BIOGAZOWNI ROLNICZEJ	59
3.6 ZAWARCIE NIEZBĘDNYCH UMÓW ZWIĄZANYCH Z BUDOWĄ, PRZYŁĄCZENIEM DO SIECI I ZAPEWNIENIEM SUBSTRATÓW	61
3.7 PROMESA BANKOWA I UMOWA KREDYTOWA	63
3.8 HARMONOGRAM REALIZACJI INWESTYCJI WRAZ Z WYKRESEM GANTTA	64
4 ASPEKTY PRAWNE ZWIĄZANE Z PROCESEM INWESTYCYJNYM I FUNKCJONOWANIEM BIOGAZOWNI ROLNICZYCH.....	67
4.1 PRZYŁĄCZENIE BIOGAZOWNI DO SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ I MOŻLIWOŚCI SPRZEDAŻY WYPRODUKOWANEJ ENERGII	67
4.2 WYKORZYSTANIE PRODUKTÓW UBOCZNYCH ROLNICTWA ORAZ Z PRZEMYSŁU ROLNO - SPOŻYWCZEGO	69
4.3 WYKORZYSTANIE MASY POFERMENTACYJNYCH W CELACH NAWOZOWYCH	71
4.4 WYMOGI PRAWNE DO SPEŁNIENIA PRZY UBIEGANIU SIĘ O WSPARCIE EKSPLOATACYJNE I INWESTYCYJNE DLA BIOGAZOWNI ROLNICZYCH	75
5 CHARAKTERYSTYKA WYBRANYCH FUNKCJONUJĄCYCH BIOGAZOWNI ROLNICZYCH – STUDIA PRZYPADKU.....	77
5.1 STUDIUM PRZYPADKU BIOGAZOWNI STUDZIONKA	77
5.2 STUDIUM PRZYPADKU BIOGAZOWNI KOCZAŁA	80
5.3 STUDIUM PRZYPADKU BIOGAZOWNI NACŁAW	84
6 ZAGADNIENIA EKONOMICZNE ORAZ MONTAŻ FINANSOWY INWESTYCJI W BIOGAZOWNIE ROLNICZE	88
6.1 ŹRÓDŁA FINANSOWANIA I MONTAŻ FINANSOWY DLA INWESTYCJI Z UWZGLĘDNIENIEM MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA DOSTĘPNEGO DOFINANSOWANIA ZE ŚRODKÓW PUBLICZNYCH, EUROPEJSKICH ORAZ ŹRÓDEŁ KOMERCYJNYCH	88
6.2 WYBRANE METODY ANALIZY OPŁACALNOŚCI REALIZACJI INWESTYCJI	98
6.3 JEDNOSTKOWE NAKŁADY INWESTYCYJNE, KOSZTY OPERACYJNE	102
6.4 UPROSZCZONA METODA OBLICZENIOWA KORZYŚCI ŚRODOWISKOWYCH	111
6.5 PRZYKŁADOWE OBLICZENIA OPŁACALNOŚCI EKONOMICZNEJ ORAZ DODATKOWYCH KORZYŚCI ŚRODOWISKOWYCH DLA ŚREDNIEJ I DUŻEJ BIOGAZOWNI	112
LITERATURA	125

Spis tabel

Tabela 1 System wsparcia i taryfy zakupu energii elektrycznej z OZE w wybranych krajach UE oraz produkcja energii z biogazu w 2009 r.	10
Tabela 2 System wsparcia produkcji energii elektr. z biogazu w Niemczech po nowelizacji w 2009 r.	11
Tabela 3 Największe biogazownie z instalacjami do oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego na terenie Niemiec (Weiland P. 2010).	12
Tabela 4 Charakterystyka funkcjonujących biogazowni w Polsce (stan na grudzień 2010 r.).....	14
Tabela 5 Porównanie składu biogazu i gazu ziemnego.	30
Tabela 6 Technologie uszlachetniania biogazu.	31
Tabela 7 Warianty opcji technologicznych stosowanych w biogazowniach rolniczych.	33
Tabela 8 Lista typowych urządzeń, instalacji i budowli wchodzących w skład instalacji biogazowej.	34
Tabela 9 Charakterystyka wybranych substratów wraz z potencjałem produkcji biogazu.	39
Tabela 10 Klasyfikacja surowców do produkcji biogazu rolniczego.	40
Tabela 11 Dane empiryczne dotyczące parametrów surowców oraz produktywności z nich biogazu rolniczego z odchodów zwierzęcych. (Schulz H., Eder B. 2001).	40
Tabela 12 Wymagane zgody i decyzje cząstkowe niezbędne do uzyskania pozwolenia na budowę.	54
Tabela 13 Harmonogram realizacji inwestycji w formie wykresu Gantta.	66
Tabela 14 Stan wykorzystania środków w programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko. (Listopad 2010).	89
Tabela 15 Przegląd głównych działań w obrębie Regionalnych Programów Operacyjnych, w ramach których istnieje możliwość dofinansowania inwestycji zakresu odnawialnych źródeł energii.	91
Tabela 16 Rozbicie kategorii nakładów inwestycyjnych na podkategorie.	105
Tabela 17 Kategorie kosztów operacyjnych dla biogazowni	110
Tabela 18 Kategorie przychodów biogazowni	110

Spis rysunków

Rysunek 1 Rozwój biogazowni rolniczych w Niemczech w latach 1999-2009.	11
Rysunek 2 Udziały poszczególnych rodzajów OZE w zużyciu energii finalnej z OZE w Polsce w 2008 r.	15
Rysunek 3 Rozmieszczenie inwestycji biogazowych na różnych etapach realizacji z podziałem na województwa, stan na marzec 2010. (<i>Opracowanie własne IEO</i>).	18
Rysunek 4 Liczba projektów biogazowych na różnych etapach realizacji z podziałem na województwa, stan na listopad 2010. (<i>Opracowanie własne IEO</i>).	19
Rysunek 5 System zobowiązań ilościowych sprzedawców energii elektrycznej w zakresie produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, wyrażony procentowym udziałem zielonej energii w wolumenie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w poszczególnych latach.	23
Rysunek 6 Ilość instalacji oczyszczania biogazu w rozbiciu na technologie.	32
Rysunek 7 Całkowita wydajność instalacji oczyszczania biogazu do biometanu w UE.	32
Rysunek 9 Uproszczony schemat blokowy instalacji do produkcji biogazu rolniczego.	33
Rysunek 10 Udział poszczególnych rodzajów substratów rozważanych we wsadzie do planowanych biogazowni w 2010 roku.	41
Rysunek 11 Plony biomasy roślin przeznaczonych do kiszenia.	41
Rysunek 12 Schemat ideowy biogazowni w Studzionce (<i>opracowanie własne IEO</i>).....	78
Rysunek 13 Schemat ideowy biogazowni w Koczale	82
Rysunek 14 Alokacje na działania z których można dofinansować projekty budowy biogazowni oraz stan wykorzystania środków na podstawie kwot wniosków, które przeszły ocenę formalną. Stan na listopad 2010. .	92
Rysunek 15 Całkowita alokacja na działania związane z OZE i kwota podpisanych umów o dofinansowanie. .	93
Rysunek 16 Struktura kategorii nakładów inwestycyjnych dla przykładowej biogazowni opartej na kiszonce kukurydzy i gnojowicy o mocy 0,86 MW _{el}	103
Rysunek 17 Jednostkowe nakłady inwestycyjne w przeliczeniu na 1 kW _{el} mocy zainstalowanej dla biogazowni niemieckich.	106
Rysunek 18 Procentowy udział nakładów przypadający na zasadnicze elementy biogazowni, dane uśrednione dla biogazowni niemieckich (55-500 kW _{el}).	107
Rysunek 19 Struktura kosztów operacyjnych dla biogazowni o mocy 0,86 MW _{el} opartej na kiszonce kukurydzy i gnojowicy.	109
Rysunek 20 Struktura i wielkość nakładów inwestycyjnych dla biogazowni 0,86 MW _{el} – przykład 1.	114
Rysunek 21 Struktura rocznych kosztów operacyjnych dla biogazowni 0,86 MW _{el} - przykład 1.	115
Rysunek 22 Przewidywany poziom jednostkowego wsparcia dla energii elektrycznej z biogazu w kolejnych 20 latach dla biogazowni 0,86 MW _{el} - przykład 1. Oznaczenia: EE – energia elektryczna, ŚP- świadectwa pochodzenia, ŻSP – zielone świadectwa pochodzenia, ŻŚP – żółte świadectwa pochodzenia.....	116
Rysunek 23 Struktura rocznych przychodów dla biogazowni 0,86 MW _{el} - przykład 1.	116
Rysunek 24 Obliczenie redukcji emisji gazów cieplarnianych dla biogazowni 0,86 MW _{el} - przykład 1.	118

Rysunek 25 Struktura nakładów inwestycyjnych dla biogazowni 1,81 MW _{el} - przykład 2.	119
Rysunek 26 Struktura kosztów operacyjnych dla biogazowni 1,81 MW _{el} - przykład 2.....	120
Rysunek 27 Przewidywany poziom jednostkowego wsparcia dla energii elektrycznej z biogazu w kolejnych 20 latach funkcjonowania biogazowni 1,81 MW _{el} - przykład 2. Oznaczenia: EE – energia elektryczna, ŚP-świadczenia pochodzenia, ŻSP – zielone świadectwa pochodzenia, FŚP – fioletowe świadectwa pochodzenia	121
Rysunek 28 Struktura przychodów dla biogazowni 1,81 MW _{el} - przykład 2.....	122
Rysunek 29 Obliczenie redukcji emisji gazów cieplarnianych dla biogazowni 1,81 MW _{el} - przykład 2.....	123

Spis fotografii

Fotografia 1 Układ do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w Koczale.....	28
Fotografia 2 Przykładowa instalacja do oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego	31
Fotografia 3 Widok biogazowni w Studzionce.....	78
Fotografia 4 Widok biogazowni w Koczale.	81
Fotografia 5 Widok biogazowni w Naclawiu.	85

Wstęp

Niniejszy poradnik opracowany na zamówienie Ministerstwa Gospodarki, w ramach realizacji zapisów *Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku*, powstał w odpowiedzi na bieżące zapotrzebowanie rynku. Skierowany jest głównie do inwestorów i deweloperów biogazowni rolniczych, a także do wszystkich, którzy pragną poszerzyć swoją wiedzę z zakresu energetycznego wykorzystania biogazu rolniczego.

Oficjalne dokumenty oraz niezależne prognozy przewidują, że biogaz rolniczy w najbliższym 10-leciu będzie się dynamicznie rozwijał, w tempie sięgającym kilkudziesięciu procent rocznie. Wiele wskazuje na to, że w ciągu najbliższych kilku lat biogaz rolniczy nabierze znaczenia na rynku energii, a tempo wzrostu będzie jednym z najwyższych w całym „zielonym koszyku energetycznym”. Świadczą o tym również zauważalne obecnie tendencje na rynku deweloperskim i inwestorskim. Inwestycje rozwijają się bardziej dynamicznie gdy dostępne są informacje nt. zweryfikowanych i potwierdzonych praktyką doświadczeń realizacyjnych i eksploatacyjnych, z których początkujący inwestorzy mogliby skorzystać.

Sektor biogazu będzie rozwijał się w ramach określonych przez istniejące prawo oraz dzięki obecnym i planowanym mechanizmom wsparcia. Budowa biogazowni rolniczej to duże wyzwanie, natomiast pozytywny klimat polityczny nie przekłada się automatycznie na sukcesy inwestorów, zwłaszcza gdy niedoceniane jest ryzyko techniczne i ekonomiczne. W tej sytuacji niezwykle ważna staje się nie tylko ułatwienie dostępu do informacji pojedynczemu inwestorowi ale również zwiększenie wiedzy w tym obszarze całej branży tj. deweloperów, instalatorów czy producentów urządzeń. W publikacji opisano ogólne ramy i uwarunkowania rozwoju biogazowni oraz technologie produkcji i wykorzystania biogazu. Czytelnik znajdzie tu informacje nt. możliwości rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce, na tle doświadczeń w wybranych krajach Unii Europejskiej (w tym potencjały i mechanizmy wsparcia). Lektura przewodnika dostarczy niezbędnych informacji do oceny możliwości budowy biogazowni pod kątem prawnym, technicznym i ekonomicznym.

Informacje zawarte w przewodniku (rodzaj „listy sprawdzającej”) pomogą przeprowadzić wstępną analizę prawną przedsięwzięcia celem oceny możliwości spełnienia procedur i uzyskania wymaganych dokumentów (decyzji i pozwoleń). Wykorzystanie informacji zawartych w przewodniku powinno ułatwić podjęcie optymalnej decyzji inwestycyjnej, może być również pomocne w określeniu założeń do dokumentacji projektowej oraz w przygotowaniu wniosku o dofinansowanie (dotacje) lub kredyt bankowy. Jednocześnie niniejszy przewodnik może być pomocny dla instytucji finansujących przy ocenie założeń przyjętych przez inwestora. Publikacja skierowana jest również do przedstawicieli administracji rządowej i samorządowej, którą czeka okres intensywnego wdrażania nowych regulacji w tym zakresie oraz osób działających w obszarze promocji technologii i edukacji.

Sektor biogazu rolniczego obejmuje szeroki zakres technologii z uwagi na rodzaj substratów, przeznaczenie produktów wytworzonych przez biogazownie oraz skalę inwestycji. Aspekty technologiczne opisane w rozdziale drugim obejmują zarówno sposoby wykorzystania biogazu do lokalnej produkcji energii i ciepła jak również technologie do zatłaczania biometanu do sieci gazu ziemnego. W publikacji szczególną uwagę zwrócono na ważne, przy kompleksowej ocenie technologii, wskaźniki jak np. produktywność biogazu z 1 tony substratu - od niej bowiem zależy wydajność biogazowni, a w konsekwencji rentowność inwestycji.

Przygotowanie inwestycji służącej produkcji i wykorzystaniu biogazu to zadanie złożone, jak również wymagające szerokiej, specjalistycznej wiedzy. Ważnym elementem (słowem kluczowym) spinającym dostępną wiedzę o inwestycji i dającym możliwość rozważenia różnych wariantów budowy biogazowni jest inwestorskie studium wykonalności. Dlatego zagadnieniom związanym z różnymi aspektami przygotowania takiego dokumentu (lub choćby jego uproszczonej wersji) poświęcono szczególną uwagę. Wiele elementów poradnika stanowić może wkład w opracowanie indywidualnego studium wykonalności, jakie na własny użytek przygotowuje inwestor.

Pokazanie dokładnej ścieżki uzyskania pozwoleń formalno-prawnych prowadzących do uzyskania pozwolenia na budowę, a w późniejszym etapie pozwolenia na użytkowanie ułatwi

inwestorom rozpoczęcie przygotowań do inwestycji. Rozdział trzeci opisuje niezbędne procedury i pozwolenia, które deweloper musi pozyskać aby uzyskać pozwolenie na budowę a jego podsumowaniem jest harmonogram działań w postaci wykresu Gantta. Rozdział czwarty zawiera zagadnienia prawne, w szczególności w zakresie wykorzystania odpadów niebezpiecznych oraz wykorzystania materiału pofermentacyjnego jako nawozu. Za niezwykle ważne na obecnym etapie rozwoju sektora biogazu w Polsce uznano prawne i finansowe mechanizmy wsparcia dla inwestorów, w tym wspomniane wcześniej wsparcie eksploatacyjne (w postaci świadectw pochodzenia) oraz różne, doraźne i wieloletnie programy dotacji do inwestycji. Informacje na temat dostępnych źródeł finansowania wraz z przykładami obliczeń ekonomicznych i analizami wrażliwości znajdują się w rozdziale szóstym. Do obliczeń technicznych i ekonomicznych użyto kalkulatora BiogazInwest, opracowanego specjalnie do wstępnych obliczeń opłacalności biogazowni przez Instytut Energetyki Odnawialnej.

Korzystanie ze zgromadzonej w przewodniku wiedzy i doświadczeń praktycznych innych inwestorów pomoże zoptymalizować przedsięwzięcie od strony ekonomicznej i obniżyć ryzyko inwestycyjne. Rozdział piąty opisuje trzy wybrane, przykładowe instalacje zbudowane w Polsce. Jedną z nich jest mikrobiogazownia o mocy 30 kW_{el} , którą uruchomiono pomimo licznych trudności. Dwa inne, wybrane przykłady biogazowni średniej i dużej skali mogą stać się referencyjnymi dla wielu obecnie przygotowywanych inwestycji.

1. Potencjał rozwojowy sektora biogazowni rolniczych w Polsce na tle wybranych państw europejskich oraz korzyści płynące z rozwoju tego sektora

1.1 Wsparcie dla biogazu w wybranych państwach europejskich

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła z biogazu oraz pozyskiwanie biometanu o parametrach zbliżonych do gazu ziemnego stanowi źródło zielonej, przyjaznej środowisku energii. Jednocześnie ograniczona zostaje emisja do atmosfery metanu, pochodzącego z rozkładu niezagospodarowanej biomasy (a w szczególności odchodów zwierząt). Beztlenowe przetwarzanie substancji organicznych może również stanowić źródło cennego nawozu dla rolnictwa. Innym powodem wsparcia biogazu przez Unię Europejską (UE) jest realizacja światowej strategii przeciwdziałania zmianom klimatycznym poprzez zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do atmosfery.

System wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z biogazu

W Europie Zachodniej biogazownie na skalę przemysłową budowane są od lat osiemdziesiątych, jednak gwałtowny wzrost liczby instalacji nastąpił dopiero w ostatnim dziesięcioleciu. Stało się tak w wyniku podjęcia przez kraje UE zobowiązań na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz promocji odnawialnych źródeł energii (OZE). Uzasadnieniem wsparcia rozwoju OZE jest fakt, że energetyka konwencjonalna nie ponosi wszystkich kosztów swojego rozwoju, w szczególności tzw. kosztów zewnętrznych (m.in. tych związanych ze zmianami klimatycznymi). Z drugiej strony, rozwój OZE przynosi znacznie więcej korzyści ogólnospołecznych (np. lokalnych miejsc pracy), które także nie są odzwierciedlone w standardowym rachunku ekonomicznym. Wykorzystanie biogazu jest szeroko rozpowszechnione m.in. w Niemczech, Austrii czy Danii. Kraje UE podjęły działania na rzecz promocji biogazu poprzez zastosowanie skutecznych mechanizmów ekonomicznych stymulujących rozwój sektora. Część krajów wspiera inwestycje poprzez dotacje w fazie budowy instalacji, jednak najbardziej popularne jest wsparcie przez gwarantowanie stałych cen zakupu energii elektrycznej, tzw. *feed in tariff*. Taki system jest szczególnie korzystny dla małych instalacji, które z powodu niższej rentowności, przy wyższych korzyściach ogólnospołecznych, otrzymują rekompensatę w postaci wsparcia na etapie eksploatacji tj. dopłat do sprzedaży wyprodukowanej zielonej energii elektrycznej.

Rzadziej występujący w UE jest funkcjonujący obecnie w Polsce system kwotowy, tzw. zobowiązań ilościowych, nakładanych na przedsiębiorstwa sprzedające energię elektryczną i wymuszający na nich posiadanie rosnącego z roku na rok udziału energii z OZE w bilansie sprzedaży energii elektrycznej. Wysokość opłaty zastępczej za brak wywiązania się z takiego obowiązku wyznacza wartość tzw. świadectwa pochodzenia zielonej energii (potocznie - zielonego certyfikatu). System wsparcia OZE funkcjonujący w Polsce po ostatnich nowelizacjach Prawa energetycznego promuje wykorzystanie biogazu poprzez przyznanie dodatkowego wsparcia oprócz zielonych certyfikatów i dotacji dla inwestycji, instalacjom wykorzystującym ciepło w formie certyfikatów za kogenerację. Preferowane są także mniejsze źródła o mocy zainstalowanej mniejszej niż 1 MW_{el}, dla których wsparcie z kogeneracji jest wyższe. Należy pamiętać o tym, że stałych cen nie można bezpośrednio porównywać z cenami certyfikatów, ponieważ do tych ostatnich doliczana jest cena sprzedaży energii elektrycznej. Mechanizm wsparcia w postaci „stałych cen” zakupu energii zazwyczaj nie uwzględnia inflacji, natomiast przychody w systemie „zielonych certyfikatów” są wrażliwe na wahania cen energii elektrycznej i dynamikę zmian (podaży energii) na wydzielonym segmencie rynku zielonej energii elektrycznej.

Dodatkowo, w niektórych krajach różnicuje się wysokość wsparcia w zależności od stosowanych technologii (np. w większości krajów inna jest wysokość wsparcia dla dużych i małych biogazowni). Tabela 1 przedstawia jednostkowe przychody z tytułu dostarczenia do sieci elektroenergetycznej 1 kWh energii elektrycznej z biogazowni krajach UE. W niektórych krajach łączy się wsparcie dla produkcji zielonej energii elektrycznej ze wsparciem zachęcającym także do większego wykorzystania ciepła z biogazowni (premia za wysokosprawną kogenerację i wykorzystanie

ciepła użytkowego). Wyższe taryfy stymulują opłacalność biogazowni mniejszych (o wyższych kosztach jednostkowych) i pozwalają na zastosowanie droższych substratów, w szczególności upraw energetycznych.

Tabela 1 System wsparcia i taryfy zakupu energii elektrycznej z OZE w wybranych krajach UE oraz produkcja energii z biogazu w 2009 r.

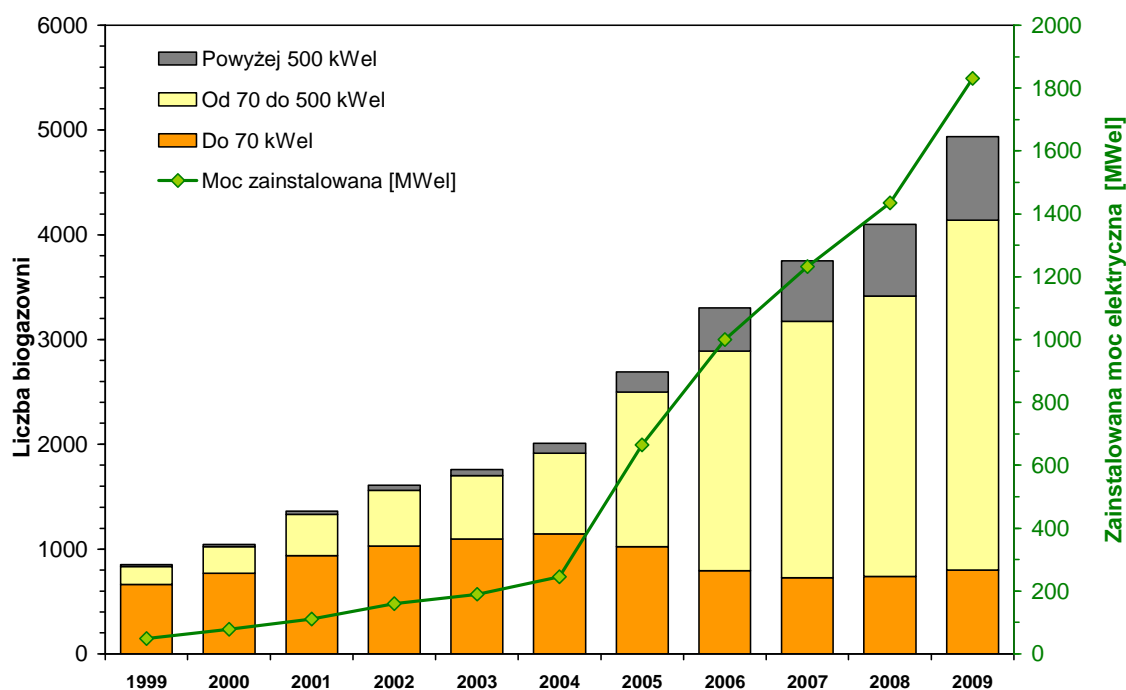
	Produkcja biogazu - energia pierwotna ktoe	Udział kraju w produkcji energii pierwotnej z biogazu w UE w 2009 r.	Produkcja energii elektrycznej z biogazu GWh	System wsparcia	Aktualne Taryfy c€/kWh
Niemcy	3 561,19	82,0%	10.756,0	stała cena	7,8-30,7
Holandia	179,80	4,1%	665,0	stała cena	15,2-17,7
Austria	141,23	3,3%	585,0	stała cena	10,4-18,5
Belgia	78,25	1,8%	283,3	certyfikaty	6,5-9,0
Włochy	77,46	1,8%	272,1	stała cena/certyfikaty	18,0-30,0
Dania	73,37	1,7%	267,7	stała cena	10,0-15,0
Czechy	67,04	1,5%	262,6	stała cena	12,9-15,2
Francja	38,74	0,9%	45,1	stała cena	8,2-14,0
Hiszpania	32,87	0,8%	81,0	stała cena	10,4-18,5
Portugalia	23,79	0,5%	83,0	stała cena	10,2
Węgry	17,53	0,4%	43,4	stała cena	11,5-12,9
Luksemburg	12,32	0,3%	47,2	stała cena	12,0-15,0
Słowenia	11,03	0,3%	26,2	stała cena	14,1-16
Irlandia	4,13	0,1%	0,0	stała cena	7,2
Litwa	1,19	0,0%	3,0	stała cena	8,6
Słowacja	0,69	0,0%	3,0	stała cena	13,1-14,9
Wielka Brytania	0,00	0,0%	0,0	stała cena	10,4-13,3
Estonia	0,00	0,0%	0,0	stała cena	7,3
Szwecja	14,69	0,3%	1,0	certyfikaty	2,4***
Polska	4,49	0,1%	21,7	certyfikaty	6,5*-9,5**

(Global Feed in Tariffs 2010), (Renewable Energy Sources 2010).

*OZE; ** plus kogeneracja od 2010 r., ***wsparcie głównie dla biogazu przeznaczonego dla transportu

Tabela 1 pokazuje, które kraje są liderami wykorzystania biogazu w Europie - rynek niemiecki w 2009 roku był rynkiem dominującym (82% całkowitej produkcji biogazu), choć inne kraje o mniejszym obszarze i populacji również intensywnie wspierają tą technologię, czego przykładem jest np. Austria. Rynki krajów, których udział w europejskim rynku biogazu nie przekracza 1%, można uznać jako wschodzące. Wielka Brytania dopiero w 2009 r. podwyższyła taryfy, zwłaszcza dla małych biogazowni. Południowy sąsiad Polski – Czechy, posiadają już obecnie dynamicznie rozwijający się rynek. W niektórych krajach, np. w Szwecji i Holandii, system wsparcia nastawiony jest na produkcję biometanu zatłaczanego do sieci lub wykorzystywanego jako paliwo do samochodów. Aktualne taryfy na rok 2010 zostały w wielu krajach podwyższone, co sprzyjać będzie jeszcze bardziej dynamicznemu rozwojowi biogazowni, również poza Niemcami.

W Niemczech, które posiadają największą ilość biogazowni w Europie i są światowym liderem i eksporterem tej technologii, istnieje ok. 5 000 instalacji o łącznej mocy ponad 1.900 MW_{el} - Rysunek 1.



Rysunek 1 Rozwój biogazowni rolniczych w Niemczech w latach 1999-2009. (Witt. J. i in 2010), (Fachverband Biogas e.V. 2010).

Polityka, której Niemcy zawdzięczają tak dynamiczny rozwój rynku biogazowego, opiera się na cenach gwarantowanych, określających stałą cenę minimalną za wyprodukowaną w OZE energię elektryczną przez okres 20 lat oraz na systemie „bonusów” za wykorzystanie roślin energetycznych, gnojowicy i wyprodukowanego ciepła. Możliwe jest również uzyskanie niskooprocentowanego kredytu. Różnicuje się wysokości wsparcia w zależności od mocy zainstalowanej. Model niemiecki opiera się w większości na wykorzystaniu do produkcji biogazu roślin energetycznych, za których zastosowanie przewidziane są dodatkowe dopłaty w postaci bonusów. Wsparcie energetyki odnawialnej w Niemczech reguluje wprowadzona w 2000 roku *Ustawa o wsparciu dla odnawialnych źródeł energii* (EEG), której ostatnia nowelizacja z 2009 r. przedstawia szczegółowo zróżnicowany system taryf za zieloną energię elektryczną wytworzoną z biogazu w Niemczech. Należy zaznaczyć, że system stymuluje budowę biogazowni w jak najkrótszym czasie – im prędzej jest ona oddana do użytkowania tym większa jest podstawowa cena gwarantowana. Jak pokazuje Tabela 2, przedstawiająca wysokość wsparcia w roku 2009, biogazownie oddawane do użytku w kolejnych latach otrzymują podstawową cenę zmniejszoną o 1% w porównaniu do roku poprzedzającego, natomiast pozostałe bonusy nie są zmieniane.

Tabela 2 System wsparcia produkcji energii elektr. z biogazu w Niemczech po nowelizacji w 2009 r.

Moc elektryczna instalacji	Ceny gwarantowana i bonusy [c€/kWh]						
	Cena gwarantowana podstawowa dla roku 2009	Bonus za wykorzystanie roślin energetycznych (NaWaRo)	Bonus za wykorzystanie gnojowicy (min. 30%)	Bonus kogeneracyjny	Bonus technologiczny	Bonus za ochronę krajobrazu	Bonus formaldehydowy
0 – 150 kW	11,67	7,00	4,00	3,00	do 2,00	2,00	1,00
150 - 500 kW	9,18	7,00	1,00	3,00	do 2,00	2,00	1,00
500 – 5 000 kW	8,25	4,00	-	3,00	do 2,00	-	-
5 000 - 20000 kW	7,79	-	-	3,00	-	-	-

Ustawa o wsparciu dla odnawialnych źródeł energii (EEG 2009¹)

¹ *Ustawa o wsparciu dla odnawialnych źródeł energii (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien: Erneuerbare-Energien-Gesetz –EEG 2009)*, Dz.U. (Bundesanzeiger) 2008 r., Nr 49 wydany w Bonn 31.10.2008, poz. 2074.

W Austrii, w której struktura gospodarstw rolnych jest rozdrobniona, istnieje ok. 340 biogazowni zlokalizowanych przy farmach. System wsparcia w modelu austriackim opiera się na *Ustawie o zielonej energii (Ökostromgesetz)*, która wprowadziła m.in. gwarancję stałej ceny na 10 lat, oraz utrzymanie w kolejnych dwóch latach po upływie tego okresu odpowiednio 75% i 50% pierwotnej stawki. Wsparcie udzielane instalacjom w postaci stałych cen zależy od wielkości instalacji i wynosi dla biogazowni o mocy do 250 kW_{el} – 18,5 c€/kWh, dla instalacji od 250-500 kW_{el} – 16,5 c€/kWh a dla większych od 500 kW_{el} – 13,0 c€/kWh. Nowelizacja prawa z 2009 r. wprowadza także system bonusów: surowcowy, technologiczny za przetwarzanie gazu na energię elektryczną po wtłoczeniu do sieci gazowej, oraz dodatek dla nowych instalacji. Równie opłacalne jest wtłaczanie biogazu po jego oczyszczeniu do sieci gazowej. Obecnie już ok. 8% gazu zatłaczanego do sieci gazowej stanowi biometan.

W Danii istnieje 20 dużych, scentralizowanych biogazowni gminnych o średniej mocy 2-3 MW_{el}, pozyskujących substraty z kilkudziesięciu gospodarstw i przemysłowe odpady organiczne oraz ok. 80 małych biogazowni, o średniej mocy 340 kW_{el}, zlokalizowanych bezpośrednio przy farmach. Do produkcji biogazu wykorzystywana jest przede wszystkim gnojowica, oraz odpady z przemysłu mięsnego, rybnego, drobiowego i mleczarskiego. Dania w 2010 r. wdrożyła program *Green Growth*, tworzący nowy system wsparcia dla biogazu, który pomoże spełnić warunki tzw. pakietu klimatyczno-energetycznego UE. Program wyznacza cel przetwarzania na biogaz 50% odpadów zwierzęcych do roku 2020 (w tym gnojowicy), z czego na razie przetwarzane jest ok. 6%. Wprowadzone zmiany obejmowały m.in. ułatwienia w lokalizacji biogazowni, zastępowanie gazu ziemnego przez biogaz w systemach grzewczych, 20% dotacje inwestycyjne, pożyczki od samorządów pokrywające 60% nakładów inwestycyjnych, gwarancja stałej ceny przez okres 15 lat w wysokości 10-15 c€ za kWh energii elektrycznej, co stanowi dwukrotność ceny energii konwencjonalnej (Ballerman J. 2009).

System wsparcia dla biometanu wtłaczanego do sieci

Poniżej przedstawiono system wsparcia dla biogazu wtłaczanego do sieci na przykładzie Niemiec, zgodnie z którym produkcja biometanu zastąpi 6 mld m³ gazu ziemnego do 2020 roku. W 2009 roku cel ten został osiągnięty w 3% (23,750 Nm³/h biogazu). Biogaz może być wprowadzany do sieci tylko po dokładnym oczyszczeniu. Aby zrealizować te założenia na terenie Niemiec musi powstać około 1 000 biogazowni wraz z instalacjami do oczyszczania biogazu (inwestycje rzędu 10 mld Euro). Obecnie działa w Niemczech 35 instalacji oczyszczających biogaz, a kolejnych 35 jest na etapie projektowania i budowy (Weiland P. 2010). Poniższa tabela przedstawia charakterystykę trzech największych biogazowni z instalacjami do oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego eksploatowanych na terenie Niemiec.

Tabela 3 Największe biogazownie z instalacjami do oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego na terenie Niemiec (Weiland P. 2010)

Aspekt	Könnern	Schwardorf	Güstrow
Proces oczyszczania	Płuczka wodna	PSA	Płuczka wodna
Rozpoczęcie pracy	2007	2008	2009
Ilość wtłaczanego biometanu [m ³ /h]	650	1.060	5.400
Ciśnienie [bar]	16	16	25
Wsad substratów [t]	51.500	80.000	450.000
Nakłady inwestycyjne [mln euro]	9	18	100

W Niemczech wsparcie dla biometanu uwarunkowane jest następującymi aktami prawnymi: *Rozporządzeniem o dostępie do sieci gazowych (GasNZV)*² z 2010 r. i *Ustawą o wsparciu dla odnawialnych źródeł energii* z 2009 r. (EEG). Dokumenty te regulują takie kwestie jak: uprzywilejowany dostęp do sieci przesyłowej gazu ziemnego oraz standardy jakości biometanu, określające jak mają wyglądać pomiary i standaryzowana aparatura pomiarowa dla biometanu wprowadzanego do sieci. Natomiast system stałych cen dla biometanu wprowadzonego do sieci

² Rozporządzenie o dostępie do sieci gazowych (*Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV)*). Bundesgesetzblatt, Nr I, S. 1261 z 3.09.2010.

gwarantuje przychody przez 20 lat eksploatacji. Rozporządzenie GasNZV stwierdza, że dostęp dla biometanu jest uprzywilejowany, gdy długość przyłącza do sieci nie przekracza 10 km. Na operatorze sieci gazowej spoczywa obowiązek dostosowania jakości biometanu przed wtłoczeniem do sieci (liczba Wobbego, ciśnienie, dezodoryzacja). Natomiast zgodnie z ustawą EEG inwestor ma gwarancję otrzymywania stałych cen (*feed-in tariffs*) przez 20 lat od rozpoczęcia eksploatacji instalacji. Biogaz, który jest wtłaczany do sieci gazu ziemnego musi być oczyszczony do jakości gazu ziemnego według określonych standardów i nie może wpływać na pogorszenie jakości gazu ziemnego.

Tak dynamiczny wzrost ilości instalacji produkujących biometan w Niemczech możliwy jest dzięki stabilnemu otoczeniu prawnemu i gwarancjom dochodu w długim okresie czasu, co minimalizuje ryzyko inwestycyjne. Ważnym czynnikiem jest też istnienie dobrze rozwiniętej sieci przesyłowej gazu ziemnego. Również w Polsce istnieje potencjał wdrożenia tej technologii, związany z dążeniami do zwiększenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz, jednak jego wykorzystanie jest uzależnione od stworzenia stabilnych warunków legislacyjnych, połączonych z bodźcami ekonomicznymi. Polska nie ma jeszcze wdrożonego od strony prawnej systemu umożliwiającego wprowadzenie oczyszczonego biogazu (biometanu) do sieci gazowej, jednak w Ministerstwie Gospodarki trwają aktualnie prace nad ostatecznym kształtem Rozporządzenia *w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej*, regulującego tę kwestię. Dokument po ostatecznych konsultacjach musi zostać jeszcze przekazany do Komisji Europejskiej w celu uzyskania notyfikacji technicznej – stąd wejście w życie rozporządzenia planowane jest na czerwiec 2011 r.

Rozporządzenie, oprócz kwestii technicznych związanych z określeniem wymogów związanych z uzyskaniem przyłącza oraz wyznaczeniem parametrów jakościowych dla wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, wyznaczy również mechanizm wsparcia na podstawie którego będzie możliwe uzyskiwanie świadectwa pochodzenia z tytułu wprowadzania biogazu rolniczego do sieci gazowej.

1.2 Stan obecny i potencjał wykorzystania biogazu rolniczego w Polsce

Biogaz pozyskiwany z rolnictwa oraz przetwórstwa odpadów spożywczych posiada w Polsce nadal skromny udział w bilansie energetycznym kraju. Według rejestru przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego (stan na dzień 24 lutego 2011 r.), prowadzonym przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego (ARR) zarejestrowanych było 9 biogazowni rolniczych o zadeklarowanej, łącznej mocy 9,014 MW_{el} oraz 8,594 MW_t.

Mimo, że krajowy potencjał biogazu rolniczego oceniany na podstawie wielkości areалу uprawnego i dostępności odpadów z rolnictwa, porównywalny jest z niemieckim, produkcja energii pierwotnej w roku 2008 z biogazu ze źródeł rolniczych wyniosła w Polsce w porównaniu z Niemcami kilkaset razy mniej (Tabela 1). Według danych Głównego Urzędu Statystycznego całkowita produkcja energii pierwotnej z biogazu w Polsce w 2009 r. osiągnęła wartość 188 TJ. Produkcja energii elektrycznej z biogazowni w 2009 r. wyniosła 21,7 GWh, natomiast produkcja ciepła - 80 TJ (GUS 2010).

Według bazy danych inwestycji biogazowych, prowadzonej przez Instytut Energetyki Odnawialnej, do biogazowni rolniczych dotychczas zrealizowanych, można zaliczyć łącznie 11 instalacji, z czego 5 obiektów należy do firmy Poldanor S.A. (woj. kujawsko-pomorskie, pomorskie i zachodniopomorskie). Kolejna instalacja w Liszkowie (woj. kujawsko-pomorskie) została zbudowana przez firmę Agrogaz i prowadzona przez przedsiębiorcę Elektrownie Wodne Sp. z o.o. Pozostałe biogazownie znajdują się w Kalsku i Niedoradzu (woj. lubuskie), w Kostkowicach (woj. śląskie) - instalacja zrealizowana przez Zakład Doświadczalny Instytutu Zootechniki Państwowego Instytutu Badawczego oraz w Studzionce - mikrobiogazownia eksploatowana przez rolników indywidualnych. W tabeli 3 podano charakterystykę dotychczas zrealizowanych biogazowni. Trzy inwestycje, wybrane ze zrealizowanych dotychczas biogazowni, które zostały uznane za referencyjne, zostały bardziej szczegółowo omówione w dalszej części poradnika. Dwie z podanych biogazowni, nie są

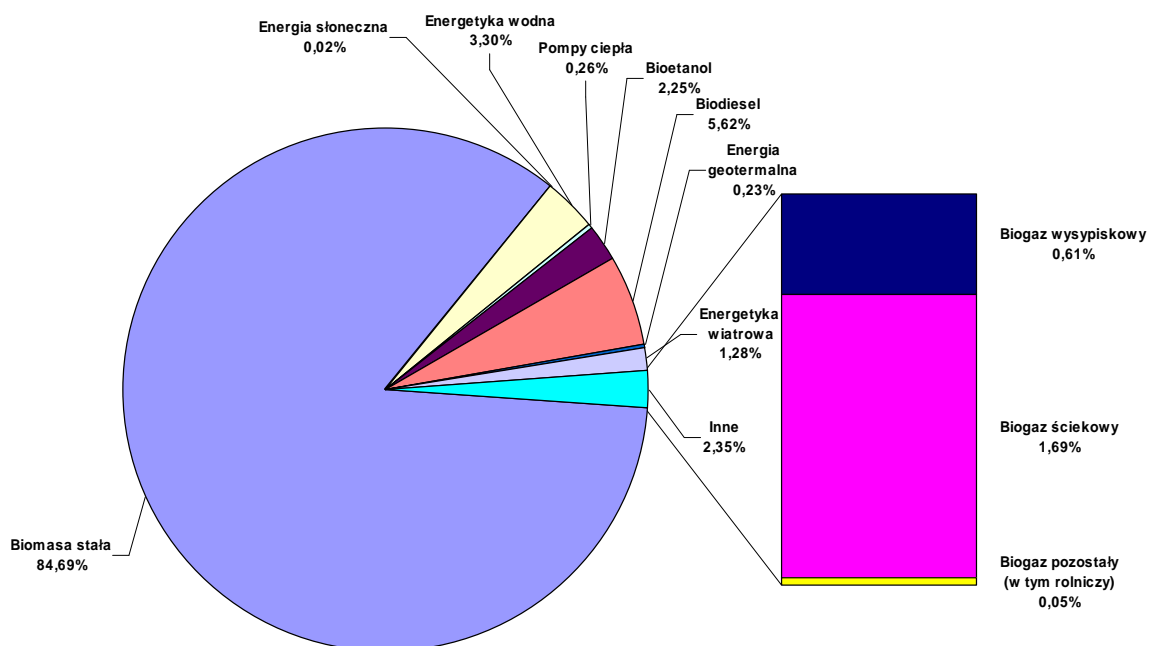
zarejestrowane w rejestrze prowadzonym przez Prezesa ARR, jednak zostały uwzględnione w poniższej tabeli.

Tabela 4 Charakterystyka funkcjonujących biogazowni w Polsce (stan na grudzień 2010 r.) (Curkowski A. i in. 2009).

Lokalizacja	Rok oddania	Moc instalacji [MW _{el} /MW _t]	Substraty	Technologia
Pawłówko	2005	0,946 / 1,034	gnojowica świńska, kiszonki, odpady poprodukcyjne, odpady olejowe	2 zbiorniki fermentacyjne, zbiornik wstępnego mieszania, 2 zbiorniki pofermentacyjne ziemne, higienizator odpadów kat. III, dwa moduły kogeneracyjne o łącznej mocy 946 kW _{el} . Ciepło przesyłane jest do zakładowego warsztatu oraz biur.
Płaszczycza	2008	0,625 / 0,692	gnojowica świńska, kiszonki, odpady olejowe	1 zbiornik fermentacyjny, zbiornik wstępnego mieszania, 1 zbiornik pofermentacyjny ziemny. Moduł kogeneracyjny o mocy 625 kW _{el} . Ciepło przesyłane jest do pobliskiej fermi.
Kujanki	2008	- / 0,330	gnojowica świńska	Laguny pełnią rolę: wstępnego fermentora, komory fermentacyjnej oraz zbiornika pofermentacyjnego. Obecnie produkuje się jedynie ciepło na potrzeby ogrzewania chlewni, planowana jest również produkcja energii elektrycznej.
Koczała	2009	2,126 / 2,2	gnojowica świńska, kiszonki, odpady olejowe	3 zbiorniki fermentacyjne, zbiornik mieszający (wstępny), 2 zbiorniki pofermentacyjne. Dwa moduły kogeneracyjne o łącznej mocy 2,126 MW _{el} . Biogazownia wytwarza w ciągu roku ok. 18,0 GWh energii elektrycznej i ok. 18,3 GWh/rok (65,8, TJ/rok) energii cieplnej. Ciepło wykorzystywane jest na potrzeby własne fermi.
Liszkowo	2009	2,126 / 2,400	odpady z produkcji i przetwórstwa warzyw, mączka ziemniaczana, wywar pogorzelniany, wysłodki z buraków cukrowych	Instalacja posiada 2 komory fermentacyjne, zbiornik pofermentacyjny, odrębne systemy załadunku substratów dla produktów płynnych oraz dla produktów stałych; biogaz spalany jest w dwóch silnikach gazowych o mocy 1,063 MW _{el} każdy, produkcja energii elektrycznej przy pracy z pełną mocą wynosi 16 GWh. Oprócz energii elektrycznej każdy z agregatów wytwarza energię cieplną w postaci wody cieplej użytkowej oraz pary, które są wykorzystane na potrzeby własne biogazowni. Planowany jest odbiór ciepła przez pobliską gorzelnię.
Niedoradz	2009	0,252/0,291	gnojowica, pomiot kurzy	Proces jednostopniowy – biogazownia utylizacyjna z zaadaptowaną istniejącą infrastrukturą w postaci lagun oraz zbiornika wstępnego. Moduł kogeneracyjny o mocy 252 kW _{el} i 291 kW _t . Roczna produkcja biogazu 870 tys. m ³ /rok, prądu 2,0 GWh, ciepła 2,4 GWh. Ciepło w większości wykorzystywane do ogrzania substratu.
Studzionka	2009	0,03 / 0,04	pomiot kurzy, gnojowica świńska	Instalacja składa się z komory fermentacyjnej, zbiornika biogazu oraz silnika. Roczna produkcja energii elektrycznej wynosi ok. 200 MWh. Gaz jest spalany w przystosowanym silniku MTZ, zespolonym z generatorem elektrycznym o mocy 30 kWe. Ciepło wykorzystywane jest do ogrzewania budynków mieszkalnych oraz budynku inwentarskiego prosiąt.
Naclaw	2010	0,625/0,690	gnojowica, kiszonka kukurydziana	Zbiorniki na komponenty, zbiornik wstępny, zbiornik fermentacyjny; zbiornik pofermentacyjny, moduł kogeneracyjny o mocy 625 kW _{el} i 680 kW _t , kocioł grzewczy o mocy 690 kW _t , dwukomorowy zbiornik na gnojowicę przefermentowaną. Roczna produkcja: biogazu 2,3 mln m ³ , prądu: 5,3, GWh, ciepła 5,0 GWh. Ciepło wykorzystywane jest obecnie na potrzeby fermi trzody chlewnej, w planach jest zaopatrywanie w ciepło osiedla mieszkaniowego, szkoły podstawowej i wiejskiej świetlicy w Naclawiu.
Świelino	2010	0,625/0,686	gnojowica, kiszonka kukurydziana, , produkty i półprodukty roślinne	Zbiorniki: na komponenty, wstępny, fermentacyjny i pofermentacyjny; moduł kogeneracyjny 625 kW _{el} , 686 kW _t , roczna produkcja biogazu: 2,5 mln m ³ /rok, prądu: 5,2, GWh/rok, energii cieplnej 5,7 GWh/rok.

Lokalizacja	Rok oddania	Moc instalacji [MW _{el} /MW _t]	Substraty	Technologia
			używane w produkcji pasz	Ciepło wykorzystywane jest do ogrzewania budynków produkcyjnych i socjalnych.
Kalsk	2010	1,0/b.d.	kiszonka kukurydzy, sorgo, gnojowica	4 zbiorniki fermentacyjne, 1 zbiornik wstępny, 1 zbiornik pofermentacyjny, 1 laguna, 4 silniki Scania 250 kW _{el} , produkcja biogazu 4 mln m ³ , produkcja energii 2,0 GWh. Obecnie ciepło nadmiarowe nie jest wykorzystywane.
Kostkowice	2010	0,6/b.d.	obornik, gnojowica, pozostałości po produkcji, tłuszczy, osadów rzepakowych, resztek poubojowych, gorzelnianych, kuchennych i spożywczych	2 komory fermentacyjne, produkcja prądu 4,8, GWh/rok, produkcja ciepła 5,4 GWh/rok.

W 2008 r. biogaz rolniczy stanowił zaledwie 0,05% w zużyciu energii finalnej ze źródeł odnawialnych w Polsce, a wszystkie rodzaje biogazu razem, łącznie z biogazem ściekowym oraz z wysypisk, miały udział wynoszący ok. 2,3% (GUS 2009).



Rysunek 2 Udziały poszczególnych rodzajów OZE w zużyciu energii finalnej z OZE w Polsce w 2008 r.

Dalszy rozwój biogazu w Polsce będzie stymulowany poprzez poprawę warunków wsparcia tej technologii. W prognozach rozwoju biogazu przedstawionych w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* (PEP 2030), biogaz jako źródło produkcji ciepła ustępuje biomase stałej, natomiast jako źródło produkcji energii elektrycznej, korzystniej od biogazu wypada energetyka wiatrowa oraz biomasa. W zestawieniu z inwestycjami energetyki wiatrowej, projekty biogazowe są zazwyczaj realizowane w mniejszej skali, przez co również mniej korzystnie pod względem rentowności. Są także trudniejsze w realizacji i eksploatacji, co oznacza, że wymagają większego wsparcia aby sprostać konkurencji ze strony innych OZE.

Niezależnie od ww. uwarunkowań rynkowych i regulacyjnych, biogaz dysponuje w Polsce dużym potencjałem rozwojowym. Całkowity potencjał (teoretyczny, techniczny, ekonomiczny) biogazu w Polsce na 2020 rok został oszacowany w różnych dokumentach i opracowaniach:

- W przyjętym przez Radę Ministrów w 2010 roku dokumencie programowym „*Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020*” **potencjał teoretyczny** oszacowano na 5 mld m³ biogazu rocznie, (osiągalny przy równoczesnym wykorzystaniu produktów ubocznych rolnictwa oraz wprowadzeniu celowych upraw energetycznych na substraty do biogazowni na powierzchni około 700 tys. ha); **realny potencjał** oparty na produktach ubocznych rolnictwa i przemysłu rolno spożywczego - 1,7 mld m³ biogazu rocznie (850 ktoe, 35,6 PJ).
- W przyjętej przez Radę Ministrów w 2009 r. „*Polityce energetycznej Polski do 2030 roku*” zapotrzebowanie na energię finalną z biogazu w Polsce do 2020 r. określono sumarycznie dla energii elektrycznej i ciepła na 847,6 ktoe (35,5 PJ) - odpowiednik 1,2 % w zużyciu energii finalnej.
- W ekspertyzie przygotowanej dla Ministerstwa Gospodarki (Wiśniewski G. (red.) 2007) maksymalny **potencjał ekonomiczny** na 2020 r. oceniono na 204 PJ, w tym kiszonki: 81 PJ oraz odpady 123 PJ (w tym przemysłowe: 26 PJ, odpady rolnicze: 45 PJ) – razem równowartość ok. 6,6 mld m³ biogazu, odpowiednik 4,6% w zużyciu energii finalnej według ówczesnej prognozy zapotrzebowania kraju na energię finalną.

Niezależnie od rozbieżności metodycznych w ocenach potencjałów i prognozach, wszystkie ostatnio wykonane prace wskazują na znaczący potencjał sektora oraz zapowiadają jego dynamiczny rozwój do roku 2020 w tempie rzędu kilkudziesięciu procent rocznie. O rzeczywistym wykorzystaniu potencjału biogazu rolniczego w Polsce w tym okresie decydować będzie sposób wdrożenia w Polsce Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Plan wdrożenia dyrektywy sformułowany został w tzw. „*Krajowym planie działań na rzecz energii ze źródeł odnawialnych*”, najważniejszym dokumencie dla sektora energetyki odnawialnej. Wiele wskazuje jednak na to, że w najbliższych latach biogaz rolniczy nabierze znacznie większego znaczenia na rynku zielonej energii zaś tempo wzrostu będzie jednym z najwyższych w całym „zielonym koszyku energetycznym”. Świadczą o tym także zauważalne obecnie tendencje na rynku deweloperskim i inwestorskim.

1.3 Kierunki rozwoju sektora biogazu w Polsce

Przyjęty w lipcu 2010 r. przez Radę Ministrów dokument pt. „*Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce na lata 2010-2020*” (dalej „*Kierunki*”) definiuje ramowe założenia dla rozwoju biogazowni w najbliższej dekadzie, ale nie zawiera jeszcze konkretnych instrumentów wsparcia rozwoju rynku. Kierunki rozwoju biogazu w Polsce w najbliższych latach będą ściśle związane z ewolucją i doskonaleniem systemu wsparcia. Docelowy system wsparcia, wynikający z „*Krajowego planu działań na rzecz energii ze źródeł odnawialnych*” (dalej „*KPD*”) oraz sposobu implementacji w Polsce dyrektywy 2009/28/WE określi, czy na rynku znajdą istotne miejsce małe biogazownie rolnicze i mikrobiogazownie gospodarskie oraz, czy możliwa (uzasadniona ekonomicznie) będzie realizacja inwestycji wykorzystujących szerzej także, kosztowne w produkcji, celowe uprawy energetyczne.

Obecny kształt systemu wsparcia projektów biogazowych w Polsce, oparty jest na możliwych do sprzedaży w obrocie rynkowym, świadectwach pochodzenia oraz dostępnych dotacjach inwestycyjnych. W tych warunkach preferowane przez inwestorów są instalacje o mocy wytwórczej powyżej 1 MW_{el}, wykorzystujące głównie odpady z rolnictwa oraz różnych gałęzi przemysłu spożywczego i mięsnego. Jednocześnie istnieje poparcie wielu środowisk dla stymulacji rozwoju mniejszych instalacji, o charakterze rolniczym, o mocy zainstalowanej dochodzącej do 250 kW_{el}, które miałyby powstać w większości polskich gmin, dysponujących lokalnie odpowiednim zasobem odpadów z produkcji rolnej. Działanie to, zgodnie „*Kierunkami*”, miałyby doprowadzić do realizacji celu wybudowania ok. 2 000 biogazowni do 2020 roku. Istniejący system wsparcia, jak również obowiązujące regulacje prawne, dotyczące biogazowni, są poddawane aktualnie istotnym modyfikacjom, zmierzającym do umożliwienia powstania również takich instalacji.

Istotną rolę w systemie wsparcia biogazu i kształtowaniu rynku, pełnią obecnie dotacje do inwestycji w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, w ramach szczegółowych działań 9.4 (wsparcie dla biogazowni nastawionych na produkcję głównie energii elektrycznej) oraz 9.1 (wsparcie dla biogazowni w ramach promocji wysokosprawnej kogeneracji). Warunki ww. dotacji, zdecydowały o wielkości przygotowywanych inwestycji - powyżej 1 MW_{el} mocy zainstalowanej. Zgodnie z harmonogramem przewidzianym przez budżet UE ww. system dotacji powinien zakończyć funkcjonowanie w 2013 roku, ale w praktyce środki zgromadzone ulegną praktycznemu wyczerpaniu już w pierwszej połowie b.r.

Nowe możliwości pozyskania środków na finansowanie inwestycji biogazowych stwarza program Mechanizmu Zielonych Inwestycji (GIS), wdrażany przez NFOŚiGW, który potrwa do 2012 r. Możliwości pozyskania finansowania dla mniejszych projektów istnieją nadal w ramach niektórych Regionalnych Programów Operacyjnych, np. w województwach: lubelskim, mazowieckim i dolnośląskim, ale one też zostaną wyczerpane w 2011 roku. Więcej informacji na ten temat znajduje się w rozdziale 6.1 niniejszego poradnika. Niezbędne jest zatem opracowanie nowego, długofalowego mechanizmu wsparcia, dającego inwestorom gwarancję zwrotu poniesionych nakładów, w taki sposób aby osiągnięty został cel dla biogazu w ramach założeń dla OZE na rok 2020.

Nowe możliwości rozwoju biogazowni, opartych na wtlaczaniu biometanu do sieci gazu ziemnego, zostały wprowadzone nowelizacją Prawa energetycznego z dn. 1 stycznia 2010 r. (Dz. U. z 2009 r. Nr 215, poz. 1664). Lokalizacja tego typu instalacji będzie zdeterminowana dostępnością do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego. Za biometan wtlaczany bezpośrednio do sieci gazu ziemnego, będzie można uzyskać dodatkowe wsparcie w postaci tzw. „świadectw pochodzenia biogazu”. Rozwój tej technologii jest uzależniony od kształtu rozporządzenia wykonawczego do ustawy Prawo energetyczne, w którym zostaną określone m.in.: sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytworzonej w OZE, oraz warunki techniczne, jakim powinien odpowiadać załączany do sieci biogaz. Te zmiany zadecydują o opłacalności ekonomicznej i konkurencyjności tej metody w porównaniu z wytwarzaniem energii i ciepła w kogeneracji. Wejście w życie rozporządzenia planowane jest w czerwcu 2011 r. po uzyskaniu pozytywnej notyfikacji przed Komisją Europejską.

Większość, spośród istniejących instalacji do produkcji biogazu rolniczego w Polsce, została zrealizowana metodą uczenia się inwestorów na własnych doświadczeniach, zbieranych przy realizacji kolejnych instalacji. Praktyka ta może prowadzić do znacznego obniżenia nakładów inwestycyjnych, jednak jest obciążona pewnym ryzykiem technicznym zastosowania niesprawdzonych rozwiązań, mogących wpływać na spadek wydajności biogazowni. Ryzyko techniczne rośnie wraz z optymalizacją (minimalizacją) systemu wsparcia na wstępnym etapie rozwoju rynku. Pierwsze biogazownie zbudowane w Polsce przez firmę Poldanor S.A., zlokalizowane zostały przy dużych gospodarstwach hodowlanych, głównie ze względu na dostępność gnojowicy oraz możliwość wykorzystania energii elektrycznej i ciepła na potrzeby własne. Obecnie coraz więcej inwestorów planuje lokalizację instalacji przy zakładach przemysłu rolno-spożywczego (przetwórstwo owocowo-warzywne, mleczarnie, gorzelnie) oraz mięsnych (ubojnie, zakłady przetwórstwa mięsnego), co zapewnia większą różnorodność substratów przeznaczonych do fermentacji oraz dodatkową możliwość całorocznego odbioru ciepła, wytworzonego w kogeneracji. Tendencją, obserwowaną na rynku, jest wzrost planowanych mocy zainstalowanych biogazowni.

W miarę rozwoju sektora biogazowego kształtuje się również rynek handlu rozwiniętymi projektami inwestycyjnymi, których nabywcami są najczęściej przedsiębiorstwa energetyczne, zainteresowane produkcją zielonej energii w celu wypełnienia własnych zobowiązań. Przykładowo Grupa Energa ogłosiła program Energa Biogaz, którego wynikiem będzie realizacja inwestycji o sumarycznej mocy 300 MW_{el} mocy zainstalowanej do 2020 roku. Poznańska Enea jest już właścicielem jednej z największych biogazowni w Polsce – w Liszkowie, a Polska Grupa Energetyczna w ramach powołanej w tym celu spółki opracowuje projekty inwestycyjne, bądź rozważa zakup kilkunastu gotowych projektów. O tendencjach na rynku i standardach realizowanych projektów decydują inwestorzy finansowi i korporacje energetyczne oraz szeroko rozumiany sektor agrobiznesu - podmioty te wspólnie kształtują polski rynek biogazu. Obecne uwarunkowania prawno-ekonomiczne powodują, że rolnicy, jako główni dostawcy substratów i odbiorcy masy pofermentacyjnej, odgrywają istotną rolę na rynku nowych projektów inwestycyjnych. Mapę

przygotowywanych projektów inwestycyjnych, aktualnie budowanych oraz zrealizowanych biogazowni w Polsce, przedstawia Rysunek 3.

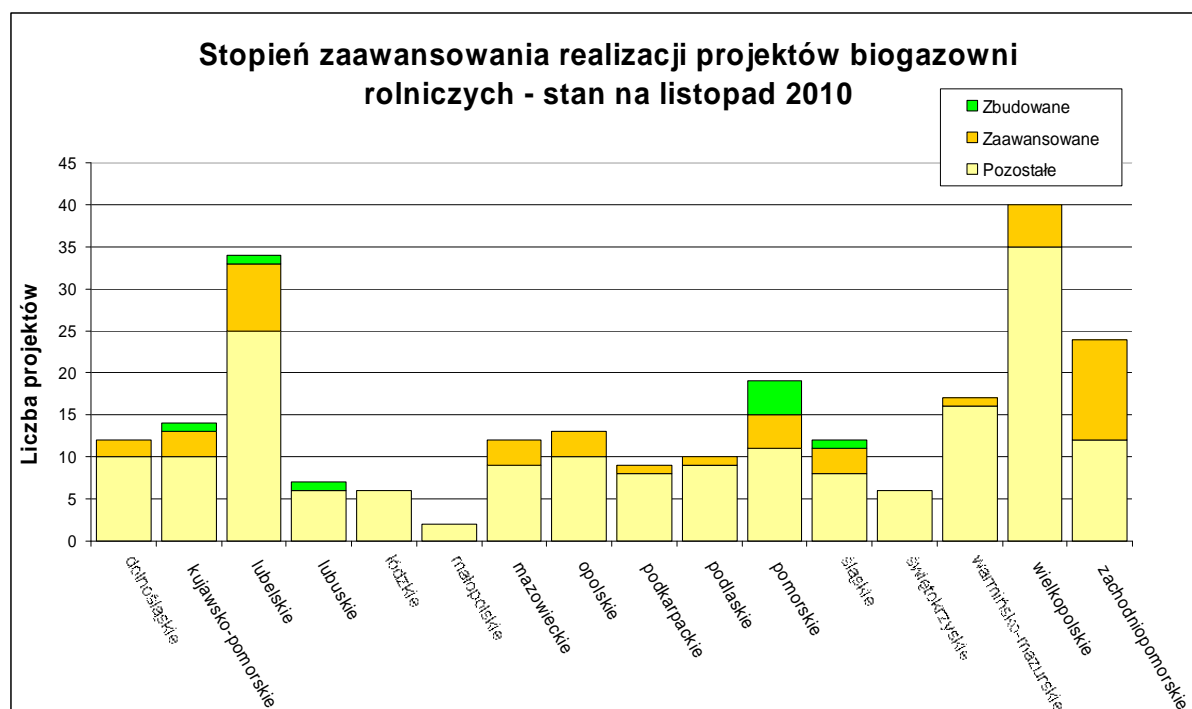


Rysunek 3 Rozmieszczenie inwestycji biogazowych na różnych etapach realizacji z podziałem na województwa, stan na marzec 2010. (Opracowanie własne IEO).

Nowe projekty inwestycyjne pojawiają się na terenie całego kraju (Rysunek 3), ale przodują województwa: wielkopolskie, lubelskie, zachodniopomorskie i pomorskie. Według monitoringu rynku biogazowni, prowadzonego przez Instytut Energetyki Odnawialnej w okresie od marca do października 2010 roku przygotowano do realizacji 42 nowe projekty biogazowni rolniczych. Obecnie liczba projektów, w przypadku których rozpoczęto formalne procedury, zmierzające do uzyskania pozwolenia na budowę wynosi 237, z czego 46 to projekty, które uzyskały pozwolenie na budowę, bądź są w trakcie budowy. Największy wzrost ilości rozwijanych projektów w tym okresie, odnotowano w województwach wielkopolskim i lubuskim. W najbliższym czasie spodziewane jest zakończenie budowy kolejnych dużych biogazowni rolniczych, spośród których najbardziej zaawansowana jest instalacja w Uniechówku – własność firmy Poldanor S.A, oraz instalacja w Uhninie. Natomiast w październiku 2010 zakończono inwestycję w Kostkovicach. Obecnie najwięcej projektów rozwijanych jest w województwie wielkopolskim 35 i lubelskim 25. W roku 2011 spodziewane jest zakończenie budowy kolejnych 5-8 biogazowni rolniczych. Dane te świadczą o ciągle rosnącym zainteresowaniu budową tych instalacji.

Według danych pochodzących z rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR całkowita elektryczna moc zainstalowana dotychczas zrealizowanych biogazowni rolniczych w Polsce wynosi 9,014 MW_{el} (luty 2011). W planach i realizacji znajduje się obecnie ok. 240 instalacji, których moc wynosi średnio 1,55 MW_{el}. Wynika z tego, że budowane są przeważnie duże instalacje, które przy istniejących uwarunkowaniach charakteryzują się największą rentownością. Należy liczyć się z tym, że realizacja niektórych już rozpoczętych projektów nie dojdzie do skutku, z uwagi na brak zapewnienia gwarancji dostaw substratów oraz pojawiające się protesty społeczne, które zazwyczaj towarzyszą planom budowy większych biogazowni. Istotną barierą powstawania nowych instalacji jest niska akceptacja biogazowni budowanych w najbliższym otoczeniu terenów zamieszkałych. W przypadku co trzeciej z realizowanych instalacji, miały miejsce protesty społeczne, wynikające z obaw przed rozprzestrzenianiem się odorów, spadkiem wartości działek, zagrożeniem wybuchowym oraz wzrostem natężenia ruchu kołowego i wynikającym z tego hałasem. W celu przekonania mieszkańców i uwzględnienia ich uwag w procesie inwestycyjnym, organizowane są konsultacje społeczne, których elementem są często spotkania informacyjne z ekspertami oraz wizyty studyjne w działających obiektach. Sytuację jeżeli chodzi o świadomość społeczną może poprawić przewidziana w „Kierunkach” ogólnopolska kampania edukacyjno-informacyjna w zakresie budowy i eksploatacji

biogazowni rolniczych. Wsparciu w przygotowywaniu projektów inwestycyjnych, zwłaszcza przez mniejszych, a w szczególności początkujących inwestorów ma służyć również niniejszy przewodnik.



Rysunek 4 Liczba projektów biogazowych na różnych etapach realizacji z podziałem na województwa, stan na listopad 2010. (Opracowanie własne IEO).

Rynek biogazu rolniczego w Polsce obejmuje aktualnie:

- czterech operatorów funkcjonujących biogazowni, będących jednocześnie deweloperami własnych projektów inwestycyjnych i ich właścicielami,
- ok. 100 inwestorów i deweloperów,
- ok. 30 firm projektowych (gł. niemieckich i austriackich),
- ok. 200 firm oferujących urządzenia i komponenty do biogazowni (70% z nich jest produkowane za granicą).

Trzy pierwsze grupy podmiotów odgrywają na rynku biogazu rolę głównych graczy, mających istotny wpływ na kierunki rozwoju sektora. Istnieje też szereg organizacji branżowych, starających się promować rozwój biogazu w Polsce, powstają również inicjatywy naukowo-biznesowe (np. Klaster 3x20). Nie ma jednak dotychczas krajowej agencji, która w sposób kompleksowy koordynowałaby rozwój branży i mogłaby wyznaczać właściwe standardy techniczne, ekonomiczne i prawne dla tego sektora. Nie ma też wiodącej krajowej firmy oferującej kompleksowe, własne rozwiązania technologiczne, które mogłyby posłużyć jako referencyjne. W tej sytuacji na kierunki rozwoju biogazu w Polsce duży wpływ mają doświadczenia przeniesione z innych krajów UE, wiodących w tym obszarze, a w szczególności współpraca z Niemcami, Austrią, Szwecją i Danią oraz, w znacznej mierze, zweryfikowane w kraju doświadczenia firmy Poldanor S.A. Istnieje luka pomiędzy ogólnymi dokumentami politycznymi i kierunkowymi dokumentami programowymi a wdrażającymi je dokumentami prawnymi; zapleczem organizacyjnym, biznesowym i technologicznym.

1.4 Rola biogazu w polityce państwa i Krajowym planie działań na rzecz energii z odnawialnych źródeł energii

Na politykę państwa w zakresie wykorzystania biogazu rolniczego składa się kilka dokumentów o charakterze strategicznym, przede wszystkim, wymienione już wcześniej przy innych okazjach: „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku (PEP 2030)” i „Kierunki rozwoju biogazowni

rolniczych w Polsce w latach 2010-2020”, oraz „*Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*”.

Rozwój OZE, w tym biogazowni, jest jednym z podstawowych celów wyznaczonych przez PEP 2030, której wdrożenie miało służyć m.in. zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju, podniesieniu efektywności energetycznej i zwiększeniu dywersyfikacji źródeł dostaw energii (w tym poprzez wspieranie rozwoju energetyki rozproszonej) oraz zróżnicowaniu technologii jej wytwarzania. W dokumencie tym przewidziano wzrost udziału OZE w finalnym zużyciu energii do 15% i 10% w rynku paliw transportowych do 2020 r., co stanowi realizację zapisów tzw. Pakietu klimatyczno-energetycznego „3x20%” przyjętego przez UE w 2008 r.

PEP 2030 w części dotyczącej OZE wskazuje potrzebę wsparcia instalacji, wykorzystujących biomasę roślinną oraz odpady ulegające biodegradacji, w tym biogazowni, jako technologii o wysokiej efektywności energetycznej i niskiej emisyjności, należącej do źródeł rozproszonych, które szczególnie wpływają na zwiększenie stabilności pracy systemu elektro-energetycznego. Dokument wyznacza potrzebę opracowania szczegółowych założeń programu rozwoju biogazowni rolniczych, przy założeniu powstania do roku 2020 średnio jednej biogazowni w każdej gminie, a także realizację przyjętych założeń poprzez usuwanie barier prawnych i popularyzację wiedzy.

W myśl realizacji postanowień PEP 2030 Ministerstwo Gospodarki opracowało we współpracy z Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi dokument „*Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020*”, w którym przedstawiono szczegółowe ramy rozwoju sektora biogazu rolniczego w najbliższych latach. Celem wdrożenia dokumentu jest stworzenie warunków dla realizacji w Polsce do 2020 roku około 2 tys. biogazowni rolniczych. Według założeń zapisanych w „*Kierunkach*” w większości gmin wiejskich, dysponujących odpowiednią ilością odpadowej biomasy, może powstać średnio 1 biogazownia o mocy ok. 0,5-1 MW_{el}, przy założeniu, że przedsięwzięcia tego typu wykażą opłacalność mikroekonomiczną. „*Kierunki*” wskazują najistotniejsze bariery o charakterze prawno-administracyjnym oraz przepisy, które powinny zostać wprowadzone lub zmienione, aby stworzyć dogodne warunki dla rozwoju biogazowni rolniczych. W szczególności dotyczą one polityki energetycznej, finansowania, zasad nawozowego wykorzystania masy pofermentacyjnej oraz realizacji projektów badawczych i działań edukacyjnych. Koordynacją wprowadzania odpowiednich zmian prawnych, które ułatwią inwestycje w tym sektorze, zajmuje się Ministerstwo Gospodarki, a właściwe ministerstwa są zobowiązane do przygotowania projektów odpowiednich przepisów prawnych i rozpoczęcia procedury legislacyjnej w ciągu roku od daty przyjęcia dokumentu przez Radę Ministrów. W działania te wpisują się również ostatnie nowelizacje Prawa Energetycznego.

Ministerstwo Gospodarki w maju 2010 przedstawiło projekt tzw. „*Krajowego planu działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*”, stanowiący rządowy plan wdrożenia dyrektywy 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Według wytycznych dyrektywy, mają w nim być wyszczególnione udziały poszczególnych technologii w osiągnięciu krajowego celu na rok 2020, ich wkład w krajowym bilansie wykorzystania energii, a także sposób osiągnięcia tych celów. Zakładane jest osiągnięcie przez biogazownie (z uwzględnieniem instalacji na oczyszczalniach ścieków, składowiskach odpadów oraz biogazowni rolniczych), mocy zainstalowanej 980 MW_{el} i produkcję 4 018 GWh energii elektrycznej rocznie do 2020 r. Biorąc pod uwagę cele, dotyczące rozwoju biogazu przedstawione w KPD innych krajów, przekazanych dotychczas Komisji Europejskiej, realizacja scenariusza polskiego KPD spowodowałaby, że Polska z 12 miejsca na rynku biogazu w UE w 2009 r. (z udziałem nie przekraczającym 2%) w 2020 roku awansowałaby na 4 miejsce (przed np. dużymi krajami jak Francja i Hiszpania oraz zaawansowanymi w rozwoju rynku i technologii biogazu jak Dania i Austria), z udziałem w rynku biogazu UE sięgającym 12%. Zadanie to jest ambitne, wymaga systemu wsparcia, nie gorszego niż w wiodących w tym obszarze krajach UE.

1.5 Korzyści z produkcji i wykorzystania biogazu dla inwestorów

Spółecznym uzasadnieniem dla wsparcia rozwoju biogazu, w tym dla bezpośredniego wsparcia inwestorów, są korzyści społeczne i gospodarcze. Nie zawsze jednak można dokładnie je skwantyfikować. Korzyści te można wskazać na szczeblu administracji rządowej jako spełnienie priorytetów polityki energetycznej i rolnej. Samorządy lokalne odniosą natomiast korzyści z powstawania nowych miejsc pracy oraz wzrostu przychodów z tytułu podatków lokalnych. Natomiast przedsiębiorcy, zwłaszcza z gałęzi przemysłu spożywczego, skorzystają poprzez zagospodarowanie odpadów, generowanych w procesie produkcyjnym. Najpowszechniejszymi i najłatwiej dającymi się wycenić ilościowo, są szeroko rozumiane korzyści środowiskowe, których beneficjentem jest całe społeczeństwo. Policzyć można również korzyści dla farmerów i przedsiębiorców rolnych, którzy przy odpowiednim wsparciu, stają się pierwszymi beneficjentami i inwestorami. Niniejszy poradnik koncentruje się na korzyściach dla inwestorów, które często wynikają z uwzględnionych w rachunku mikroekonomicznym korzyści środowiskowych.

Korzyści środowiskowe produkcji biogazu rolniczego

Nawozowe wykorzystanie gnojowicy i obornika w postaci nieprzefermentowanej, powoduje emisję znacznych ilości metanu do atmosfery. Metan przyczynia się do ocieplania klimatu 21-krotnie bardziej niż dwutlenek węgla, a ok. 20% światowej emisji metanu pochodzi z fermentacji jelitowej zwierząt przeżuwających i z rozkładu ich odchodów. Uzyskanie metanu na drodze kontrolowanej fermentacji w biogazowni i jego wykorzystanie do produkcji energii, pozwala na uniknięcie części emisji metanu i innych gazów cieplarnianych, pochodzącej z rozkładu odchodów zwierzęcych. W wyniku rozkładu odchodów zwierząt gospodarskich uwalniany do atmosfery jest także podtlenek azotu, którego współczynnik ocieplania klimatu jest 310 razy wyższy niż dla dwutlenku węgla. Sumaryczna redukcja emisji gazów: dwutlenku węgla, metanu oraz podtlenku azotu (przemnożonych przez ww. współczynniki) przedstawiana jest w jednostkach ekwiwalentu dwutlenku węgla CO₂-eq. Szczegółową ocenę redukcji emisji gazów cieplarnianych dla przykładowych biogazowni przedstawiono w rozdziale szóstym niniejszego przewodnika. Spalanie biogazu dodatkowo stukrotnie obniża emisję dwutlenku siarki i trzykrotnie niższą emisję tlenków azotu, niż w przypadku spalania paliw kopalnych, co w efekcie prowadzi do ograniczenia powstawania kwaśnych deszczy, odpowiedzialnych za niszczenie lasów i korozję materiałów budowlanych.

Odpady poddane procesowi fermentacji beztlenowej są znacznie lepszym nawozem, niż gnojowica nieprzefermentowana. Powodem jest: brak nasion chwastów, płynna konsystencja oraz zwiększona zawartość dobrze przyswajalnego dla roślin azotu amonowego. Na możliwość zagospodarowania odpadów pofermentacyjnych wpływa dostępność pól uprawnych, które powinny być położone w jak najbliższym sąsiedztwie biogazowni.

Produkcja biogazu pozwala również na znaczną redukcję emisji odorów, wydzielanych w dużych ilościach podczas naturalnego rozkładu odchodów zwierzęcych, rozwożonych na polach w formie nawozu naturalnego. Spowodowane jest to wydzielaniem się siarkowodoru oraz innych gazów, które powodują nieprzyjemny zapach. Gazy te są usuwane z biogazu, zwykle przez biologiczne odsiarczanie, przed jego spalaniem w agregacie kogeneracyjnym, głównie ze względu na ich wysoką korozyjność.

Odpady organiczne poddawane fermentacji, o ile trafiają bezpośrednio do środowiska, mogą być również źródłem patogenów, wywołujących choroby u ludzi jak i u zwierząt. Większość mikroorganizmów chorobotwórczych ginie jednak na skutek poddania ich działaniu podwyższonej temperatury, a taka zapewniona jest w komorze fermentacyjnej. W uzasadnionych przypadkach wykorzystania odpadów stwarzających ryzyko epidemiologiczne, w celu całkowitego wyeliminowania ryzyka przedostania się patogenów do środowiska, wprowadzono wymóg sanitacji substratów przed poddaniem ich procesowi fermentacji oraz dodatkowo przed wykorzystaniem przefermentowanej masy w charakterze nawozu (szerzej opisane w rozdziale 4).

Generalnie budowa biogazowni jest inwestycją o charakterze proekologicznym i jest to najsilniejsze uzasadnienie dla udzielanego wsparcia publicznego, jednak każdorazowo inwestycja

powinna być także rozpatrywana pod kątem wpływu na środowisko, szczególnie w przypadku lokalizacji biogazowni w pobliżu terenów o szczególnych walorach przyrodniczych lub chronionych. Źródłami niedogodności spowodowanymi budową biogazowni może być nieprzyjemny zapach oraz hałas emitowany w trakcie dowozu substratów do instalacji, czy podczas pracy urządzeń. Realizacja inwestycji biogazowej może spotkać się z protestami społeczności lokalnej, która może obawiać się zmniejszenia walorów przyrodniczych oraz spadku wartości terenów znajdujących się w bliskim sąsiedztwie biogazowni. Spełnienie wymogów przepisów lokalizacyjnych otwiera drogę do skorzystania z instrumentów wsparcia przez inwestorów i zapewnienia im bezpośrednich dodatkowych korzyści z realizacji inwestycji.

1.6 Korzyści ekonomiczne produkcji biogazu rolniczego

Podstawowymi korzyściami ekonomicznymi dla inwestorów biogazowni są przychody z tytułu sprzedaży produktów wytworzonych podczas pracy instalacji:

- sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej oraz uzyskanych świadectw pochodzenia,
- sprzedaż uzyskanej nadwyżki ciepła procesowego (nadwyżki ponad potrzeby biogazowni związane z realizacją procesów technologicznych),
- sprzedaż pulpy pofermentacyjnej w formie nawozu,
- pobieranie opłat z tytułu przyjęcia do utylizacji odpadów niebezpiecznych oraz organicznych.

Najbardziej obecnie problematyczne jest wprowadzenie do obrotu i sprzedaż pulpy pofermentacyjnej w postaci nawozu. W praktyce, w świetle obowiązujących przepisów, jest to dość skomplikowane i wymaga uzyskania wielu pozwoleń (bardziej szczegółowe informacje w rozdziale 3). Obecne opracowywane są przepisy prawne, które mają spopularyzować wykorzystanie pulpy pofermentacyjnej jako nawozu i uzyskanie z tego tytułu dodatkowych przychodów.

Ponadto, przy założeniu, że użytkownicy biogazowni wykazują zapotrzebowanie na dodatkowe ciepło, które powstaje w procesie produkcji energii elektrycznej, a którego jest naddatek ponad zapotrzebowanie na podtrzymanie procesów technologicznych (dodatkowe ciepło może być spożytkowane np. na: ogrzewanie chlewni, pomieszczeń gospodarskich i mieszkalnych, suszenie drewna czy ziaren zbóż) lub posiadają pola uprawne, które wymagają nawożenia, należy uwzględnić korzyści ekonomiczne, płynące z tytułu:

- unikniętych wydatków na paliwa pierwotne, służące do produkcji ciepła,
- unikniętych wydatków na zakup nawozów mineralnych.

Szacując korzyści ekonomiczne, należy również pamiętać o innych, trudniej wymiernych korzyściach mających charakter niematerialny, przez co pośrednio mogą przekładać się na ekonomikę działalności. Należą do nich m.in.:

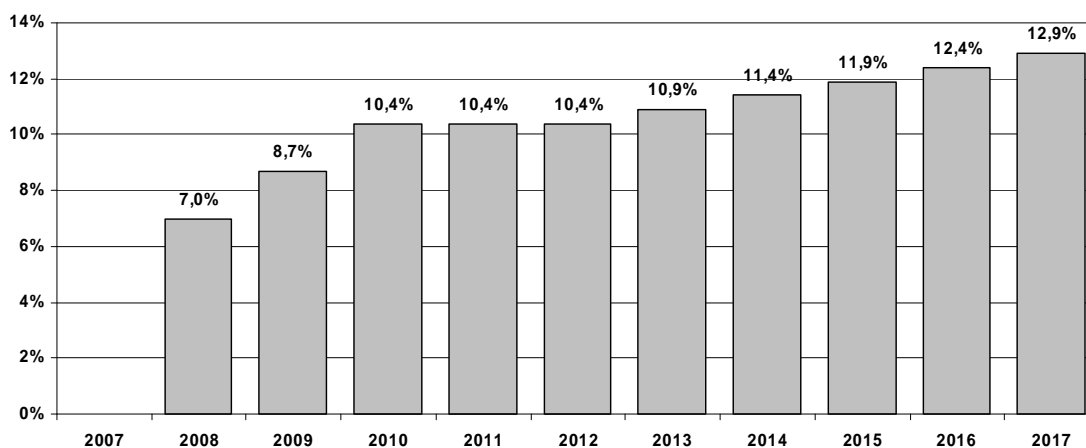
- zwiększenie atrakcyjności inwestycyjnej regionu, co może zaowocować pojawieniem się w pobliżu biogazowni przemysłu, który może być zainteresowany wykorzystaniem ciepła z instalacji lub dostaw substratów do biogazowni,
- zwiększenie bezpieczeństwa zapewnienia dostaw paliw i energii oraz nawozów,
- promocja firmy jako przyjaznej środowisku.

W obecnych uwarunkowaniach ekonomicznych wszystkie ww. korzyści ekonomiczne (przychody bezpośrednie) oraz dodatkowe zachęty pozaekonomiczne nie są w stanie (co do zasady) pokryć wszystkich kosztów budowy i funkcjonowania biogazowni. Dlatego wśród źródeł przychodów inwestujący w instalacje do produkcji biogazu muszą uwzględnić dodatkowe przychody wynikające z systemu wsparcia, będące odzwierciedleniem kosztów zewnętrznych i przyjętych priorytetów rozwoju społeczno-gospodarczego.

Z powyżej opisanych korzyści ekonomicznych wynikających z obowiązującego systemu wsparcia, największe znaczenie ma obecnie system zobowiązań ilościowych oraz świadectw pochodzenia, który umożliwia uzyskanie wyższej ceny za wyprodukowaną jednostkę energii elektrycznej, niż wynikałoby to z relacji rynkowych. Podstawę prawną dla systemu obrotu energią ze źródeł odnawialnych, w tym biogazu, stanowi Ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia

wykonawcze do tej ustawy. Ustawa ta reguluje m.in. zasady sprzedaży energii wytworzonej przez przedsiębiorstwa energetyczne wykorzystujące OZE oraz wydawanie i obrót „świadectwami pochodzenia” (zielonymi certyfikatami), wydawanymi dla energii uzyskanej z źródeł odnawialnych.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki³ przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną i sprzedające tę energię do odbiorców końcowych mają obowiązek zakupu energii elektrycznej odnawialnych OZE w określonym procencie w danym roku. Zobowiązania ilościowe obowiązujące prawnie w okresie do 2017 roku, dla sprzedawców energii, wynikające z ustawy Prawo Energetyczne, przedstawia Rysunek 5. Przedsiębiorstwa energetyczne, zobowiązane do sprzedaży energii, mogą umorzyć odpowiednie świadectwa pochodzenia lub uiścić opłatę zastępczą na konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW), która zasila pulę środków przeznaczonych na wspieranie OZE różnymi formami dotacji. W przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie wywiąże się z obowiązku umorzenia wymaganej ilości świadectw pochodzenia lub wniesienia opłaty zastępczej, podlega karze o wartości nie mniejszej niż 130% opłaty zastępczej ustalonej na dany rok przez Prezesa URE, która stanowi dochód NFOŚiGW.



Rysunek 5 System zobowiązań ilościowych sprzedawców energii elektrycznej w zakresie produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, wyrażony procentowym udziałem zielonej energii w wolumenie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w poszczególnych latach.

Zgodnie z mechanizmem opisanym powyżej, wytwarzanie biogazu, zapewnia możliwość uzyskania wpływów ze sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej i ciepła, jak również otrzymania wsparcia ze sprzedaży odpowiednich świadectw pochodzenia (ŚP): zielonych certyfikatów dla OZE oraz dodatkowo „świadectw pochodzenia z kogeneracji”, jeśli biogazownia spełnia warunek wysokosprawnej kogeneracji (w zależności od mocy zainstalowanej biogazowni - odpowiednio żółtych i fioletowych certyfikatów).

Przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do odbioru zielonej energii elektrycznej oraz wykazania się odpowiednią ilością ŚP. Zgodnie z regulacją zawartą w prawie energetycznym ŚP są zbywalne i stanowią towar giełdowy. Średnia cena rynkowa sprzedaży energii elektrycznej do sieci w 2010 r. wynosi 197,21 zł/MWh, natomiast średnia cena rynkowa zielonego ŚP to 275,73 PLN/MWh (TGE 2010). Łącznie producent zielonej energii elektrycznej może liczyć na przychody w wysokości rzędu 472,9 zł/MWh. Wartość żółtych ŚP za kogenerację w roku 2010 wynosiła średnio 124,61 zł/MW (TGE 2010), a przewidywana cena świadectwa fioletowego dla innych źródeł wykorzystujących biogaz wynosi ok. 59,16 zł/MWh. W przypadku zielonych ŚP cenę jednostkową certyfikatu przemnaża się bezpośrednio przez ilość wyprodukowanej i potwierdzonej energii elektrycznej, natomiast w przypadku świadectw kogeneracyjnych (żółtych lub fioletowych) należy posługiwać się odpowiednimi formułami zawartymi w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki⁴.

³ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dn. 14 sierpnia 2008 r. (Dz.U. Nr 156, poz. 969 z późn zm.) w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii.

⁴ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dn. 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania

Nowelizacja Prawa Energetycznego wprowadziła ponadto brązowe świadectwa pochodzenia, przeznaczone dla wytwórców biogazu rolniczego zainteresowanych jego zatłaczaniem do sieci dystrybucyjnej gazowej. Ich cena oraz sposób naliczania zostaną określone przez rozporządzenie wykonawcze do ustawy Prawo energetyczne. Według prognoz dochody uzyskiwane ze sprzedaży brązowych świadectw pochodzenia będą nie niższe, niż te uzyskiwane przez biogazownie, produkujące energię elektryczną i ciepłą, co warunkuje konkurencyjność tej instalacji w stosunku do produkcji energii w agregatach kogeneracyjnych.

Zarządzanie korzyściami wynikającymi ze wsparcia (wynik internalizacji kosztów zewnętrznych) na poziomie makro- i przychodami generowanymi bezpośrednio na poziomie mikro- nie jest prostym zadaniem. W celu uzyskania minimalnej opłacalności ekonomicznej i odpowiedniej atrakcyjności inwestycyjnej w obecnych uwarunkowaniach gospodarczych i prawnych, wszystkie możliwe strumienie przychodów muszą być uwzględnione.

i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. Nr 185, poz. 1314).

2 Dostępne na rynku technologie biogazowe i substraty do produkcji biogazu

2.1 Charakterystyka procesu produkcji i wykorzystywania biogazu rolniczego w modułach kogeneracyjnych

Wytwarzanie biogazu w procesie fermentacji metanowej

Fermentacja metanowa jest procesem rozkładu substancji organicznej. Ponieważ realizowana jest przez bakterie, należy stworzyć im jak najlepsze warunki bytowania, tj. dostęp do odpowiedniej ilości substancji odżywczych oraz odpowiednią temperaturę. W procesie fermentacji powstaje biogaz oraz pulpa pofermentacyjna, która może być wykorzystana do nawożenia.

Sam *biogaz* jest mieszaniną gazową składającą się w głównie z metanu i dwutlenku węgla (ponadto niewielkie ilości: siarkowodoru, azotu, tlenu, wodoru), która powstaje w procesie fermentacji odpadów organicznych. Fermentacja odbywa się w czterech fazach: hydrolizy, acydofilnej, octanogennej, metanogennej. Na efektywność procesu wpływ mają m.in. następujące czynniki:

- temperatura, odpowiednia dla danego typu bakterii (psychrofilowa, mezofilowa, termofilowa),
- hydrauliczny czas retencji, wyrażający się przez stosunek dopływu substratów do pojemności komory (wystarczający aby zapobiec wymywaniu bakterii oraz nie przetrawionej substancji organicznej ze zbiornika),
- optymalne obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń organicznych (zbyt wysokie może doprowadzić do przeciążenia układu, a zbyt niskie do zaniku procesu),
- brak inhibitorów procesu takich, jak antybiotyki, czy środki ochrony roślin,
- dodawanie opcjonalnie substancji pomocniczych do komory fermentacyjnej, takich jak enzymy (Sholwin F. i in. 2010).

Istnieje wiele możliwości przeprowadzenia procesu fermentacji, przy czym najważniejszym jest odpowiedni wybór komory fermentacyjnej do określonego, założonego trybu jej pracy:

- temperatura procesu ok. 10-25°C (z użyciem bakterii psychrofilowych), pomiędzy 32°C a 42°C (mezofilny zakres temperatur) oraz pomiędzy 50°C a 57°C (z użyciem termofilnych kultur bakterii);

- fermentacja mokra lub sucha;
- ciągła lub porcjami;
- jednostopniowa lub z rozdziałem faz procesu.

Dla zapewnienia ciągłego i stabilnego procesu ważne jest zachowanie stałej, jednorodnej temperatury w całej objętości zbiornika i nie zmienianie w sposób niekontrolowany zawartości oraz ilości wsadu, co jest szczególnie ważne w przypadku zastosowania tzw. kofermentacji, czyli wspólnej fermentacji kilku rodzajów substratów. Proces fermentacji należy kontrolować przy pomocy odpowiednich czujników oraz aparatury pomiarowej, ponieważ brak monitoringu nie pozwala na precyzyjne sterowanie procesem co w konsekwencji może doprowadzić do zmniejszenia wydajności, a nawet przerwania procesu.

Parametry, takie jak hydrauliczny czas retencji (ang. *hydraulic retention time* - HRT) oraz obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń, służą do optymalnego doboru wielkości komory fermentacyjnej. Od przyjętego na etapie projektowania HRT zależy dobór wielkości fermentora. Ze względów ekonomicznych biogazownia, która jest instalacją nakierowaną na maksymalizację produkcji biogazu, wymaga optymalizacji HRT, który powinien być wystarczająco długi, aby zapewnić rozkład większości substancji organicznych. W praktyce pełen rozkład nie jest jednak osiągalny, ponieważ wymagałoby to budowy dużego i drogiego zbiornika fermentacyjnego.

Podstawowe wskaźniki poprawności przebiegu procesu produkcji biogazu

Temperatura

Wydajność i szybkość przebiegu fermentacji jest ściśle powiązana z temperaturą procesu. Wyróżniamy trzy rodzaje fermentacji w zależności od zakresu temperatur:

- psychrofilowa w temperaturze: 10-25°C,
- mezofilowa w temperaturze: 32-42°C,
- termofilowa w temperaturze: 50-57°C.

W praktyce produkcja biogazu jest opłacalna jedynie dla fermentacji mezofilowej i termofilowej, przy czym w Europie najczęściej stosowana jest fermentacja mezofilowa - 85% działających obecnie instalacji w Niemczech (FNR 2005).

Hydrauliczny czas retencji

Hydrauliczny czas retencji (HRT), czyli czas przebywania substratu w komorze fermentacyjnej, powinien być dostosowany do rodzaju wsadu w taki sposób, aby zapewnić jego możliwie pełny rozkład. Różne substancje organiczne ulegają rozkładowi w odmiennym tempie, a czas retencji jest też uzależniony od temperatury w jakiej przebiega proces fermentacji. W niższej temperaturze, w jakiej zachodzi fermentacja mezofilowa, rozkład substancji organicznych przebiega wolniej. Zazwyczaj hydrauliczny czas retencji wynosi ok. 20 dni dla samej gnojowicy, natomiast przy zastosowaniu roślin energetycznych dochodzi do 60 dni. Substancje organiczne ulegają rozkładowi w różnym tempie. Najdłuższy czas retencji wymagany jest w przypadku substratów o podwyższonej zawartości substancji trudno rozkładalnych takich jak: celuloza, hemiceluloza i lignina. Dla substratów o takich właściwościach, wydajność procesu fermentacji można zwiększyć przez rozdrobnienie wsadu i/lub proces obróbki wstępnej w warunkach wysokiej temperatury i ciśnienia (hydrolizy ciśnieniowej). Hydrauliczny czas retencji oblicza się według wzoru (FNR 2005):

$$HRT = \frac{V_R}{V} \quad [doby]$$

gdzie:

HRT - hydrauliczny czas retencji

V_R - objętość komory fermentacyjnej [m^3]

V - dobową objętość wsadu zadawanego do komory [$m^3/dobę$]

Obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń

Obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń wyraża się stosunkiem ilości dostarczanych substancji organicznych do pojemności komory. Obciążenie komory jest kluczowym wskaźnikiem przebiegu procesu fermentacji i produkcji biogazu. Produkcja biogazu rośnie przy zwiększaniu obciążenia do wartości granicznej, a po osiągnięciu maksimum, kiedy następuje przeciążenie układu, produkcja zaczyna spadać. Dlatego konieczne jest rozpoznanie optymalnego zakresu obciążenia komory fermentacyjnej (zazwyczaj wynosi ono 3,5-6 kg s.m.o./ $m^3/dobę$, przy czym wyższe wartości są charakterystyczne dla fermentacji suchej). Obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń oblicza się według wzoru:

$$B_R = \frac{\dot{m} \times c}{V_R} \quad [kg \text{ s.m.o.}/m^3/dobę]$$

gdzie:

B_R - obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń organicznych

V_R - objętość komory fermentacyjnej [m^3]

m - ilość wsadu [$kg/dobę$]

c - procentowa zawartość substancji organicznej we wsadzie
s.m.o. - zawartość suchej masy organicznej

Mieszanie biomasy

Mieszanie ma na celu zapewnienie jednorodnego przebiegu procesu fermentacji w całej objętości komory i jest istotne dla utrzymania jednakowej temperatury i konsystencji oraz umożliwia łatwiejsze odgazowanie. Ponadto mieszanie zwiększa dostęp bakterii do cząstek substancji organicznej; zapobiega powstawaniu kożucha i spadkowi aktywności bakterii; zapewnia równomierne rozprowadzenie dopływającej biomasy w masie fermentującej, a w konsekwencji przyspiesza proces fermentacji. Jednorodne wymieszanie biomasy w całej objętości komory, sprawia, że nie powstają martwe pola, do których dopływ substancji organicznych jest zakłócony. W przypadku niedostatecznego mieszania, dochodzi do znacznego ograniczenia kontaktu między wsadem a bakteriami, co skutkuje spowolnieniem procesu rozkładu. Zbyt intensywne mieszanie również może naruszyć skupiska bakterii i doprowadzić do całkowitego zatrzymania procesu biologicznego.

Inne wskaźniki prawidłowości przebiegu procesu

Bakterie metanogenne do bytowania wymagają środowiska o odczynie obojętnym, tj. pH ok. 7 (w przedziale 6,8-7,2). W pierwszym etapie procesu, w przypadku szybkiego rozkładu substancji organicznych do niższych kwasów organicznych, może występować obniżenie odczynu do pH 6,2-6,5, które może spowodować spowolnienie i zahamowanie procesu. Aby temu zapobiec można dodać wapna, bądź świeżej gnojowicy w celu podwyższenia odczynu, gdyż pH poniżej 6,2 ma toksyczny wpływ na bakterie metanowe. Zbyt niskie pH jest często rezultatem nadmiernego obciążenia substratem i sygnałem nieprawidłowej pracy biogazowni. Jednak, gdy dojdzie do znacznego obniżenia pH, najczęściej jest już za późno, aby podtrzymać ciągłość procesu, dlatego ważny jest system monitorowania wskaźników fizyko-chemicznych wczesnego ostrzegania, takich jak potencjał REDOX (czyli wielkość, która przy zachowaniu zdefiniowanych warunków, pozwala na określenie ilości substancji utleniająco-redukcyjnych w danym medium), czy pomiar LKT/OWN (test miareczkowy, służący do określenia ilorazu stężenia kwasów oraz pojemności buforowej w substracie poddanym fermentacji), (więcej: EU Agrobiogas 2010). Dzięki monitoringowi procesu można w odpowiednim czasie rozpoznać zakłócenia procesu oraz niebezpieczną utratę równowagi biologicznego rozkładu ładunku fermentacji i przedsięwziąć odpowiednie środki.

Substancje toksyczne – inhibitory procesu

Przyczyną zakłóceń w przebiegu procesu fermentacji może być obecność inhibitorów, czyli substancji, które już w niewielkich ilościach wykazują działanie toksyczne na bakterie, spowalniając proces rozkładu. Przykładowo przy nadmiarze azotu może dojść do powstania amoniaku (NH_3), który już w niewielkich stężeniach hamuje wzrost bakterii i może doprowadzić nawet do zniszczenia całej ich populacji. Stężenie amoniaku jest istotnym wskaźnikiem poprawności przebiegu procesu. Podczas, gdy amoniak służy większości bakterii jako źródło azotu, to już w niewielkich stężeniach działa hamująco na mikroorganizmy. Powyżej 3.000 g/m^3 toksycznie wpływa na bakterie metanowe, natomiast w przedziale $1.500 - 3.000 \text{ g/m}^3$ jest inhibitorem procesu. Pozostałymi substancjami zaburzającymi proces fermentacji są: miedź, nikiel, chrom, jeśli występują w ilości powyżej 100 mg/dm^3 . Również podwyższona zawartość antybiotyków w odchodach zwierząt może być przyczyną zaniku procesu fermentacji (FNR 2005).

Populacja bakterii, biorących udział w fermentacji metanowej, wymaga dostatecznej ilości pożywki, aby rosnąć i rozmnażać się. Z tego względu stosunek węgla do azotu (C:N) w materiale poddanym procesowi fermentacji nie powinien przekraczać 100:3. Wynika to z budowy chemicznej komórek bakteryjnych oraz z faktu, że 15% węgla w substracie jest asymilowane przez bakterie. Jeśli jednak w substracie poddanym fermentacji znajdzie się zbyt dużo azotu, akumuluje się on w postaci amoniaku aż do stężenia, w którym staje się on toksyczny dla bakterii metanowych hamując proces fermentacji. W odchodach zwierzęcych występują duże stężenia azotu amonowego, dlatego zaleca się rozcieńczanie wsadu. Innym sposobem może być dodatek biomasy o wysokiej zawartości węgla (np. słomy) i zwiększenie stosunku C:N we wsadzie.

Proces produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji (skojarzeniu)

Końcowymi produktami energetycznymi biogazowni w zależności od konfiguracji instalacji mogą być: biogaz - gaz o składzie i parametrach zbliżonych do gazu ziemnego (po jego oczyszczeniu i obróbce) oraz wytworzone z niego energia elektryczna, ciepło lub/ oraz chłód. Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła jest obecnie najbardziej rozpowszechnioną metodą wykorzystania biogazu bezpośrednio w biogazowni. Wytworzona w układach kogeneracyjnych energia, wykorzystywana jest na potrzeby procesowe biogazowni oraz sprzedaży energii elektrycznej. Nadwyżka ciepła może być sprzedawana lokalnym odbiorcom, natomiast energia elektryczna przekazywana jest w swej zasadniczej części do sieci elektroenergetycznej. Przy obliczaniu produkcji energii w kogeneracji należy uwzględnić następujące parametry:

- *wartość kaloryczną metanu zawartego w biogazie, która mieści się w granicach 10,2-10,9 kWh/m³; z uwagi na fakt, że udział metanu w biogazie wynosi średnio ok. 60%, natomiast wartość kaloryczna biogazu wynosi ok. 6 kWh/m³;*
- *sprawność agregatu; cieplna: 40-44%, elektryczna: 30-40%, w zależności od urządzenia i parametrów jego pracy podanych przez producenta;*
- *czas pracy agregatu w ciągu roku; 7.500-8.300 h/r, oznacza to dyspozycyjność urządzenia na poziomie 85-95%, średnio przyjęto 8.000 h pracy urządzenia w ciągu roku (FNR 2005);*
- *ilość wyprodukowanego ciepła brutto i netto; całkowita produkcja brutto, pomniejszona jest o zużycie na potrzeby własne (ciepło technologiczne);*
- *ilość wyprodukowanej energii elektrycznej brutto i netto; całkowita produkcja brutto pomniejszona jest o zużycie na potrzeby własne.*



Fotografia 1 Układ do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w Koczale. (Poldanor S.A).

Przyjmuje się, że w skali roku ciepło wykorzystywane na potrzeby własne to 25-40% całkowitej produkcji ciepła (FNR 2005). Należy jednak zwrócić uwagę na sezonowe wahania - szczególnie w sezonie zimowym (grzewczym), gdy zapotrzebowanie na ciepło procesowe do ogrzania komory jest większe, a tym samym zmniejsza się ilość ciepła możliwego do sprzedaży na zewnątrz lub do ogrzewania własnych pomieszczeń czy innych procesów technologicznych. Dobrym rozwiązaniem jest takie wykorzystanie ciepła, które umożliwia odbiór jego nadwyżki poza sezonem grzewczym

przykładowo do: suszenia ziaren, drewna, peletów bądź przez zakłady przemysłu spożywczego. Biogazownia zużywa również średnio ok. 9% wyprodukowanej energii elektrycznej na potrzeby technologiczne takie jak: mieszadła, pompy, układ sterowania, oświetlenie, etc.

Obecnie możliwość rozszerzenia kogeneracji i zwiększenia współczynnika skojarzenia stwarza trigeneracja, polegająca na skojarzonym wytwarzaniu energii cieplnej, elektrycznej oraz chłodu użytkowego. W systemach ciepłowniczych, w okresie letnim, poprawia ekonomikę produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem przy niskim zapotrzebowaniu odbiorców na energię cieplną i istniejącym zapotrzebowaniu na chłód użytkowy.

2.2 Wykorzystanie biogazu rolniczego przy włączaniu oczyszczonego biometanu do sieci dystrybucyjnej gazowej i metody oczyszczania biogazu

Alternatywnym sposobem wykorzystania biogazu, poza miejscem jego wytworzenia, jest jego włączanie, po uprzednim oczyszczeniu, do sieci gazowej. Ponieważ biogazownie budowane są najczęściej na terenach rolniczych, bądź w znacznym oddaleniu od terenów zabudowanych, możliwości wykorzystywania ciepła są znacznie ograniczone. Jednym ze sposobów zwiększenia efektywności wykorzystania biometanu jest jego przesył siecią gazową do miejsc, gdzie może być on użytkowany do produkcji energii elektrycznej i ciepła w agregatach kogeneracyjnych, bądź wykorzystywany jako paliwo dla samochodów. Załączanie biometanu do gazociągów jest możliwe dzięki technologiom uszlachetniania **biogazu**, a następnie włączania uzyskanego czystego **biometanu** do sieci gazowej. Technologie te stanowią interesującą alternatywę dla dotychczasowych metod wykorzystywania biogazu.

Zgodnie z nowelizacją Prawa energetycznego z dnia 8 stycznia 2010 roku za biogaz, który został wprowadzony do sieci dystrybucyjnej gazowej, można będzie uzyskać tzw. „świadectwa pochodzenia biogazu” rolniczego (potocznie zwane *brązowymi certyfikatami*), których sposób naliczania i wartość rynkowa będą decydujące dla konkurencyjności tej technologii. Zgodnie z brzmieniem zapisów ustawy Prawa energetycznego, świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek wytwórcy biogazu rolniczego. Wniosek taki składa się za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, na którego obszarze znajduje się przyłącze.

Natomiast art. 9c ust. 6a nakłada na operatora systemu dystrybucyjnego gazowego obowiązek odbioru biogazu rolniczego, co ma w praktyce ułatwić dostęp (warunki przyłączenia) do sieci gazowych. W 2011 wejdzie w życie rozporządzenie wydane przez Ministra Gospodarki, które będzie określało:

- parametry jakościowe biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej,
- wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu rolniczego,
- miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu rolniczego na potrzeby realizacji obowiązku potwierdzania danych,
- sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii na potrzeby wypełnienia obowiązku,
- warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej gazowej instalacji wytwarzania biogazu rolniczego.

Biogaz przed uszlachetnianiem, poza metanem i dwutlenkiem węgla, zawiera również niepożądane składniki m.in. siarkowodor (H₂S), parę wodną i inne substancje (Szczegółowe informacje zawiera Tabela 5 umieszczona na następnym stronie).

Tabela 5 Porównanie składu biogazu i gazu ziemnego.
(Rapp M. 2010).

Parametr	Biogaz	Biometan	Gaz ziemny
Metan	45-75%	94-99%	93-98%
Dwutlenek węgla	28-45%	0,1-4%	1%
Azot	<3%	<3%	1%
Tlen	<2%	<1%	-
Wodór	ilości śladowe	ilości śladowe	-
Siarkowodór	<10 ppm	<10 ppm	-
Amoniak	ilości śladowe	ilości śladowe	-
Etan	-	-	<3%
Propan	-	-	<2%
Wartość kaloryczna	Średnio 6 kWh/m ³ choć w zależności od wsadu do biogazowni: 5,5-7,7 kWh/m ³	10,2-10,9 kWh/m ³	ok. 9-11 kWh/m ³

Szczególnie siarkowodór i para wodna muszą zostać usunięte podczas procesu oczyszczania, gdyż działają niekorzystnie na system dystrybucji gazu ziemnego. Z uwagi na to przyjmuje się, iż jakość biometanu dostarczanego do sieci dystrybucyjnej gazowej nie może odbiegać od parametrów jakościowych innych rodzajów paliw gazowych transportowanych tą siecią. W przeciwnym razie jakość paliw gazowych w sieci ulegnie pogorszeniu, co może negatywnie wpłynąć na ostatecznych odbiorców, niekorzystnie wpłynąć na ich bezpieczeństwo jak również funkcjonowanie urządzeń i instalacji przyłączonych do sieci.

Dla gazociągów szczególnie niebezpieczne są zjawiska (Barczyński A. 2009):

- zniszczenie materiału z którego wykonane są elementy sieci gazowej (zjawiska erozji, abrazji i korozji wywołane nadmierną zawartością pyłu, tlenu, siarkowodoru, dwutlenku węgla i pary wodnej),
- zmniejszenie drożności gazociągów, armatury i urządzeń technologicznych wywołane kondensacją pary wodnej, kondensacją węglowodorów, tworzeniu się hydratów i pyłów.

W Polsce, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. Nr 133, poz. 891) dopuszcza się stosowanie gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy: L_s, L_w, L_n i L_m oraz gazu wysokometanowego grupy E. Jakość gazu w systemie dystrybucyjnym musi spełniać parametry jakościowe wyznaczone treścią ww. rozporządzenia opracowanego m.in. na podstawie polskich norm: PN-C-04750 Paliwa gazowe - Klasyfikacja, oznaczenie i wymagania; PN-C-04751 Gaz ziemny – Ocena jakości; PN-C-04752 Gaz ziemny – Jakość gazu w sieci gazowej; PN-C-04753 Gaz ziemny – jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej.

Technologie uszlachetniania biogazu stosowane w Europie

Stężenie metanu w surowym biogazie wynosi 45-75% obj. (w zależności od zastosowanego substratu), natomiast w procesie uszlachetniania surowego biogazu uzyskuje się tzw. biometan o zawartości metanu nawet do 99,9% obj. Aby podwyższyć wartość kaloryczną biometanu i tym samym zbliżyć się zarówno składem, jak i jakością do gazu ziemnego dodaje się czasami do niego skroplony propan butan (ang. LPG), bądź powietrze. Konieczne jest również dostosowanie ciśnienia biometanu do tego panującego w sieci gazu ziemnego. W procesie uszlachetniania biogazu wyeliminowane zostają z niego również: siarkowodór, amoniak, woda, związki tlenu oraz azotu. Jednak najbardziej wymagającym pod względem zastosowanej technologii i jednocześnie najdroższym procesem jest oddzielenie dwutlenku węgla od metanu. Przykładową instalację do uszlachetniania biometanu prezentuje poniższa fotografia.



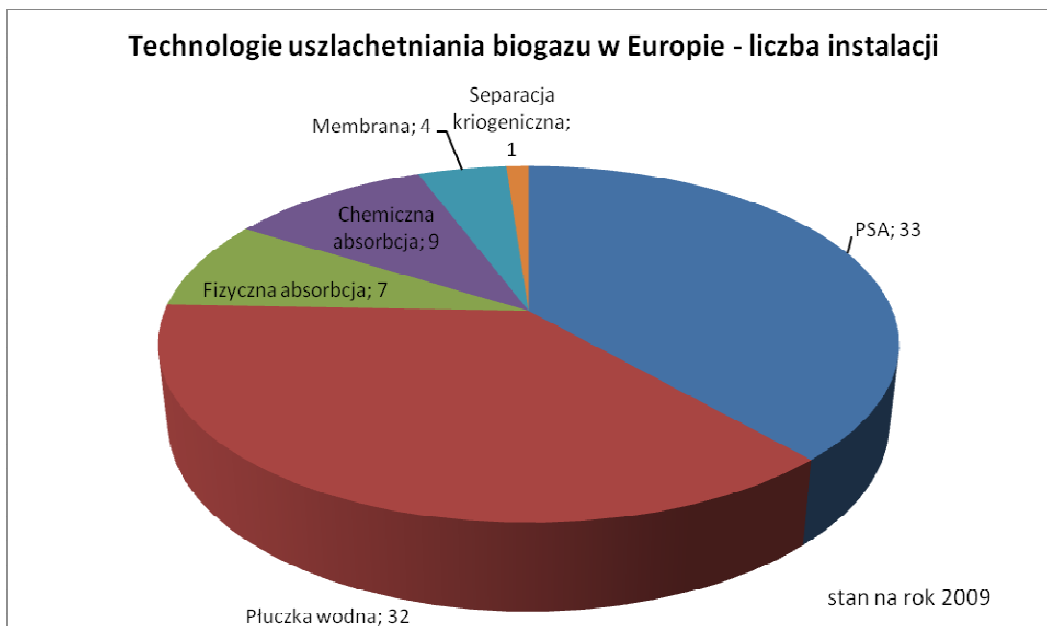
Fotografia 2 Przykładowa instalacja do oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego. (archiwum IEO)

Znanych jest obecnie kilka technologii uszlachetniania biogazu. Do najczęściej stosowanych należą: adsorpcja zmiennociśnieniowa (PSA – *Pressure Swing Adsorption*), płuczki wodne, płuczki z zastosowaniem innych rozpuszczalników, separacja membranowa oraz separacja kriogeniczna. Każda z technologii dostępnych na rynku ma swoje wady i zalety. Dlatego też wybór którejkolwiek z opcji do uszlachetniania biogazu powinien być poprzedzony szczegółowymi analizami. Przegląd tych technologii przedstawia Tabela 6.

Tabela 6 Technologie uszlachetniania biogazu. (Urban W. i in. 2009).

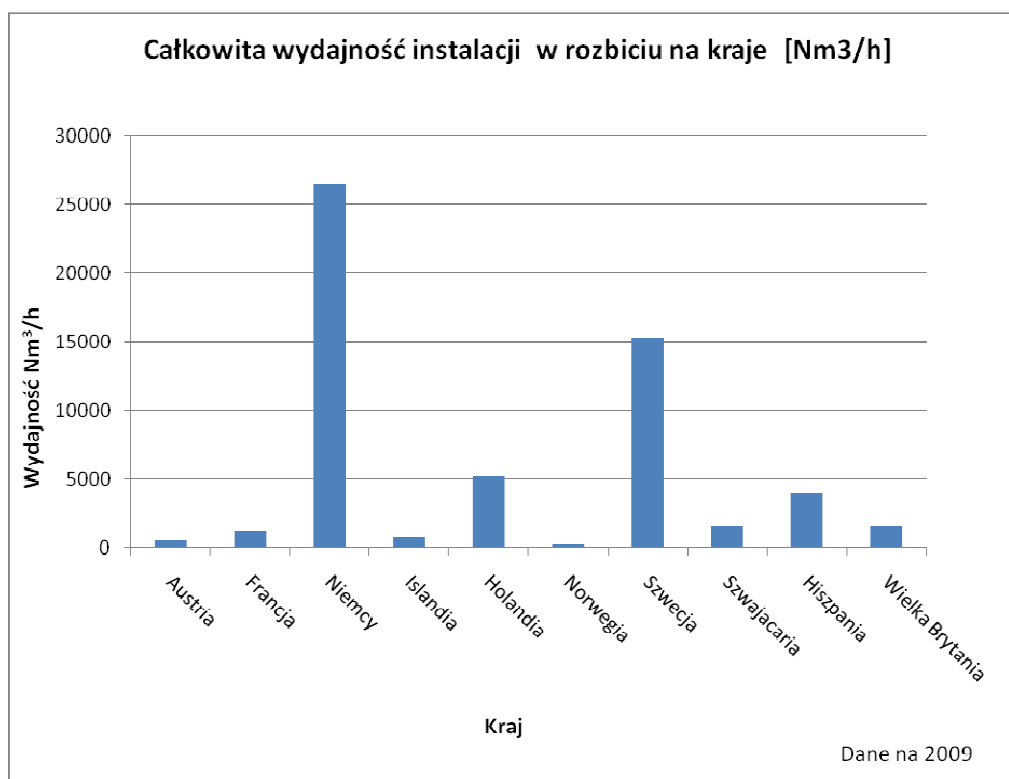
Technologia	Efekt	Stężenie metanu po procesie	Straty metanu
Adsorpcja zmiennociśnieniowa (PSA)	Adsorpcja CO ₂ pod ciśnieniem na węglu aktywnym	> 96%	2-4%
Płuczka wodna	Rozpuszczenie CO ₂ w wodzie pod wysokim ciśnieniem	> 96%	1-3%
Chemiczna absorpcja - płuczka aminowa	Chemiczna reakcja CO ₂ z MEA (monoetanolamina)	> 99%	< 0,1%
Fizyczna absorpcja - wmywanie z zastosowaniem Selexol-®, Rectisol-®, Purisol®	Rozpuszczenie CO ₂ w rozpuszczalniku pod wysokim ciśnieniem	> 96%	ok. 2%
Separacja membranowa	Różna prędkość permeacji molekuł gazowych	> 95%	ok. 2%
Separacja kriogeniczna	Warunki agregacji w zależności od temperatury	> 99%	-

W Europie najczęściej stosowanymi technologiami są adsorpcja zmiennociśnieniowa PSA (33 instalacje) oraz płuczki wodne (32 instalacje). Pozostałe technologie wdrożono w pojedynczych obiektach w Europie. Rysunek 6 przedstawia udział poszczególnych technologii (Beil M. 2010).



Rysunek 6 Ilość instalacji oczyszczania biogazu w rozbiu na technologie.

Kraje w których technologia oczyszczania biogazu znalazła najszersze zastosowanie to Niemcy i Szwecja. Rysunek 8 przedstawia całkowitą wydajność instalacji w rozbiu na kraje (Beil M. 2009).



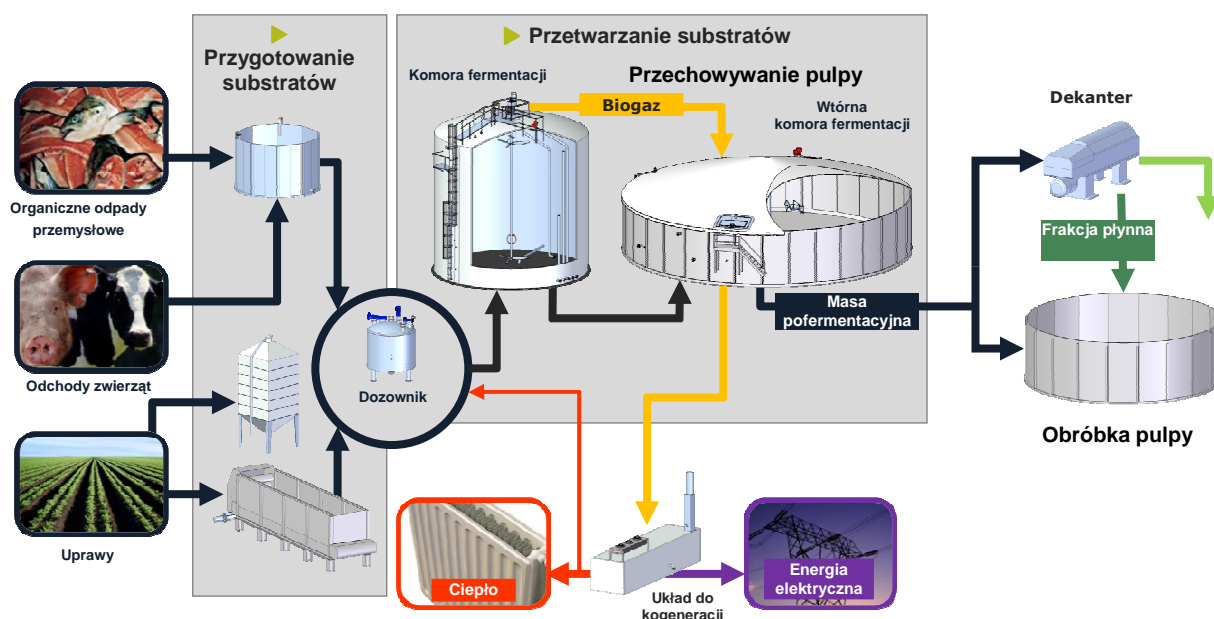
Rysunek 7 Całkowita wydajność instalacji oczyszczania biogazu do biometanu w UE.

Rysunek 7 dowodzi, iż nie tylko kraje posiadające dobrze rozwiniętą sieć przesyłową gazu ziemnego mają możliwość przodowania w technologii oczyszczania biometanu. W Niemczech biometan jest w większości zatłaczany do sieci przesyłowej gazu ziemnego po czym wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej i ciepła w modułach kogeneracyjnych (CHP), natomiast w Szwecji z uwagi na słaby rozwój krajowej sieci przesyłowej dominuje wykorzystywanie lokalne, np. jako paliwo dla aut.

2.3 Charakterystyka elementów ciągu technologicznego produkcji biogazu oraz charakterystyka procesu produkcji biogazu rolniczego.

Charakterystyka elementów ciągu technologicznego biogazowni

Instalacje do produkcji biogazu rolniczego mogą się różnić pod względem doboru poszczególnych elementów ciągu technologicznego, w zależności od lokalnych uwarunkowań, takich jak rodzaj i właściwości zastosowanych substratów, sposób wykorzystania biogazu oraz sposób zagospodarowania masy pofermentacyjnej. Konfiguracja biogazowni, która odbywa się już na etapie planowania i projektowania, zależy w pierwszej kolejności od dostępnych substratów. Rodzaj, ilość i jakość stosowanych substratów (zawartość suchej masy, produktywność metanu, pochodzenie) decyduje o wielkości produkcji biogazu, a także o objętości zbiorników, wielkości urządzeń i instalacji oraz o mocy agregatów do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Schemat typowej instalacji biogazowej przedstawia Rysunek 8.



Rysunek 8 Uproszczony schemat blokowy instalacji do produkcji biogazu rolniczego. (Xergi AS).

Warianty stosowanych opcji technologicznych przedstawia **Tabela 7** zamieszczona na następnym stronie.

Tabela 7 Warianty opcji technologicznych stosowanych w biogazowniach rolniczych. (FNR 2005).

Kryterium	Opcje technologiczne
Liczba etapów procesu technologicznego (rozdzielenie faz fermentacji: hydrolitycznej, acydofilnej, octanogennej, metanogennej)	<ul style="list-style-type: none"> • jednostopniowa (standard) • dwustopniowa (odpady tłuszczowe) • wielostopniowa (substancje trudno rozkładalne)
Temperatura procesu technologicznego	<ul style="list-style-type: none"> • psychrofilowa 10-25°C (nie stosuje się) • mezofilowa 32-42 °C (85% instalacji) • termofilowa 50 - 57°C
Tryb załadunku wsadu	<ul style="list-style-type: none"> • nieciągły (duże znaczenie przy fermentacji suchej) • quasi-ciągły • ciągły (standard)
Zawartość suchej masy w substratach	<ul style="list-style-type: none"> • fermentacja mokra do 16% s.m. (standard) • fermentacja sucha: 16-35% s.m. (technologia w fazie rozwoju)

Dwustopniowy proces fermentacji stosuje się, szczególnie w przypadku dozowania dużej ilości odpadów tłuszczowych, w trakcie rozkładu których środowisko bytowania bakterii może zostać

nadmiernie zakwaszone. Fermentację dwustopniową stosuje się również, jeżeli do fermentora dozowane są substancje trudno rozkładalne, takie jak celuloza, hemiceluloza i lignina. Tabela 8 przedstawia klasyfikację typowych urządzeń i elementów, występujących w większości biogazowni.

Tabela 8 Lista typowych urządzeń, instalacji i budowli wchodzących w skład instalacji biogazowej.

Składowanie i obróbka wstępna materiału wsadowego
<ul style="list-style-type: none"> • Zbiorniki magazynujące • Płyty, rękawy foliowe lub silosy na kiszonkę • Silosy na inny wsad • Zbiornik buforowy na odpady płynne • Zbiornik mieszania • Urządzenie do usuwania piasku z dna zbiorników -wybierak hydrauliczny • Rozdrabniacz do odpadów stałych (macerator) • Tabor samochodowy do przewożenia i załadunku substratów • Stacja załadowcza odpadów • Podnośniki taśmowe/ślimakowe • Waga • Dozownik • Kraty • Sito • Układ do sanitacji (higienizacji/sterylizacji), wymienniki ciepła sterylizatory ciśnieniowe
Komora fermentacyjna
<ul style="list-style-type: none"> • Komora fermentacyjna, (z blachy stalowej, betonowa lub z tworzywa sztucznego, pionowa lub pozioma) • Mieszadło lub inny system mieszający • Detektor i wyłapywacz piany • Miernik poziomu cieczy w komorze • Wziernik • Izolacja termiczna komory • Zadaszenie komory wraz ze zbiornikiem do przechowywania biogazu • System ogrzewania komory
Instalacja wodno-kanalizacyjna
<ul style="list-style-type: none"> • Pompy i armatura • Rurociągi wodne i ściekowe • Przepompownie • Studzienki
Instalacja gazowa
<ul style="list-style-type: none"> • Odwadniacz • Filtry do usuwania H₂S (złoża biologiczne i chemiczne) • Zbiornik na biogaz (nad fermentorem lub wolnostojący) • Ciśnieniomierz • Przerwywacz płomienia • Pochodnia do spalania nadwyżek biogazu • Dmuchawy, sprężarki
System grzewczy
<ul style="list-style-type: none"> • Rurociągi ciepłownicze • Armatura • Wymienniki ciepła • Rozdzielnia ciepła i rurociągi ciepłownicze do odbioru wytworzonego ciepła • Kotły ciepłownicze
Instalacje elektryczne i elektroenergetyczne
<ul style="list-style-type: none"> • Stacja transformatorowa, • Przyłącze do GPZ • Okablowanie • Liczniki pomiarowe • Agregatem do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła • Urządzenia do chłodzenia generatorów • Instalacja elektryczna • Instalacja odgromowa • Instalacja przeciwprzepięciowa
Przechowywanie przefermentowanej biomasy (pulpy)
<ul style="list-style-type: none"> • Zbiornik na osad pofermentacyjny

<ul style="list-style-type: none"> • Laguny • Szczelne przykrycie zbiorników wtórnych
Obróbka pulpy pofermentacyjnej
<ul style="list-style-type: none"> • Urządzenia do suszenia osadu pofermentacyjnego • Dekanter • Prasa • Układ do filtracji lub odwróconej osmozy
Przygotowywanie i obróbka nawozu
<ul style="list-style-type: none"> • Urządzenie do granulacji nawozu • Tabor samochodowy: wtryskiwarka płynnego nawozu do gruntu
Inne
<ul style="list-style-type: none"> • Budynki (maszynownia, hale, budynek socjalny) • Aparatura kontrolno pomiarowa • Laboratorium analityczne • Infrastruktura (przyłącza) i drogi.
Instalacje do zatłaczania biogazu do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego
<ul style="list-style-type: none"> • Instalacja do oczyszczania biogazu do wysokich standardów • Rurociągi

Poniżej podano opis wybranych, najbardziej istotnych elementów typowego ciągu technologicznego biogazowni rolniczej, w tym sposób działania najważniejszych, wchodzących w jego skład urządzeń oraz instalacji.

Przechowywanie i przygotowanie materiału wsadowego

W zbiorniku wstępnym, służącym do magazynowania surowców, mogą być składowane odpady organiczne lub odchody zwierzęce, które dalej podawane są do komory mieszania a następnie do komory fermentacji. Niektóre substraty o małym uwodnieniu, jak np. kiszonka kukurydzy, składowane są w przyzmach pod przykryciem foliowym a następnie dozowane są do zbiornika mieszania przy pomocy podajnika taśmowego. Średni okres magazynowa dla kiszonki, np. w rękawie foliowym, to 12 miesięcy, zakładając że zbiory mają miejsce we wrześniu. Inne odpady o większym uwodnieniu, przed zadaniem do komory mieszania, magazynuje się w zbiornikach wstępnych, wykonanych z żelbetu (czas gromadzenia odpadów to kilka dni). Zbiorniki, w zależności od składowanego materiału, mogą być wykonane z betonu, żelbetu, stali lub tworzyw sztucznych oraz mogą występować w formie zbiorników zagłębionych lub nie zagłębionych. W niektórych biogazowniach stosowany jest tzw. zbiornik wstępnego mieszania gdzie przygotowana jest mieszanina substratów jako wsad do komory na kolejne 24 godziny i zadawana do komory partiami co 2-3 godziny. Możliwe jest pominięcie zbiornika mieszania i zadawanie poszczególnych substratów bezpośrednio do komory (np. kiszonki kukurydzy).

Jeżeli w procesie stosowany jest niejednorodny materiał, musi być on przepuszczony przez kraty bądź sita oraz macerator (rozdrabniacz). Biomasa przed zastosowaniem w procesie jest rozdrabniana za pomocą maceratora (zwanego też mikserem lub rozdrabniaczem), co prowadzi do ujednoczenia materiału wsadowego, niezbędnego dla poprawności przebiegu fermentacji. W przypadku zastosowania odchodów kurzych należy również usuwać piasek z dna komory za pomocą np. wybieraka hydraulicznego.

Niektóre odpady organiczne stosowane w procesie fermentacji jako substrat (m.in. odpady poubojowe oraz odpady kuchenne) mogą stanowić źródło patogenów, stwarzających zagrożenie chorobotwórcze dla ludzi i zwierząt. Z tego względu odpady te przed wymieszaniem z resztą wsadu należy poddać rozdrobnieniu oraz obróbce termiczno-ciśnieniowej. Zgodnie z procedurą sanitacji opisaną w rozdziale 4, substraty dla których wymagana jest higienizacja lub sterylizacja trafiają najpierw do odpowiedniej komory, w której poddawane są obróbce termicznej w temp. 70°C lub 133°C oraz działaniu odpowiedniego ciśnienia w określonym przedziale czasowym oraz ewentualnemu rozdrabnianiu w zależności od kategorii odpadów.

Proces fermentacji

Ze zbiornika mieszania biomasa o różnym stopniu uwodnienia przepompowywana jest do komory fermentacyjnej (zwanej też bioreaktorem lub fermentorem), w której zachodzi proces rozkładu materiału wsadowego oraz produkcja biogazu. Aby zapewnić prawidłowy przebieg procesu, reaktor powinien być szczelny oraz posiadać dobrą izolację termiczną, ograniczającą straty ciepła procesowego. Komory fermentacyjne mogą być wykonane z blachy, żelbetu lub tworzyw sztucznych. Reaktory posiadają najczęściej kształt cylindryczny, mogą być zagłębione w ziemi, wolnostojące lub ułożone poziomo na fundamentach. Składają się z komory z izolacją termiczną, systemu grzewczego, mieszadeł oraz systemów służących do wygarniania sedymentów i odprowadzania przefermentowanej biomasy. Ponadto fermentory posiadają: detektor i wyłącznik piany, ujęcie gazu, rurociągi przelewowe, miernik poziomu cieczy oraz zawory bezpieczeństwa. W fermentacji suchej stosowane są również zbiorniki garażowe.

Wydajność procesu fermentacji podnosi efektywne mieszanie. Układ mieszania stanowią zazwyczaj mieszadła mechaniczne lub pompy hydrauliczne umieszczone wewnątrz komory fermentacyjnej, przy czym pompy mogą również być zainstalowane na zewnątrz komory. Mieszanie hydrauliczne polega na włączaniu skompresowanego biogazu do zbiornika, co powoduje powstawanie bąbelków gazu, wymuszających mieszanie zawartości komory fermentacyjnej.

Podgrzewanie materiału wsadowego odbywa się za pomocą wymienników ciepła i zapewnia odpowiednią i stabilną temperaturę procesu. Stosuje się wymienniki zewnętrzne i wewnętrzne. Wymienniki ciepła mogą być również wbudowane w ściany lub dno komory. Jeżeli wymagane jest rozcieńczenie biomasy, materiał wsadowy może być podgrzewany również przez dodawanie gorącej wody. Niektóre surowce do produkcji biogazu, z uwagi na większą gęstość, wymagają podgrzewania już na etapie zbiornika magazynującego.

Zbieranie i przetwarzanie biogazu

Wyróżniamy dwa podstawowe typy zbiorników na biogaz: mokre i suche. Zbiorniki mokre, które są tańszym rozwiązaniem, instalowane są bezpośrednio nad komorą fermentacji, gdzie zbierany jest biogaz z bieżącej produkcji. Natomiast zbiorniki suche stanowią oddzielne konstrukcje, do których przesyłany jest biogaz z komory fermentacyjnej i przechowywany do czasu wystąpienia zapotrzebowania na odbiór paliwa lub energii. Zbiorniki wykonywane są z tworzyw sztucznych, bądź gumy i mogą mieć kształt balonu, lub poduszki.

Zbiornik na biogaz powinien być wyposażony w hydrauliczne i elektryczne zabezpieczenia przed nagłymi różnicami ciśnienia, dmuchawę (sprężarkę) do transportu biogazu ze zbiornika, pochodnię do spalania nadwyżek biogazu, przerywacz płomienia, który zapobiega przedostaniu się ognia do wnętrza instalacji, ciśnieniomierze, oraz licznik gazu do pomiaru ilości wyprodukowanego biogazu.

Przed wykorzystaniem na cele energetyczne biogaz musi zostać oczyszczony z domieszek (w szczególności siarkowodoru), które mogą powodować korozję i uszkodzenia rurociągów lub urządzeń wykorzystujących biogaz do produkcji energii. Stężenie siarkowodoru w biogazie może osiągnąć 3.000 ppm, powodując korozję urządzeń, dlatego należy je zredukować co najmniej do poziomu 700 ppm. Średnie stężenie H₂S po oczyszczeniu dla biogazowni niemieckich wynosi 200 ppm (FNR 2005). Jedną z powszechnie stosowanych metod odsiarczania jest przepuszczanie biogazu przez złożo biologiczne z dodatkiem powietrza. Innym sposobem jest przepuszczenie biogazu przez zbiornik wypełniony rudą darniową. Stosuje się również kolumny filtracyjne ze związkami żelaza, węgla aktywnego i innych substancji. Biogaz wychodzący z ogrzanej komory fermentacyjnej zawiera znaczną ilość pary wodnej, którą można usunąć przez zainstalowanie odwadniaczy.

Wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła i gazu

Biogaz wytworzony w komorze fermentacyjnej może być przetworzony na energię lub oczyszczony do postaci biometanu i wprowadzony do sieci dystrybucyjnej gazowej. Z biogazu można pozyskać:

- energię elektryczną,
- ciepło – w kotłach gazowych,
- energię elektryczną i ciepło – w agregatach kogeneracyjnych, służących do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, co jest najpowszechniejszą metodą energetycznego wykorzystania biogazu,
- biogaz z przeznaczeniem do zatłaczania do sieci dystrybucyjnej gazowej.

Zastosowanie agregatu do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, zapewnia wyższą sprawność całego układu, pozwalając na produkcję energii w sposób bardziej ekonomiczny. Sprawność pozyskania energii elektrycznej w najnowszych agregatach mieści się w granicach 30-40% a sprawność odzysku ciepła wynosi 40-44%, co pozwala na uzyskanie całkowitej sprawności wykorzystania paliwa rzędu 80-85%. Sprawność agregatu należy do najważniejszych charakterystyk podawanych przez producenta urządzenia. Wraz ze wzrostem elektrycznej mocy zainstalowanej instalacji, zwiększają się także współczynniki sprawności. Rzeczywista sprawność urządzeń zainstalowanych w biogazowniach może być niższa niż podawana przez producenta sprawność urządzeń produkowanych z przeznaczeniem do elektrociepłowni blokowych, z uwagi na pracę przy niepełnym obciążeniu, oraz zastosowanie biogazu o niższej wartości opałowej w porównaniu do gazu ziemnego, jako zasadniczego paliwa, branego pod uwagę przez konstruktorów silników. Ponadto dokumentacja techniczna urządzeń podaje zazwyczaj charakterystyki, opracowane przy zastosowaniu gazu ziemnego w warunkach znormalizowanych, na stanowisku badawczym.

Ważnym elementem infrastruktury biogazowni jest tzw. trafostacja, umożliwiająca przekazywanie wyprodukowanej energii elektrycznej do głównego punktu zasilającego (GPZ), będącego własnością lokalnego operatora systemu dystrybucji energią.

Jeżeli w najbliższym sąsiedztwie biogazowni możliwy jest odbiór ciepła, należy rozważyć możliwość budowy ciepłociągu. Jest to rozwiązanie kosztowne a opłacalność zależy od czynników takich jak: wielkość sprzedaży ciepła oraz odległość od najbliższych odbiorców. Jeżeli odległość od potencjalnych odbiorców ciepła jest zbyt duża i ciepłociąg okaże się nierentownym, można biogaz przesyłać gazociągiem do miejsca lokalnego zapotrzebowania, co jest tańszym rozwiązaniem umożliwiającym przetwarzanie biogazu na energię elektryczną i ciepło bezpośrednio u odbiorców tych końcowych nośników energii.

Obróbka masy (pulpy) pofermentacyjnej

Osad pofermentacyjny może być wykorzystywany nawozowo tylko w określonych przez ustawodawcę terminach. W związku z tym zachodzi potrzeba jego magazynowania w zbiornikach lub lagunach przez okres do ok. 6 miesięcy. W zbiornikach lub lagunach na osad proces fermentacji, choć z mniejszą wydajnością, zachodzi nadal dlatego powinny być pokryte gazoszczelną membraną, dzięki czemu można zwiększyć o 3-4 % całkowitą produkcję biogazu. Zbiorniki na osad pofermentacyjny, w których jest odzyskiwany dodatkowy biogaz nazywane są komorami wtórnej fermentacji.

Nawozy pozyskiwane z osadu pofermentacyjnego mogą być stosowane w postaci półpłynnej lub stałej. Jeżeli jednak przy przetwarzaniu znacznej ilości odpadów zachodzi konieczność magazynowania pofermentu, z uwagi na potrzebę zmniejszenia objętości zbiorników, niezbędny może okazać się rozdział faz na frakcje stałą – nawóz i mokrą – odciek, który jest zazwyczaj zwracany do biogazowni. Rozdział frakcji może odbywać się za pomocą metod fizycznych (sedymentacja, suszenie w szklarniach, filtracja membranowa), lub mechanicznych (wirówki, prasy) lub termiczno-ciśnieniowych (odparowanie). Zastosowanie nawozu w postaci osadu pofermentacyjnego wymaga odpowiedniego sprzętu zapewniającego jego dozowanie bezpośrednio do gleby.

Sterowanie, kontrola i monitoring procesu

Biogazownia jest wyposażona w zintegrowany system automatycznego sterowania, obejmujący napędy rozdrabniacza, maceratora, podajnika, mieszadeł w komorze fermentacyjnej, pomp do przepompowywania substratów oraz wody. Ponadto powinna być wyposażona w aparaturę kontrolno-pomiarową, umożliwiającą ciągłą kontrolę podstawowych wskaźników poprawności procesu technologicznego. Monitoring procesu powinien obejmować:

- rodzaj oraz ilości materiału wsadowego,
- temperaturę procesu,
- wartość pH,
- ilość i skład biogazu,
- poziom napełnienia,
- system wczesnego ostrzegania przed niebezpieczeństwem wybuchu.

Dodatkowymi parametrami, które warto monitorować, ponieważ należą do wskaźników wczesnego ostrzegania o nieprawidłowościach pracy biogazowni są: zawartość lotnych kwasów tłuszczowych, potencjał REDOX oraz zawartość NH_3 . Monitoring i automatyzacja ciągu technologicznego, umożliwi efektywnie zarządzanie pracą biogazowni i kontrolę wszystkich procesów. Układ sterowania instalacją biogazową jest odzwierciedleniem ciągu technologicznego biogazowni i jest projektowany oraz wykonywany indywidualnie dla każdej instalacji i może mieć różny stopień zaawansowania (od szafy sterowniczej do pełnej wizualizacji komputerowej).

2.4 Surowce do produkcji biogazu z uwzględnieniem produktów ubocznych pochodzenia rolniczego, upraw energetycznych i innych

Biogazownie rolnicze mogą przetwarzać wsad składający się z mieszaniny odpadów organicznych o różnych właściwościach i pochodzeniu. Jeżeli wsad biogazowni to mieszanina kilku substratów mamy do czynienia z tzw. kofermentacją. Zróżnicowanie substratów sprzyja zarówno uzyskaniu lepszych parametrów samego procesu, jak również zwiększa bezpieczeństwo dostaw surowca dla biogazowni. Nowoczesne biogazownie mogą również przetwarzać pojedyncze substraty w procesie tzw. monofermentacji, jednak jest to rozwiązanie obecnie rzadko stosowane. Substraty do produkcji biogazu powinny być dobierane pod kątem maksymalizacji uzysków biogazu, jak również stabilności procesu fermentacji i możliwości wykorzystania powstałej masy pofermentacyjnej.

W biogazowniach obecnie realizowanych w Polsce najczęściej spotykane są instalacje wykorzystujące proces kofermentacji odchodów zwierzęcych z produktami ubocznymi pochodzenia rolniczego lub roślinami energetycznymi. Właściwa kompozycja mieszaniny substratów, którą poprzedzić powinny próby fermentacyjne w skali laboratoryjnej, zapewnia wysokie uzyski biogazu oraz stabilność procesu. Z doświadczeń eksploatacyjnych dotychczas zrealizowanych instalacji wynika, że celowe jest uzupełnianie odchodów zwierzęcych innymi substratami o większej zawartości suchej masy organicznej w jednostce masy/objętości odpadów i wysokiej wartości energetycznej, co wpływa na wzrost produkcji biogazu a zarazem efektywności ekonomicznej procesu fermentacji.

Tabela 9 przedstawia charakterystykę przykładowych substratów, powszechnie wykorzystywane do produkcji biogazu. Jest to wybór obecnie najbardziej w Polsce popularnych i najczęściej rozważanych przez inwestorów biogazowni, substancji organicznych, pochodzący z atlasu substratów obejmującego ok. 200 pozycji, ocenionych pod kątem przydatności do pozyskiwania biogazu (EU Agrobiogas 2010).

Tabela 9 Charakterystyka wybranych substratów wraz z potencjałem produkcji biogazu.

Nazwa substratu		Procentowa zawartość suchej masy w t substratu	Procentowa zawartość suchej masy organicznej w zawartości suchej masy	Produkcja metanu / t s.m.o.
		% wsadu	% s.m.o.	m ³ /t s.m.o.
Odpady z hodowli zwierzęcej	Gnojowica bydłęca	9,5	77,4	222,5
	Gnojowica świńska	6,6	76,1	301,0
	Odchody drobiowe mokre ze ściółką	15,1	75,6	320,0
	Odchody drobiowe podsuszone	30,0	72,7	230,0
	Odchody indycze	15,1	75,6	320,0
	Gnojowica krów mlecznych	8,5	85,5	154,0
	Gnojówka	2,1	60,0	222,5
Odpady poubojowe	Osady poflotacyjne z rzeźni	14,6	90,6	680,0
	Zawartość żołądków bydłęcych	15,0	84,0	264,0
	Odseparowana tkanka tłuszczowa	34,3	49,1	700,0
Rośliny energetyczne i odpady rolnicze	Słoma	87,5	87,0	387,5
	Trawa – kiszonka	40,3	83,4	396,6
	Trawa	11,7	88,0	587,5
	Siano	87,8	89,6	417,9
	Ziemniaki – liście	25,0	79,0	587,5
	Kukurydza – kiszonka	32,6	90,8	317,6
	Bób – kiszonka	24,1	88,6	291,0
	Rzepak – kiszonka	50,8	87,6	376,5
	Burak pastewny	13,5	85,0	546,6
	Burak cukrowy	23,0	92,5	444,0
	Cebula	12,9	94,8	360,3
Przetwórstwo spożywcze	Odpady i resztki owoców	45,0	61,5	400,0
	Odpady i pozostałości warzyw	13,6	80,2	370,0
	Melasa	81,7	92,5	301,6
	Wysłodziny browarnicze	20,5	81,2	545,1
	Wywar pogorzelniany ziemniaczany	13,6	89,5	387,7
	Odpady z produkcji oleju	78,8	97,0	600,0
	Serwatka	5,4	86,0	383,3
	Odpady z produkcji serów	79,3	94,0	610,2
	Odpady piekarnicze	87,7	97,1	403,4

Poniżej omówiono najważniejsze z grup dostępnych substratów, szeroko wykorzystywanych w Polsce.

Produkty uboczne i pozostałości rolnictwa oraz odpady przemysłowe

Do produkcji biogazu rolniczego, oprócz surowców rolniczych, mogą być stosowane produkty uboczne rolnictwa, płynne lub stałe odchody zwierzęce, produkty uboczne lub pozostałości przemysłu rolno-spożywczego lub biomasy leśnej.

Tabela 10 Klasyfikacja surowców do produkcji biogazu rolniczego (poza surowcami rolniczymi).

Produkty uboczne i pozostałości rolnictwa:	Odpady przemysłowe:
<ul style="list-style-type: none"> • odchody zwierząt • odpady z hodowli roślin • ściinki trawy i odpady ogrodnicze • pozostałości produktów spożywczych 	<ul style="list-style-type: none"> • przemysłu rolno-spożywczego: <ul style="list-style-type: none"> - owocowo-warzywnego, - mleczarskiego, - piekarniczego, - cukrowniczego, - gorzelnianego, - mięsnego.

Głównym substratem do produkcji biogazu rolniczego jest gnojowica, będąca mieszaniną kału i moczu zwierząt gospodarskich wraz z wodą. W zależności od gatunku zwierząt, sposobu karmienia i ilości zużytej wody gnojowica może posiadać zróżnicowane właściwości. Substancje organiczne charakteryzują się odmiennym tempem rozkładu i ilości biogazu, powstającego w wyniku ich rozkładu. Odchody zwierzęce charakteryzują się mniejszym potencjałem produktywności biogazu w porównaniu do odpadów organicznych o pochodzeniu przemysłowym i roślin energetycznych.

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące produkcji odchodów przez bydło, trzodę i drób oraz charakterystyczny dla nich potencjał produkcji biogazu.

Tabela 11 Dane empiryczne dotyczące parametrów surowców oraz produktywności z nich biogazu rolniczego z odchodów zwierzęcych. (Schulz H., Eder B. 2001).

Parametr	Jednostka	Bydło		Trzoda chlewna		Drób	
		Obornik	Gnojowica	Obornik	Gnojowica	Obornik	Gnojowica
s.m.	t s.m./t odpadów	0,237	0,095	0,238	0,066	0,303	0,15
s.m.o.	t s.m.o./t s.m.	0,764	0,774	0,799	0,761	0,727	0,756
s.m.o. / DJP	kg s.m.o./DJP/d	3-5,4 średnio: 4,2		2,5-4 średnio: 3,3		5,5- 10 średnio: 7,78	
Produkcja biogazu	m ³ /t s.m.o	249,4	225,5	228,0	301,0	230,0	320,0
Produkcja biogazu	m ³ /DJP/d	1,5-2,9 średnio: 2,2	0,56-1,5 średnio: 1,03	0,6-1,25 średnio: 0,93		3,5-4,0 średnio: 3,75	

Oznaczenia:

DJP - duża jednostka przeliczeniowa inwentarza, odpowiada zwierzęciu o masie 500 kg

s.m. - zawartość suchej masy

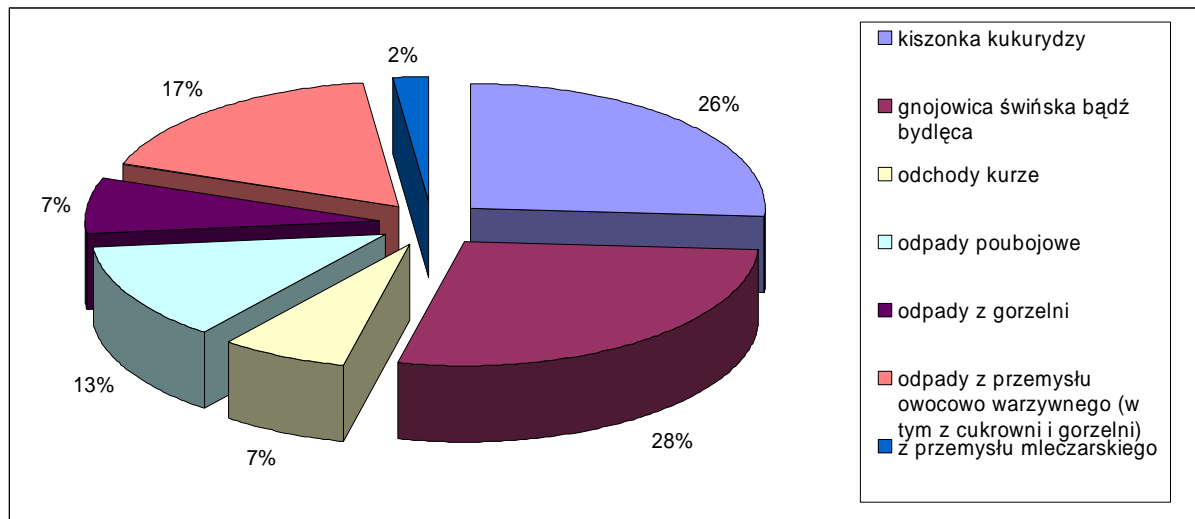
s.m.o. - zawartość suchej masy organicznej

s.m.o. /DJP - zawartość s.m.o. w przeliczeniu na duże jednostki przeliczeniowe

Istotną grupę wśród substratów w biogazowniach, rozważanych przez inwestorów w Polsce, stanowią odpady z przetwórstwa mięsnego i rzeźni. O atrakcyjności pozyskania odpadów poubojowych do produkcji biogazu decyduje przede wszystkim możliwość bezpłatnego ich pozyskania od zakładów mięsnych i masarni, które zobowiązane są do ich utylizacji. Obecnie działające zakłady przetwórstwa mięsnego w kraju, które nie posiadają własnych obiektów utylizacyjnych, mogą być zainteresowane utylizacją odpadów w biogazowniach ze względu na niższy koszt takiej usługi w porównaniu z wyspecjalizowanymi zakładami utylizacyjnymi. Z doświadczeń niemieckich wynika jednak, że wraz ze wzrostem konkurencji na rynku biogazu i substratów do biogazowni, firmy generujące odpady, posiadające instalację do higienizacji oraz rozdrabniania substratów mogą sprzedawać biogazownią odpady po wstępnej obróbce, już jako substraty wysokiej

jakości. Ponadto należy pamiętać, iż możliwość wykorzystania w procesie produkcji biogazu odpadów z przetwórstwa mięsnego i rzeźni, nakłada obowiązek ich sanitacji – a więc generuje dodatkowe koszty związane z budową specjalistycznej instalacji.

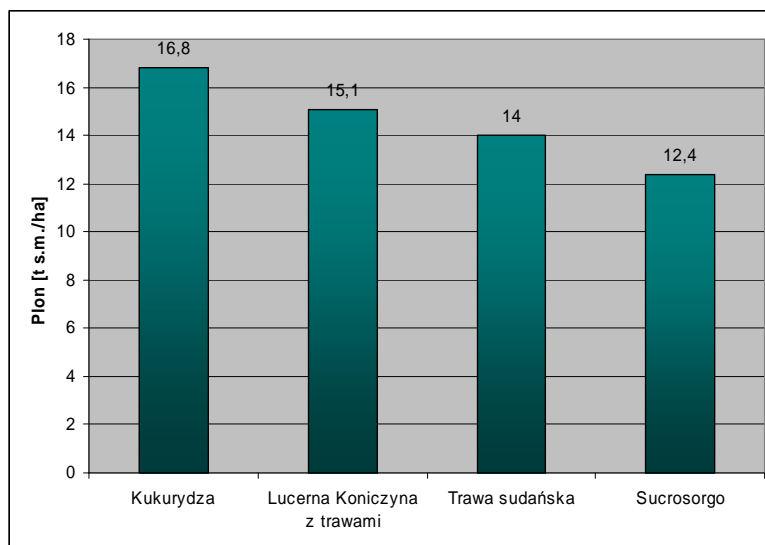
Poniższy przedstawia wyniki analiz Instytutu Energetyki Odnawialnej nt. preferencji deweloperów i inwestorów planowanych biogazowni dotyczące substratów. Z analiz wynika, że największym zainteresowaniem cieszyć się będą odpady, w tym dochody zwierzęce oraz odpady z przemysłu rolno-spożywczego.



Rysunek 9 Udział poszczególnych rodzajów substratów rozważanych we wsadzie do planowanych biogazowni w 2010 roku - dane własne IEO.

Celowe uprawy energetyczne

Obecnie coraz większe zastosowanie w produkcji biogazu, w szczególności w Niemczech, znajdują uprawy celowe roślin energetycznych. Najszersze zastosowanie ma w tym przypadku kukurydza pod postacią kiszonki. Ponadto mogą być stosowane: trawa, koniczyna, ziemniaki, kukurydza, bób, żyto, burak pastewny, buraki cukrowe, cebula, gorczyca, groch, kalarepa, kapusta, kalafior, pszenica, owies, jęczmień, sorgo, rzepak, dynia, słonecznik. Rośliny te mogą być stosowane pod postacią całych roślin; osobno: owoców, bulw lub liści, jak również nasion tych roślin lub też roślin po przetworzeniu w formie kiszonki lub słomy. Od strony technologicznej dobre właściwości i wysoką wydajność zapewnia stosowanie kiszonek kukurydzy, słonecznika, trawy oraz *Sucrosorgo*.



Rysunek 10 Plony biomasy roślin przeznaczonych do kiszenia. (Syngenta Seeds 2009).

Wśród gatunków wykorzystywanych do produkcji biogazu na rynku niemieckim dominuje kukurydza (90% udziału). Kukurydza w postaci kiszonki do produkcji biogazu jest najczęściej stosowana z uwagi na następujące czynniki:

- wysoką wydajność produkcji biogazu w porównaniu do innych roślin zbożowych,
- mniejsze koszty pozyskania w porównaniu z innymi uprawami,
- brak konieczności zmiany dotychczas stosowanej techniki uprawy i zbioru,
- łatwe, długookresowe magazynowanie.

Przy doborze odmiany kukurydzy do produkcji biogazu należy uwzględnić:

- klasę wczesności, która wpływa na termin zbioru oraz zawartość suchej masy,
- wysokość plonu suchej masy,
- wydajność produkcji biogazu.

Głównym kryterium oceny przydatności kiszonki z kukurydzy, przeznaczonej na biogaz, jest sucha masa, ponieważ nie opracowano jeszcze innych szybkich metod do oceny jakościowej. Właściwy czas zbioru kukurydzy (tzw. wczesność odmiany), wpływa na zawartość suchej masy (s.m.), która powinna mieścić się w granicach od 28% do 35%. Zawartość s.m. poniżej 28% przyczynia się do zwiększonych strat związanych z wyciekami soku, natomiast przy wyraźnym przekroczeniu zawartości s.m. powyżej 35%, prawidłowe ugniecenie w celu dłuższego przechowywania kiszonki jest niemożliwe. W szczególności:

- wczesna (dopasowana do rejonu uprawy) odmiana będzie zbierana przy 33% s.m.; późna odmiana będzie zbierana przy 27,5% s.m.,
- wczesna odmiana daje plon s.m. 16,5 t/ha przy 50 t/ha świeżej masy,
- późna odmiana daje o 4% więcej plonu s.m., tj. 17,2 t/ha przy 62,5 t/ha świeżej masy.

Planując produkcję kiszonki na biogaz należy uwzględnić, że dla późniejszych odmian trzeba zabezpieczyć o 25% większą pojemność na potrzeby zakiszania. Dla późnych odmian wzrastają też koszty nawozowego wykorzystania produktu pofermentacyjnego o min. 20% z powodu wyższego o min. 20% uwodnienia surowca. Niekorzystną konsekwencją uprawy późnej odmiany są także mniejsze plony następnych upraw, ze względu na opóźnienie zabiegów agrotechnicznych jesienią i duże nakłady wynikające z niekorzystnych warunków glebowych w późniejszych terminach agrotechnicznych. Im dalej na północ i im chłodniejszy klimat w danej lokalizacji, tym bardziej ujawniają się zalety odmian wczesnych. Wybór później dojrzewających odmian nie zapewnia automatycznie wyższych plonów. Wieloletnie doświadczenia z odmianami kukurydzy na biogaz wykazują, że najlepsze plony osiągane są przez odpowiednio dobrane do stanowiska odmiany, osiągające fazę pełnej dojrzałości.

3 Etapy procesu inwestycyjnego budowy biogazowni rolniczej

Rozdział poprzedni opisuje technologię produkcji biogazu z wykorzystaniem odpowiednich substratów oraz rozwiązania technologiczne, które mogą zostać wybrane do realizacji konkretnego przedsięwzięcia. Rozwijając projekt biogazowni rolniczej od teorii należy przejść do praktyki i **identyfikując zakres projektu** wybrać najbardziej optymalne dla danej lokalizacji rozwiązanie. Kolejnym etapem będzie **uzyskanie niezbędnych pozwoleń**, w tym istotnych dla instytucji finansujących: tytułu prawnego do inwestycji, decyzji środowiskowej, lokalizacyjnej a w dalszej kolejności pozwolenia na budowę wraz z uzgodnieniami, podpisanie niezbędnych umów realizacyjnych (bez tych dokumentów nie będzie możliwe aplikowanie po środki na budowę biogazowni). Ważne są również procedury formalno-prawne na etapie **budowy, rozruchu i oddania obiektu do użytkowania**. Kolejność oraz czas trwania poszczególnych etapów ujęte są na wykresie Gantta na końcu niniejszego rozdziału.

- **Identyfikacja zakresu projektu**

Realizacja biogazowni rolniczej przebiega według sekwencji określanej jako cykl projektu, który obejmuje: planowanie, identyfikację, opracowanie biznes planu, finansowanie oraz wdrożenie (budowa i przekazanie w użytkowanie). Na etapie identyfikacji inwestycji należy rozważyć opcje technologiczne, organizacyjne, formę prawną realizacji oraz koncepcję jej finansowania. Przede wszystkim jednak o wyborze wariantu inwestycji zadecydują kwestie ekonomiczne – inwestor, w określonych uwarunkowaniach zewnętrznych, podejmie się realizacji wariantu najbardziej optymalnego pod względem finansowym i mikroekonomicznym. Na wstępie niezbędna jest analiza różnych dostępnych wariantów/opcji inwestycji a następnie dokonanie ostatecznego wyboru takiego zakresu projektu, który pozwoli w sposób optymalny osiągnąć zakładane efekty. Elementy poprawnie przeprowadzonej identyfikacji to: wybór lokalizacji, analiza opcji technologicznych, analiza ryzyka prawnego, wstępna analiza opłacalności oraz pełne studium wykonalności (dla dużych projektów). Deweloper zewnętrzny dokonuje wyboru lokalizacji ale rolnik w zasadzie nie wybiera tylko ocenia możliwości realizacji projektu. Lokalizacja w dużej mierze decyduje o powodzeniu i opłacalności inwestycji. Przy ocenie terenu pod biogazownię należy brać pod uwagę poniżej przedstawione uwarunkowania.

Możliwości pozyskania substratów

Identyfikację zakresu projektu rozpoczynamy od analizy substratów: ich dostępności, możliwości zapewnienia dostaw oraz oceny produktywności biogazu. Konieczne jest sprawdzenie ilości lokalnie dostępnych substratów lub możliwości dowożenia z odległości do kilkudziesięciu kilometrów, ustalenie całego łańcucha zaopatrzenia i obróbki biomasy oraz rodzaju i ilości substratów dostarczanych do biogazowni w podziale na miesiące. Korzystne na tym etapie jest podpisywanie umów przedwstępnych lub uzyskanie promesy dostaw. Przy zastosowaniu upraw energetycznych należy określić dostępny areal i klasę gruntów przeznaczonych pod ich uprawę. W przypadku gdy substraty będą dowożone należy ocenić dostępność/konieczności rozbudowy lokalnych dróg.

Typowe biogazownie rolnicze pracują na mieszance odchodów zwierzęcych (gnojowica, ewentualnie obornik) oraz materiałów roślinnych (głównie kiszonki kukurydzy). Dlatego decydując się na daną lokalizację i wykorzystanie dostępnych dla niej substratów, oprócz uwzględnienia własnych substratów, warto nawiązać kontakty z fermami, lokalnymi przedsiębiorcami zainteresowanymi zagospodarowaniem powstałych odpadów przemysłowych czy też rolnikami dysponującymi dużym arealem upraw i chętnymi do przeznaczenia części pól pod uprawy na cele energetyczne lub posiadającymi produkty uboczne i pozostałości produkcji rolnej lub przetwórstwa rolno-spożywczego. Zwiększoną produkcję biogazu można uzyskać również w przypadku zastosowania jako substratu odpadów, które zazwyczaj można pozyskać bezkosztowo, a w określonych przypadkach nawet pobierać opłaty za ich przyjmowanie (np. utylizacja niektórych grup odpadów poubojowych). Wykorzystanie takich odpadów do fermentacji znacznie poprawia ekonomikę biogazowni, ponieważ

charakteryzują się one większą produktywnością biogazu. Wstępne plany wykorzystania substratów należy również poddać analizie od strony prawnej (np. opcję fermentacji odpadów niebezpiecznych i możliwość ich wykorzystania jako nawozu) oraz dokonać porównawczej oceny kosztów ich pozyskania.

Ocena własnej lub wybór zewnętrznej lokalizacji

Ważne jest usytuowanie sąsiednich działek oraz wielkość niezbędnego terenu (wielkość zależy zarówno od mocy biogazowni jak również przyjętych rozwiązań technologicznych) z możliwością ew. poszerzenia poprzez zakup/dzierżawę dodatkowych gruntów, odizolowanie działki poprzez stworzenie specjalnych pasów zieleni. Należy również pamiętać, iż zgodnie z istniejącymi przepisami biogazownia powinna być ogrodzona. Ponadto, rozmiary działki wpływają również na inne ważne elementy realizowanej inwestycji, takie jak wielkość zbiorników do przechowywania substratów oraz zbiorników do przechowywania masy pofermentacyjnej.

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:

- 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 na służebność pod infrastrukturę liniową gdy przechodzi ona przez inne, nie należące do inwestora tereny.
- 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.
- Jeżeli nieruchomość przeznaczona pod biogazownię nie posiada zjazdów lub posiada je w miejscach nie spełniających potrzeb inwestycji musimy wystąpić do zarządcy drogi o pozwolenie na zjazdy z drogi publicznej na działki przeznaczone pod inwestycję.

Infrastruktura

Ważna jest przede wszystkim dostępność do sieci elektroenergetycznej, gazowej, sieci wodociągowej i kanalizacyjnej czy komunikacji drogowej. W przypadku braku sieci wod-kan. alternatywą jest wyposażenie inwestycji we własne ujęcie wody oraz własną instalację odprowadzającą ścieki. Szczególnie ważny jest dostęp do sieci energetycznej z możliwością uzyskania warunków przyłączeniowych. Pierwszy czynnik - to odległość od najbliższego GPZ, stacji transformatorowej, odpowiednich do mocy planowanej biogazowni. Koszt wybudowania kilometra linii średniego napięcia (SN) to kilkadziesiąt tysięcy złotych, tymczasem najbliższy GPZ może znajdować się kilkanaście kilometrów dalej. Kolejna kwestia to czy operator sieci dystrybucyjnej dysponuje wolnymi mocami przyłączeniowymi dla danego GPZ. Wiele z takich punktów było już zablokowanych przez planowane inne źródła w tym farmy wiatrowe. Przeprowadzona nowelizacja Prawa Energetycznego zakłada uwolnienie części zdolności przyłączeniowych w związku z koniecznością wniesienia zaliczek, co powinno spowodować wyłonienie się projektów bardziej realistycznych.

Efektywność ekonomiczna biogazowni znacznie zwiększa się, gdy istnieje możliwość sprzedaży nadmiaru ciepła wyprodukowanego w procesie kogeneracji. Wobec tego kolejnym krokiem będzie analiza możliwości odbioru ciepła. Szczególnie korzystne i jednocześnie trudne w wielu lokalizacjach jest zagwarantowanie odbioru ciepła w okresie letnim przez odbiorcę przemysłowego (np. mleczarnia) lub rolniczego (np. suszenie drewna czy ziaren zbóż). Należy również dokonać oceny uzbrojenia terenu i ew. istniejącej infrastruktury ciepłowniczej oraz możliwości lokalnego wykorzystania nadwyżki wyprodukowanego ciepła (w praktyce opłacalne na niewielkich odległościach).

Na terenach przemysłowych należy przeprowadzić inwentaryzację istniejącej infrastruktury, którą można by zaadaptować na potrzeby biogazowni, obejmującą m.in. budynki i budowle oraz uzbrojenie terenu (przyłącza, infrastrukturę liniową). Dodatkowym atutem budowy w takiej lokalizacji jest to, że tereny przeznaczone pod inwestycje przemysłowe są najlepsze z punktu widzenia przejścia przez procedurę uzyskania niezbędnych zezwoleń.

Z uwagi na konieczność dowozu surowców do biogazowni przez pojazdy o dużej ładowności, wymagana jest droga dojazdowa posiadająca nawierzchnię dostosowaną do ruchu samochodów ciężarowych. Dla dużych biogazowni wskazane jest, aby nośność nawierzchni zapewniała możliwość przewożenia ładunków o masie powyżej 15 t. Dla wielu inwestycji konieczne może być wybudowanie nowego lub przebudowanie istniejącego odcinka drogi, co wiąże się z dodatkowymi kosztami.

Uwarunkowania środowiskowe

Biogazownie rolnicze powyżej 0,5MW zostały zaliczone do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, co oznacza dla inwestora konieczność przejścia pełnej procedury oddziaływania na środowisko. Na etapie wstępnych decyzji lokalizacyjnych ważne jest zatem, aby uwzględnić np. oddalenie od siedlisk ludzkich oraz ograniczenia wynikające z ochrony środowiska i przyrody. Aby ograniczyć możliwe negatywne oddziaływane biogazowni w postaci emisji: hałasu (>40 db), spalin, nieprzyjemnych zapachów oraz z uwagi na konsekwencje możliwych awarii, wymagane jest, aby biogazownia była zlokalizowana w odległości powyżej 300 m od siedlisk ludzkich, z uwzględnieniem występowania przeważających kierunków wiatrów, tak żeby przez jak najdłuższą część roku znajdowała się po stronie zawietrznej względem obiektów mieszkalnych oraz obszarów chronionych. Wskazane jest również eliminowanie transportu surowców i odpadów pofermentacyjnych przez tereny zabudowane. Ponadto biogazownie powinny być odizolowane od przyległych terenów zamieszkałych ogrodzeniem systemowym np. metalowym, jak również pasami zieleni średnio- i wysokopiennej (opcjonalnie). 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.

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.

Na zagospodarowanie odpadów pofermentacyjnych wpływa dostępność do pól uprawnych, które z uwagi na koszty transportowe rozwożenia nawozu, powinny być położone w najbliższym sąsiedztwie biogazowni. Średnia biogazownia o mocy 1 MW_{el}, w zależności od zastosowanych substratów, potrzebuje na zagospodarowanie masy pofermentacyjnej 1.000-5.000 ha, w innym wypadku należy założyć koszt transportu za 1 t odpadów plus koszt taboru samochodowego. Przefermentowana biomasa może być wywożona na pola w postaci półpłynnej lub, po wydzieleniu frakcji stałej, w postaci osadu. Konieczna jest również analiza możliwości pozyskania odpowiednich pozwoleń formalno-prawnych (odzysk odpadów, wykorzystanie nawozowe).

Analiza opcji technologicznych

Aby określić parametry poszczególnych elementów ciągu technologicznego instalacji, trzeba w pierwszej kolejności dokonać szczegółowej analizy wsadu/substratów, o czym była mowa powyżej. Następnie należy policzyć produkcję biogazu powstałego z fermentacji tych substratów oraz energii elektrycznej i ciepła. Kalkulację można oprzeć na publikowanych wskaźnikach produktywności biogazu, wyrażonych w m³/tonę suchej masy organicznej (zazwyczaj są to wartości minimalne i maksymalne), jednak z powodu ryzyka przewymiarowania zaleca się przyjmowanie dolnych wartości z danych literaturowych. O wiele dokładniejsze jest wykonanie prób fermentacyjnych, jednak próby takie można wykonać na dalszych etapach realizacji projektu. Zastosowanie w biogazowni odpadów należących do kategorii sanitarno-epidemiologicznych, powodujących konieczność ich higienizacji, wywiera bezpośredni wpływ na technologię, wymuszając realizację odpowiednich instalacji do

higienizacji. Również rozcieńczenie mieszaniny substratów wpływa na gabaryty niektórych elementów biogazowni.

Kolejnym krokiem będzie ocena ilości przefermentowanej biomasy i możliwości wykorzystania nawozowego głównie pod kątem identyfikacji przyszłych odbiorców nawozu (w tym również na polach własnych), obróbki oraz przechowywania i w końcu wyboru wariantów technologicznych dla przefermentowanej biomasy. Wybór i dobór lagun do przechowywania pulpy fermentacyjnej wiąże się z posiadaniem większego obszaru pod inwestycję (dodatkowe 2-3 ha dla biogazowni o mocy 1 MWe), jest natomiast rozwiązaniem o wiele mniej kosztownym niż budowa zbiorników żelbetowych.

Etapem wieńczącym analizę opcji technologicznych będzie przygotowanie koncepcji technologicznych w kilku wariantach i wyrysowanie ciągu technologicznego instalacji przy dostępnej infrastrukturze. Przykłady elementów wariantowej analizy:

- Wykorzystanie substratów własnych czy zakup substratów na lokalnym rynku.
- Dobór temperatury lub innych parametrów procesu fermentacji oraz wstępny dobór ciągu technologicznego.
- Produkcja energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu czy zatłaczanie biogazu do sieci gazu ziemnego.
- Określenie ilości ciepła dostępnego do odsprzedaży w podziale na poszczególne miesiące i lokalizacja potencjalnych odbiorców ciepła (chłodu).
- Szacunkowe (wskaźnikowe) koszty przewidywanej inwestycji i zakres prac, które należy wykonać, etc.
- Wstępny wybór dostawcy technologii.

Wybór formy prawnej

Z wyłączeniem autonomicznych mikrobiogazowni bazujących na samozaopatrzeniu w surowce i wykorzystaniu energii na własne potrzeby (tzw. autoproducent), produkcja i wykorzystanie biogazu jest elementem działalności gospodarczej. Szczegółowy opis wszystkich form prowadzenia działalności gospodarczej znajduje się w *Kodeksie Spółek Handlowych* (KSH). Najbardziej popularną formą prawną w przypadku biogazowni jest spółka prawa handlowego (najczęściej spółka z o.o.), która umożliwi realizację i finansowanie przedsięwzięcia na zasadzie „*project finance*”, jako spółka celowa, której głównym udziałowcem może być spółka-matka. Przykładowo instalacja może należeć do zakładu przetwórstwa spożywczego, który całą energię elektryczną i ciepło będzie zużywał na swoje własne potrzeby. Korzystnym będzie włącznie do grona udziałowców (tzw. „model duński”) dostawców substratów w celu zagwarantowania długoterminowych dostaw lub lokalnego zakładu przemysłowego w celu zagwarantowania stabilnego odbioru ciepła w ciągu roku. Na potrzeby rozwoju projektu można również zawiązać konsorcjum i wyznaczyć lidera, który będzie je reprezentował od strony prawnej.

Produkcja biogazu jest działalnością gospodarczą regulowaną przepisami ustawy Prawo energetyczne, a w sprawach nieuregulowanych odwołuje się do ustawy z dnia 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 umożliwiłyby mu uzyskanie dodatkowych przychodów poza sprzedażą samej energii do sieci. Produkcja biogazu oraz energii elektrycznej w gospodarstwie rolnym nie figuruje w wykazie w działach specjalnych produkcji rolnej, co także ogranicza otrzymania świadectwa pochodzenia-producenta „zielonej” energii. 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.

Wstępna analiza opłacalności

Tylko pod warunkiem spełnienia wstępnego kryterium opłacalności wybranego wariantu inwestycji, inwestor powinien się zdecydować na ponoszenie dalszych, znaczących kosztów związanych z jego realizacją. Dlatego, bez względu na wielkość realizowanej biogazowni, zaleca się wykonać uproszczoną analizę ekonomiczną – wstępne studium przedinwestycyjne. W analizie ekonomicznej (więcej na ten temat w rozdziale 6) należy oszacować poziom nakładów inwestycyjnych oraz rocznych kosztów eksploatacyjnych biogazowni (zużycia energii, zakupu substratów, personelu, napraw, amortyzacji *etc.*). Kluczowym elementem takiej analizy będzie ocena możliwości i wybór montażu finansowego, tzn.: ustalenie poziomu wkładu własnego, rozeznanie opcji pozyskania kredytu preferencyjnego lub dotacji.

Dla biogazowni dużych, już na tym etapie, konieczne będzie wykonanie pełnego studium wykonalności. Dla małych biogazowni może okazać się to zbyt dużym wydatkiem w strukturze kosztów przedinwestycyjnych. Dlatego dla mikro-biogazowni o mocy do 100 kW_{el} zaleca się opracowanie analizy przy pomocy dostępnych narzędzi, np. kalkulatora on-line (www.biogazinwest.pl). Generalnie w przypadku mikrobiogazowni dużą rolę w ocenie opłacalności odgrywa kosztorys i parametry techniczne urządzeń oferowanych standartowo w pakiecie przez dostawcę technologii, podczas gdy koszty dużych biogazowni (powyżej 1 MW_{el}) silnie zależą od konkretnych uwarunkowań w jakich działa inwestor, w tym lokalizacyjnych i znajdują odzwierciedlenie w pełnym studium wykonalności. Dokładniejszą analizę finansową, zgodną z ich wymaganiami mogą pomóc wykonać banki udzielające kredytu na realizację przedsięwzięcia oraz instytucje finansujące udzielające dotacji i kredytów preferencyjnych.

Studium wykonalności (dla dużych biogazowni)

Zwieńczeniem fazy koncepcyjnej projektu jest opracowanie studium wykonalności, które składa się z: analizy rynku, analizy ekonomicznej, analizy technicznej i strategicznej przedsięwzięcia. Studium wykonalności jest wykonywane zarówno na potrzeby inwestora (ew. udziałowców) jak i banków. Do oceny projektu są powszechnie wykorzystywane techniki ilościowe, m.in. analiza kosztów/korzyści (SWOT), czy wskaźnikowe jak: wartość bieżąca netto, wewnętrzna stopa zwrotu, itp. Studium wykonalności wymaga również szczegółowego odniesienia do analizy finansowej inwestycji, w której należy przedstawić jej efektywność oraz udowodnić, że inwestor jest w stanie zrealizować daną inwestycję przy wybranej opcji montażu finansowego.

Opracowywaniem studiów wykonalności zajmują się wyspecjalizowane firmy konsultingowe, zazwyczaj rekomendowane przez dostawców technologii. Ramy niniejszego przewodnika nie pozwalają na szczegółowy opis elementów pełnego studium wykonalności. Dla projektów biogazowych zakres studium wykonalności został ustandaryzowany poprzez opracowanie szablonu, który jest wykorzystywany przy składaniu wniosków o dofinansowanie z funduszy europejskich. Przykładowo w Działaniu 9.4 Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko zakres informacji jakie powinno znajdować się w studium wykonalności przedstawione zostało poniżej:

- 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.

W analizie rynkowej ocenia się podaż oraz popyt. Analiza podaży w przypadku biogazowni będzie głównie obejmowała substraty wsadowe do biogazowni. Analiza popytu określi czy istnieje wystarczające zapotrzebowania na produkty wytwarzane przez biogazownię (energia elektryczna, ciepło (chłód), nawóz czy biometan wrowadzany do sieci). Jeśli potencjalny popyt istnieje, kolejnym etapem będzie analiza ekonomiczna (więcej – rozdział 6).

Studium wykonalności powinno zawierać uzasadnienie wyboru konkretnej technologii na potrzeby inwestycji, opartej na porównaniu preferowanej technologii z innymi rozwiązaniami dostępnymi na rynku. Porównanie należy przeprowadzić biorąc pod uwagę kryteria takie jak: parametry techniczne, produktywność, nakłady inwestycyjne czy koszt eksploatacji. Ważnym elementem studium wykonalności jest analiza ryzyka i wrażliwości projektu. Należy tutaj określić jak zmieni się sytuacja inwestora w przypadku zmiany czynników ryzyka (np. zmiana poziomu dotacji, wzrost kosztów substratu, zmiana kursu złotówki). Oprócz identyfikacji czynników ryzyka należy również określić prawdopodobieństwo ich wystąpienia. W planowaniu realizacji inwestycji należy zwrócić uwagę na szczegółowe opracowanie harmonogramu rzeczowo-finansowego, czyli założenia dotyczące tego w jakim terminie jaki etap inwestycji będzie realizowany.

3.1 Pozyskanie niezbędnych pozwoleń

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia jest jedną z ważniejszych decyzji wydawanych w trakcie procesu inwestycyjno-budowlanego. Jej wydanie jest niezbędne do uzyskania Decyzji o warunkach zabudowy oraz Decyzji o pozwoleniu na budowę obiektu budowlanego. Tryb postępowania w sprawie sporządzania oceny oddziaływania na środowisko (OOŚ) reguluje Ustawa z dn. 27 kwietnia 2001 Prawo ochrony środowiska z dnia 27 kwietnia 2001 r. (j.t. Dz.U. Nr 62, poz. 627, z późn. zm.) – procedura ta jest niezbędna dla inwestycji mogących znacząco oddziaływać na środowisko. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r., w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz.U. Nr 213, poz. 1397) do przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko zalicza się biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej większej niż 500 kW_{el}⁵ lub wytwarzające ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do celów innych niż produkcja energii elektrycznej.

Dokumentacja niezbędna do wystąpienia o uzyskanie decyzji środowiskowej zawiera szereg załączników (m.in. wypisy i wyrisy z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, kopie mapki działki, itp.). Istotny jest opis parametrów instalacji, zastosowanej technologii, ilość i skład wsadu oraz sposób postępowania z odpadami, czyli głównie pulpą pofermentacyjną. W ramach procedury OOŚ sporządza się raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko, który powinien uwzględniać oddziaływanie na etapach jego realizacji, eksploatacji lub użytkowania oraz likwidacji. Zakres raportu określony jest w Ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenie oddziaływania na środowisko (j.t. Dz.U. Nr 199, poz. 1227, z późn. zm.).

Po uzyskaniu wszelkich wymaganych dokumentów wójt/burmistrz gminy wydaje decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia. Przedstawiona dokumentacja oraz wykonany raport podlega konsultacjom społecznym. To właśnie jest często

⁵ do tej kategorii zaliczono umownie w niniejszym przewodniku biogazownie określane jako „małe”, w tym „mikro” (przyp. autorów).

krytyczny moment w inwestycji, gdyż wejście w konflikt z częścią lokalnej społeczności może wydłużyć procedurę o rok-dwa, a nawet całkowicie zablokować inwestycję.

Decyzja powinna zawierać: rodzaj i miejsce realizacji przedsięwzięcia; warunki wykorzystywania terenu w fazie realizacji i eksploatacji, ze szczególnym uwzględnieniem konieczności ochrony cennych wartości przyrodniczych, zasobów naturalnych i zabytków; ograniczenia uciążliwości dla terenów sąsiednich; wymagania dotyczące ochrony środowiska, konieczne do uwzględnienia w projekcie budowlanym; wymogi w zakresie przeciwdziałania skutkom awarii przemysłowych. Jeżeli przedsięwzięcie może znacząco negatywnie oddziaływać na obszar Natura 2000 wyznaczony po dniu wydania tych decyzji, uprawniony podmiot powinien złożyć, w terminie roku od dnia wyznaczenia tego obszaru, wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach w zakresie oddziaływania na obszar Natura 2000.

Decyzja o warunkach przyłączenia do sieci

Inwestor składa wniosek do właściwej, regionalnej spółki dystrybucyjnej (tzw. operator systemu dystrybucyjnego OSD, potocznie nazywany „zakładem energetycznym”) o wydanie **decyzji o warunkach przyłączenia do sieci** średniego (ew. niskiego) napięcia zgodnie z ustawą Prawo energetyczne z dn. 10 kwietnia 1997 r. (j.t. Dz.U. Nr 54, poz. 348, z późn. zm.). Typowa procedura uzyskania ww. decyzji jest następująca:

1. Inwestor, a więc osoba fizyczna prowadząca działalność gospodarczą, ew. rolnik lub (zazwyczaj) firma, która zamierza wytwarzać energię elektryczną w biogazowni składa wniosek o określenie warunków przyłączenia, który można pobrać ze strony internetowej danego OSD. Do wniosku należy dołączyć potrzebne dokumenty i załączniki.
2. W przypadku dużych biogazowni o mocy elektrycznej większej niż 2 MWe, operator przekazuje inwestorowi formularz wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz informacji o konieczności wykonania ekspertyzy przyłączeniowej, czyli wpływu przyłączanej instalacji na system elektroenergetyczny, płynność, ogólnie rzecz mówiąc dokument techniczny. Wykonawcą ekspertyzy może być ośrodek naukowo-badawczy posiadający zakres wykonywania tego rodzaju opracowań (mogą być to np. instytuty badawcze uczelni technicznych). Wykonawca ekspertyzy wybrany przez inwestora występuje z wnioskiem do operatora sieci o przekazanie danych niezbędnych do wykonania obliczeń. Ekspertyza jest wykonywana na własny koszt, określa ona szczegółowy zakres inwestycji i modernizacji systemu energetycznego wymagany ze względu na realizację konkretnego przedsięwzięcia po uzgodnieniu z operatorem sieci.
3. Jeżeli operator nie stwierdzi żadnych uchybień, inwestor uzyskuje warunki przyłączenia. W celu przyłączenia obiektu konieczne jest zazwyczaj wybudowanie linii napowietrznej lub kablowej do projektowanej stacji transformatorowej.
4. Podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej, wymienionej we wniosku o określenie warunków przyłączenia. Wysokość zaliczki nie może być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie wyższa niż 3.000.000 zł.

Warunki przyłączenia do sieci precyzuje rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.). Urządzenia instalowane w elektrociepłowni biogazowej nie mogą powodować zakłóceń w pracy sieci elektroenergetycznej i instalacji innych odbiorców przyłączonych do niej, ani też powodować pogorszenia standardów jakościowych energii elektrycznej. W celu wydania technicznych warunków przyłączenia do sieci przez właściwego miejscowo operatora systemu dystrybucyjnego inwestor musi sporządzić zestawienie najważniejszych parametrów technicznych inwestycji. Techniczne warunki przyłączenia do sieci są ważne 2 lata. Wszystkie istniejące w Polsce biogazownie (rolnicze i pozostałe) produkujące energię elektryczną przyłączone są do sieci średniego napięcia (SN).

Operatorzy OSD mogą odmówić wydania warunków przyłączenia do sieci. Jako powód odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci wskazywane mogą być m.in. następujące przyczyny: brak rezerwy mocy przyłączeniowej, niedotrzymanie poziomów napięcia w ciągach

zasilających, przekroczenie kryterium mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia, przekroczenie dopuszczalnych wskaźników migotania napięcia, przekroczenie dopuszczalnego wskaźnika dynamicznych zmian napięcia. W przypadku odmowy operator musi zawiadomić Urząd Regulacji Energetyki, natomiast inwestor ma prawo odwoływania się.

Decyzja o warunkach zabudowy

Zgodnie z Ustawą o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym z dnia 27 marca 2003 r. (j.t. Dz.U. Nr 80, poz. 717, z późn. zm.) dokumentacja związana z pozyskaniem decyzji o warunkach zabudowy zależy od tego czy istnieje *miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego* (MPZP) dla obszaru, na którym ma być zlokalizowana inwestycja. MPZP ustala przeznaczenie terenu oraz określa sposoby zagospodarowania i warunki zabudowy. MPZP stanowi bezpośrednią podstawę do ubiegania się o pozwolenie na budowę, bez potrzeby uzyskiwania decyzji. Gdy MPZP istnieje, lecz nie dopuszcza budowy na danym terenie biogazowni, wówczas konieczna jest uprzednia zmiana planu.

W przypadku braku MPZP określenie sposobów zagospodarowania i warunków zabudowy terenu następuje w drodze decyzji o warunkach zabudowy (DWZ), potocznie nazywanej „wuzetką”. DWZ to decyzja ustalająca warunki zmiany sposobu zagospodarowania terenu poprzez budowę obiektu budowlanego lub wykonaniu innych robót budowlanych. Decyzja została wprowadzona w 2004 roku, zastępując ówczesną decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu. Decyzja w obecnej formie jest wydawana tylko dla terenów, na których nie obowiązuje MPZP. Decyzja sama w sobie nie rodzi prawa do terenu, ani nie narusza prawa własności. Każdy może zatem wystąpić o ustalenie warunków zabudowy dla dowolnego terenu. Organem samorządowym wydającym decyzję o warunkach zabudowy jest wójt, burmistrz lub prezydent miasta. Pierwotnie w zamierzeniu ustawodawcy DWZ miała być instrumentem pomocniczym, stosowanym jako wyjątek na obszarach gdzie nie ma MPZP, jednakże na skutek małej liczby obowiązujących MPZP - DWZ wyrosła na główny instrument planowania przestrzennego w Polsce.

Wniosek o DWZ inwestora zawiera:

- Opis funkcji i sposób zagospodarowania terenu.
- Charakterystykę projektowanej zabudowy i zagospodarowania terenu.
- Zapotrzebowanie na wodę, energię i sposób odprowadzania lub oczyszczania ścieków oraz inne potrzeby w zakresie infrastruktury technicznej, a w szczególnych przypadkach sposoby unieszkodliwiania odpadów.
- Dane charakteryzujące wpływ przedsięwzięcia na środowisko.
- Wykazanie dostępu terenu inwestycji do drogi publicznej (w przypadku, kiedy teren inwestycji nie przylega bezpośrednio do drogi publicznej).
- Załączniki:
 - Mapy: zasadnicza zawierająca określenie granicy terenu objętego wnioskiem i najbliższe otoczenie tego terenu; z naniesioną planowaną inwestycją (obiekty, sieci) oraz opisem własności gruntów; mapa z oznaczeniem obrysu inwestycji kolorem czerwonym / w celu uzgodnienia z innymi organami i instytucjami; mapa dla przedsięwzięcia mogącego znacząco oddziaływać na środowisko.
 - Raport oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko.
 - Zapewnienia lub warunki techniczne dostawy mediów z zaznaczeniem miejsca przyłączenia do sieci miejskich.

Podczas zdobywania decyzji lokalizacyjnej o kilka miesięcy skrócone mogą być procedury formalno-prawne, jeżeli inwestor uzyska decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego. Polskie prawo dopuszcza wydanie takiej decyzji dla budowy obiektów i urządzeń służących ochronie środowiska, niestety nie precyzuje, czy do takiej kategorii zaliczają się biogazownie. Przyjęła się interpretacja, że co najwyżej pozytywnie wpływają one na środowisko bądź są nieszkodliwe i w związku z tym nie mogą być realizowane na podstawie decyzji lokalizacji inwestycji celu publicznego. Zaliczenie biogazowni jako inwestycji celu publicznego wymaga nowelizacji Ustawy o gospodarce nieruchomościami oraz Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Obie ustawy są obecnie w trakcie nowelizacji.

Pozwolenie wodnoprawne

Zgodnie z ustawą Prawo wodne z dnia 18 lipca 2001 r. (Dz.U. Nr 115, poz. 1229, z późn. zm.), uzyskanie pozwolenia wodnoprawnego wymagane jest m.in. na: pobór wód powyżej 5 m³/dobę (przykładowo biogazownia o mocy 70 kW_{el} z przewagą kiszonki kukurydzy potrzebuje wody do rozcieńczenia w ilości 5 m³/dobę), odprowadzanie ścieków przemysłowych; rolnicze wykorzystanie ścieków w zakresie nieobjętym zwykłym korzystaniem z wód; gromadzenie ścieków, a także innych materiałów; prowadzenie odzysku lub unieszkodliwianie odpadów. Dla biogazowni oznacza to, że pobór wody, np. do rozcieńczenia substratów, gromadzenie materiału pofermentacyjnego w formie płynnej, czy w końcu wylewanie przefermentowanej biomasy na pola, będą wiązały się z koniecznością uzyskania takiego pozwolenia.

Pozwolenie wodnoprawne wydaje się w drodze decyzji, na czas określony. Do wniosku o jego wydanie dołącza się operat wodnoprawny, podkład geodezyjny z naniesionymi urządzeniami, kopie umów z odbiorcami ścieków. Pozwolenie wodnoprawne należy uzyskać przed rozpoczęciem procedury ubiegania się o pozwolenie na budowę.

Pozwolenie zintegrowane

Uzyskanie pozwolenia zintegrowanego wymaga prowadzenie instalacji, której funkcjonowanie ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej działalności może powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych lub środowiska jako całości i nie jest konieczne dla każdej biogazowni. W Polsce zasady uzyskiwania pozwolenia zintegrowanego regulują przepisy ustawy Prawo ochrony środowiska z dnia 27 kwietnia 2001 r. (j.t. Dz. U. z 2008 r. Nr 152, poz. 1019, z późn. zm.) i rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości z dnia 26 lipca 2002 r. (Dz.U. z 2002 r., Nr 122, poz. 1055). Ustalając treść pozwolenia zintegrowanego, należy pamiętać, że ma ono obejmować całość oddziaływania instalacji na środowisko, a więc wszystkie emisje, a także pobór wody. Pozwolenie powinno obejmować wszystkie instalacje funkcjonujące na terenie danego zakładu, które takiego pozwolenia wymagają. Dotyczy to m.in. biogazowni przy dużych fermach hodowlanych czy zakładach mięsnych. W szczególności obowiązek uzyskania pozwolenia zintegrowanego obejmuje fermy drobiu posiadające więcej niż 40.000 stanowisk; fermy trzody z ponad 2.000 stanowisk dla świń o wadze ponad 30 kg; 750 stanowisk dla macior. Ponadto obowiązek ten dotyczy instalacji do odzysku lub unieszkodliwiania padłych lub ubitych zwierząt lub odpadowej tkanki zwierzęcej o zdolności przetwarzania 10 ton na dobę. Pozwolenie zintegrowane zastępuje następujące decyzje/pozwoleń: na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, wodnoprawne na wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi (łącznie z określeniem warunków poboru wody), na wytwarzanie odpadów (wraz z zezwoleniami na odzysk, unieszkodliwianie, transport i gromadzenie odpadów), na emisję hałasu, na emisję pola elektromagnetycznego. W każdym z etapów powinny być zastosowane najkorzystniejsze rozwiązania z punktu widzenia obowiązku eliminowania bądź ograniczania emisji. Jeżeli planowane przedsięwzięcie jest związane z użyciem instalacji objętej obowiązkiem uzyskania pozwolenia zintegrowanego, raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko powinien zawierać porównanie proponowanej techniki z najlepszymi dostępnymi technikami (tzw. zasada BAT – *Best Available Technology*).

3.2 Przygotowanie dokumentacji technicznej projektu

Faza projektowania technicznego obejmuje działania służące opracowaniu dokumentacji wstępnej (inventaryzacja i projekt technologiczny), dokumentacji zasadniczej (efektem tej fazy jest projekt architektoniczno-budowlany) oraz dokumentacji wykonawczej, służącej m.in.: opracowaniu specyfikacji przetargów, wyborowi wykonawców i zawieraniu umów. Poniżej scharakteryzowano wymagane zakresy i efekty prac w poszczególnych fazach procesu przygotowania kompletnej dokumentacji technicznej.

Faza I – Inwentaryzacja, która polega na:

- Lustracji terenu i obiektów znajdujących się na nim oraz na sporządzeniu protokołu opisującego istniejące uszkodzenia lub ich brak oraz wykonaniu dokumentacji fotograficznej obiektu.
- Inwentaryzacji istniejących uszkodzeń dróg dojazdowych i objazdowych.
- Inwentaryzacji stanu różnego rodzaju obiektów nietypowych: rurociągów, torowisk, trakcji elektrycznych, zapór, basenów, infrastruktury, itp.
- Ocenie możliwości adaptacji istniejących obiektów na potrzeby budowy biogazowni (np. wykorzystanie istniejących zbiorników żelbetowych).

Faza II - Projekt techniczno-technologiczny który w części technologicznej zawiera:

- Ściśle określony program produkcyjny z założoną rezerwą.
- Charakterystykę i opis przebiegu procesów produkcyjnych wraz ze schematami technologicznymi.
- Określenie zapotrzebowania na:
 - surowce,
 - produkty,
 - urządzenia.
- Określenie ilości i rodzajów odpadów oraz sposobu ich zagospodarowania.
- Zestawienie powierzchni produkcyjnych i pomocniczych.
- Zapotrzebowanie na czynniki energetyczne i inne media.
- Wytyczne w zakresie BHP, p-poż., sanitarno-higienicznym, ochrony środowiska.
- Zestawienia instalacyjne dla podłączenia mediów i instalacji technologicznych.
- Zestawienia maszyn i urządzeń stanowiących wyposażenie technologiczne.
- Szczegółowe wytyczne dla projektów branżowych i opracowań specjalistycznych (np. w zakresie ochrony środowiska).
- Zestawienie załogi.

Faza III - Projekt budowlany

Projekt budowlany powinien być zgodny z wymaganiami ustawy Prawo budowlane z dnia 7 lipca 1994 r. (j.t. Dz.U. z 2006 r., Nr 156, poz. 1118, z późn. zm.), w szczególności z rozporządzeniem Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie z dnia 12 kwietnia 2002 (Dz.U. Nr 75, poz. 690, z późn. zm.) oraz z rozporządzeniem Ministra Infrastruktury w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego z dnia 3 lipca 2003 r. (Dz.U. Nr 120, poz. 1133, z późn. zm.). Wydziały architektoniczno-budowlane administracji w starostwach stawiają niekiedy zróżnicowane wymagania projektom budowlanym. Projekt budowlany powinien uwzględniać najbardziej skrajne warunki, jakie wystąpią podczas wykonywania robót budowlanych i w okresie eksploatacji, obejmujące między innymi najwyższe i najniższe poziomy wód, warunki klimatyczne, itp.

Szczegółowe warunki lokalizacji obiektów biogazowni, w tym komór fermentacyjnych i zbiorników biogazu, względem innych obiektów budowlanych i działek sąsiednich oraz wielkości stref bezpieczeństwa z uwagi na zagrożenie pożarem lub wybuchem określa rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle rolnicze i ich usytuowanie z dnia 7 października 1997 r. (Dz. U. Nr 132, poz. 877, z późn. zm.) oraz rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz.U. Nr 109, poz. 719). Zagadnienia związane z lokalizacją biogazowni oraz budynków należących do ciągu technologicznego na gruntach rolnych regulują przepisy ustawy o ochronie gruntów rolnych i leśnych z dnia 3 lutego 1995 r. (Dz.U. z 2004 r., Nr 121, poz. 1266, t.j.).

Dopuszcza się podział projektu budowlanego na tomy obejmujące:

- Projekt zagospodarowania działki lub terenu.
- Projekt architektoniczno-budowlany.

Projekt budowlany jest opracowany z podziałem na branże, przez projektantów posiadających uprawnienia budowlane lub instalacyjne. Każda z branż jest zaopiniowana w zakresie wymaganym przez uprawnionych rzeczoznawców BHP, p-poż i sanitarno-higienicznych. Dodatkowo, inwestor może wykonywać różne opracowania projektowe, zarówno na etapie poprzedzającym wykonanie projektu budowlanego (np. koncepcja urbanistyczno–architektoniczna), w trakcie opracowania projektu (np. projekt technologiczny, projekt ruchu zamiennego) czy w trakcie wykonywania robót budowlanych (projekt wykonawczy). Takie pomocnicze opracowania nie są jednak częścią projektu budowlanego i nie mogą być przedmiotem zainteresowania organów administracji wydających pozwolenie na budowę.

Rozwinięciem i uzupełnieniem projektu budowlanego jest dokumentacja projektowa powszechnie nazywana **projektem wykonawczym**. Projekt wykonawczy jest jednym z elementów dokumentacji projektowej, służącej do opisu przedmiotu zamówienia na wykonanie robót budowlanych (tzw. SIWZ - specyfikacja istotnych warunków zamówienia), dla których wymagane jest pozwolenie na budowę. Projekty wykonawcze powinny uzupełniać i uszczegóławiać projekt budowlany w zakresie i stopniu niezbędnym do sporządzenia przedmiaru robót, kosztorysu inwestorskiego, przygotowania oferty przez wykonawcę i realizacji robót budowlanych. Projekty wykonawcze zawierają rysunki w skali uwzględniającej specyfikę zamawianych robót wraz z wyjaśnieniami opisowymi, które dotyczą: części obiektu, rozwiązań budowlano-konstrukcyjnych i materiałowych, detali architektonicznych oraz urządzeń budowlanych, instalacji i wyposażenia technicznego, których odzwierciedlenie na rysunkach projektu budowlanego nie jest wystarczające dla wykonawcy.

Projekt wykonawczy przedstawia szczegółowe usytuowanie wszystkich urządzeń i elementów robót, ich parametry wymiarowe i techniczne, szczegółową specyfikację (ilościową i jakościową) urządzeń i materiałów. Na tym etapie wykonać można także **przedmiar robót**, który powinien zawierać zestawienie przewidywanych do wykonania robót podstawowych w kolejności technologicznej ich wykonania wraz z ich szczegółowym opisem lub wskazaniem właściwych specyfikacji technicznych wykonania i odbioru robót budowlanych z wyliczeniem i zestawieniem ilości jednostek przedmiarowych robót podstawowych. Przedmiar robót inwestor jest zobowiązany przekazać wykonawcom (oferentom), gdy w specyfikacji istotnych warunków zamówienia i w umowie o wykonanie robót budowlanych, przewiduje wynagrodzenie kosztorysowe wykonawcy, tj. korygowanie na podstawie książki obmiarów. Jeżeli zamawiający przewiduje wynagrodzenie ryczałtowe wykonawcy robót budowlanych to nie ma obowiązku w ramach dokumentów przetargowych przekazywania wykonawcom (oferentom) przedmiaru robót. Jeżeli taki przedmiar robót zamawiający przekazuje, to powinien w specyfikacji istotnych warunków zamówienia zawrzeć zapis, że przekazany przedmiar robót należy traktować jako informacyjny. W umowach z wynagrodzeniem ryczałtowym wykonawca sam i na swoją odpowiedzialność, na podstawie przekazanej dokumentacji projektowej, określa cenę za wykonanie przedmiotu zamówienia. Czyli w zamówieniach z ryczałtowym wynagrodzeniem wykonawcy nie ma obowiązku dołączania przedmiaru robót do dokumentacji projektowej.

3.3 Pozwolenie na budowę

Uzyskanie pozwolenia na budowę kończy proces formalno-prawny przygotowania inwestycji i umożliwia rozpoczęcie prac budowlanych. Pozwolenie na budowę 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. Zgodnie z zasadą - wyrażoną w Prawie budowlanym roboty budowlane można rozpocząć jedynie na podstawie ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę, którą wydaje starosta. 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,

cieplnych, gazowych, elektroenergetycznych, telekomunikacyjnych i dróg lądowych. Potrzebne też będą badania geologiczne dotyczące posadowienia obiektu budowlanego.

Należy pamiętać że pozwolenie na budowę może być wydane po uprzednim przeprowadzeniu przez inwestora uzgodnień lub uzyskaniu opinii innych organów. W związku z powyższym postępowanie zmierzające do wydania pozwolenia na budowę jest sprawdzianem kompletności i poprawności całego procesu formalno-prawnego przygotowania inwestycji. Tabela 12 zestawia wymagane zgody i decyzje cząstkowe niezbędne do uzyskania pozwolenia na budowę.

Tabela 12 Wymagane zgody i decyzje cząstkowe 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	
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	

W decyzji o pozwolenie na budowę starosta określa w zależności od tego, czy w danym przypadku jest to konieczne, m.in.:

- Szczegółne warunki zabezpieczenia terenu budowy i prowadzenia robót budowlanych.
- Czas użytkowania tymczasowych obiektów budowlanych.
- Terminy rozbiórki: istniejących obiektów budowlanych nieprzewidzianych do dalszego użytkowania lub tymczasowych obiektów budowlanych.
- Szczegółowe wymagania dotyczące nadzoru na budowie.

Przed rozpoczęciem budowy należy sporządzić plan bezpieczeństwa i ochrony zdrowia (BIOZ), obowiązek ten jest przypisany kierownikowi budowy. Plan BIOZ nie jest częścią projektu budowlanego, nie podlega zatwierdzeniu przez organ i nie może być wymagany jako załącznik do wniosku. 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.

3.4 Budowa i rozruch instalacji

Po przeprowadzeniu, na podstawie projektu wykonawczego i SIWZ, wyboru wykonawcy robót budowlanych rozpoczyna się proces budowy, w ramach którego wymagane jest m.in. pełnienie nadzoru autorskiego, po czym następuje odbiór końcowy robót budowlanych. Po zakończeniu robót budowlanych konieczne jest zgłoszenie zakończenia prac oraz uzyskanie decyzji o pozwoleniu na użytkowanie obiektu. Decyzja wydawana jest po przeprowadzeniu przez organ kontroli budowy oraz uprzednim uzyskaniu pozytywnych opinii inspekcji sanitarnej, straży pożarnej i inspekcji pracy. Stroną postępowania jest jedynie inwestor.

Budowa biogazowni trwa zazwyczaj kilka miesięcy i jest to zazwyczaj (wyjątek może stanowić budowa dużej skali biogazowni) okres znacznie krótszy niż poprzedzający ją etap pozyskiwania zezwoleń, decyzji i wypełniania formalności prawnych (w tym umów). Przed oddaniem biogazowni do eksploatacji trzeba jednak przejść ponownie szereg kontroli i formalności. Końcowym etapem uruchomienia biogazowni, z formalnego punktu widzenia, jest kontrola inspekcji nadzoru budowlanego (kwestie zgodności inwestycji z projektem i z prawem budowlanym) oraz inspekcja Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska w zakresie ochrony środowiska, a zwłaszcza zgodności inwestycji z decyzją środowiskową. Ponieważ budowa dotyczy instalacji gazowej, podlega również kontroli przeprowadzonej przez Straż Pożarną i Urząd Dozoru Technicznego.

Przepisy prawa budowlanego wyraźnie określają **uczestników procesu budowlanego** przypisując im odpowiednie obowiązki, są nimi:

- *Inwestor*, który jest odpowiedzialny za harmonogram prac i prawidłowe prowadzenie inwestycji oraz zatrudnienie kompetentnych osób. Do jego obowiązków należy zorganizowanie procesu budowy, z uwzględnieniem zawartych w przepisach zasad bezpieczeństwa i ochrony zdrowia, a w szczególności zapewnienie: opracowania projektu budowlanego; objęcia kierownictwa budowy przez kierownika budowy; opracowania planu bezpieczeństwa i ochrony zdrowia (BIOZ); wykonania i odbioru robót budowlanych; nadzoru nad wykonywaniem robót budowlanych przez osoby o odpowiednich kwalifikacjach zawodowych.
- *Inspektor nadzoru inwestorskiego*.
- *Projektant* (sprawowanie nadzoru autorskiego).
- *Kierownik budowy lub kierownik robót*.

Do **dokumentów budowy** zalicza się następujące dokumenty:

- *Pozwolenie na budowę*.
- *Dokumenty projektowe*, w tym: projekt budowlany i projekty wykonawcze.
- *Dziennik budowy/rozbiórki* jest wymaganym 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.

Program rozruchu zawiera szczegółowy zakres, przebieg i wymagania prób końcowych oraz wszystkie niezbędne czynności, stosownie do zastosowanej technologii oraz wymagań urządzeń i instalacji jak również planowany harmonogram prób. Rozpoczęcie prób rozruchowych dla etapu rozruchu powinno być poprzedzone:

- Zakończeniem robót budowlanych, zakończeniem prób montażowych potwierdzonym protokołarnym odbiorem.

- Zainstalowaniem urządzeń elektrycznych i pomiarowo-kontrolnych.
- Zakończeniem prac regulacyjno-pomiarowych układów elektrycznych i sterowniczych.
- Opracowaniem projektu rozruchu, zawierającego: opis czynności rozruchowych, wykaz grup rozruchowych, projekt szkolenia pracowników.
- Zabezpieczeniem stanowisk pracy pod względem BHP i p-poż.
- Zabezpieczeniem materiałów eksploatacyjnych niezbędnych do rozruchu.

Celem rozruchu oprócz uruchomienia instalacji jest również:

- Sprawdzenie działania zainstalowanych urządzeń pod pełnym obciążeniem.
- Sprawdzenie niezawodności działania urządzeń.
- Osiągnięcie zaprojektowanych technologicznych i ekonomicznych parametrów pracy.
- Ustalenie optymalnych parametrów technologicznych pracy urządzeń, zapewniających ich prawidłową, ekonomiczną i niezawodną pracę.

Rozruch składa się z następujących etapów:

- Rozruch mechaniczny "na sucho" - bez podania mediów roboczych w trakcie którego sprawdzane są wszystkie maszyny, urządzenia i instalacje w zakresie kompletności i czynności ruchowych.
- Szkolenie stanowiskowe załogi w zakresie BHP, p-poż. i zapoznanie użytkownika z procesem technologicznym w biogazowni.
- Rozruch hydrauliczny, w trakcie którego prowadzony jest rozruch z użyciem neutralnego medium – wody.
- Rozruch technologiczny z użyciem właściwego medium, w wyniku którego osiąga się założone parametry technologiczne.

Rozruch przeprowadzony powinien być we współpracy z wyznaczonym przez przyszłego użytkownika personelem. Dokumentowanie przebiegu eksploatacji w trakcie każdej z faz rozruchu należy dokumentować w dzienniku rozruchu. Dokumentami jakie powinny być sporządzone podczas prób rozruchowych są: dziennik rozruchu, protokół zdawczo-odbiorczy, protokół wykonanych czynności rozruchowych, protokół zakończenia prac rozruchowych, rejestracja parametrów technicznych i technologicznych, wyniki badań laboratoryjnych. Efektem prowadzenia rozruchu powinno być uzyskanie zakładanych w projekcie stabilnych parametrów technologicznych.

Instrukcja obsługi i konserwacji powinna być dostatecznie szczegółowa, aby podmiot eksploatujący biogazownię mógł eksploatować i konserwować urządzenia. Dla każdego rodzaju urządzeń należy dostarczyć dokumentację techniczno-ruchową (DTR). Instrukcja obsługi i konserwacji powinna zawierać: wyczerpujący opis zakresu działania i możliwości jakie posiada instalacja i każdy z jej elementów składowych; opis trybu działania wszystkich systemów, schemat technologiczny instalacji; plan sytuacyjny przedstawiający instalację po zakończeniu robót; rysunki przedstawiające rozmieszczenie urządzeń; pełną i wyczerpującą instrukcję obsługi instalacji; instrukcje i procedury uruchamiania, eksploatacji; procedury postępowania w sytuacjach awaryjnych; procedury lokalizowania awarii; wykaz dostarczonych części zamiennych; zalecenia dotyczące częstotliwości i procedur konserwacji profilaktycznych, jakie mają zostać przyjęte dla zapewnienia najbardziej sprawnej eksploatacji instalacji.

Podstawowym dokumentem jest protokół **odbioru ostatecznego robót**. Do odbioru ostatecznego należy przygotować następującą 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 (np. na przełożenie linii energetycznej, gazowej) 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.

Dopuszcza się odbiory częściowe dla poszczególnych elementów instalacji, np. dla sieci ciepłowniczej, dla elementów sieci kanalizacyjnej, systemu alarmowego, *etc.*

Pozwolenia przed rozpoczęciem użytkowania

Pozwolenia emisyjne.

Warunki emisji z instalacji do powietrza mogą być przedmiotem pozwolenia na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza albo pozwolenia zintegrowanego. Instalacje spalające biogaz są obecnie zwolnione z pozwolenia, jeżeli ich nominalna moc cieplna nie przekracza 15 MW. Jednak bardzo często instalacje, które nie wymagają pozwolenia wymagają natomiast zgłoszenia zgodnie z zapisami Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 grudnia 2004 r. w sprawie rodzajów instalacji, których eksploatacja wymaga zgłoszenia (Dz.U. Nr 283, poz. 2839). W Starostwie składa się wniosek o przyjęcie zgłoszenia instalacji biogazowej, która nie wymaga pozwolenia na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza.

Pozwolenie na hałas.

Obecnie przedsiębiorca nie musi już występować o decyzję dotyczącą emisji hałasu, jest ona wydawana wyłącznie z urzędu w przypadku stwierdzenia przez organ właściwy do wydania pozwolenia na emitowanie hałasu do środowiska, iż poza zakładem przekroczone są dopuszczalne poziomy hałasu. Organ, w drodze postanowienia, wzywa prowadzącego zakład do przedłożenia wniosku o wydanie pozwolenia. Firmy przekraczające normy hałasu muszą się więc liczyć z częstszymi kontrolami. Przeprowadzają je inspektorzy ochrony środowiska i o ewentualnych przekroczeniach informują starostę bądź wojewodę, którzy są uprawnieni do wydania decyzji o dopuszczalnym natężeniu poziomu hałasu. Organem właściwym do wydawania decyzji w sprawie pozwolenia na emitowanie hałasu do środowiska jest starosta.

Zezwolenia na prowadzenie działalności w zakresie odzysku lub unieszkodliwiania odpadów (uwzględniające wg potrzeby zezwolenie na prowadzenie działalności w zakresie zbierania lub transportu odpadów).

Odzysk to szerokie pojęcie, które zgodnie z Ustawą o odpadach z dnia 27 kwietnia 2001 r. (j.t. 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. rozpraszanie na powierzchni ziemi w celu nawożenia lub ulepszenia gleby.
- R14, tj. wykorzystanie odpadowej masy roślinnej lub tkanki zwierzęcej.

Wydane zezwolenie określa: rodzaj i ilość odpadów przewidywanych do odzysku lub unieszkodliwiania w okresie roku; miejsce i dopuszczone metody odzysku lub unieszkodliwiania odpadów; dodatkowe warunki prowadzenia działalności w zakresie odzysku lub unieszkodliwiania odpadów, jeżeli wymaga tego specyfika odpadów, w szczególności niebezpiecznych; miejsce i sposób magazynowania odpadów oraz czas obowiązywania zezwolenia.

W celu uzyskania zezwolenia na prowadzenie działalności w zakresie odzysku lub unieszkodliwiania odpadów należy napisać wniosek o odzysk odpadu wg danej metody, wraz z opisem technologii. Zezwolenie na prowadzenie działalności w zakresie odzysku wskazuje, jakie

rodzaje odpadów i w jakich ilościach oraz w jakim procesie odzysku mogą być przetwarzane - pozwoleniem muszą być objęte nawet odpady nie uważane za niebezpieczne, takie jak gnojowica i kiszonka. Nie ma możliwości poddawania odzyskowi odpadów innych niż te ujęte w zezwoleniu. Zezwolenie na prowadzenie działalności w zakresie odzysku lub unieszkodliwiania odpadów jest wydawane w drodze decyzji, w przypadku biogazowni przez starostę, na czas oznaczony, lecz nie dłuższy niż 10 lat.

Decyzja zezwalająca na eksploatację urządzeń technicznych.

Wymagana jest przed uruchomieniem instalacji kotłowych, cieczowych lub parowych systemu zamkniętego. Przed uruchomieniem tego typu instalacji, przy inwestycjach polegających na energetycznym wykorzystaniu biogazu, konieczne będzie uzyskanie decyzji zezwalającej na eksploatację urządzeń technicznych, której udziela Urząd Dozoru Technicznego na mocy Ustawy o dozorcze 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.).

Prowadzący zakład o zwiększonym lub o dużym ryzyku pożarowym na podstawie Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 9 kwietnia 2002 r. w sprawie rodzajów i ilości substancji niebezpiecznych, których znajdowanie się w zakładzie decyduje o zaliczeniu go do zakładu o zwiększonym ryzyku albo zakładu o dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej (Dz.U. Nr 58, poz. 535, z późn. zm.) jest obowiązany do zgłoszenia zakładu właściwemu organowi Państwowej Straży Pożarnej i poinformowania o tym wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska na 30 dni przed uruchomieniem zakładu i zgłoszenie zmian dotyczących produkcji istotnych ze względu na groźbę poważnej awarii na 14 dni przed ich wprowadzeniem. Natomiast obowiązki prowadzącego zakład o zwiększonym lub dużym ryzyku określono Ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 Prawo ochrony środowiska z dnia 27 kwietnia 2001 r. (Dz.U. z 2008 r., Nr 25, poz. 150, z późn. zm.). Prowadzący zakład o zwiększonym ryzyku lub o dużym ryzyku sporządza program zapobiegania poważnym awariom przemysłowym, w którym przedstawia system zarządzania zakładem gwarantujący ochronę ludzi i środowiska, jest również obowiązany do opracowania i wdrożenia systemu bezpieczeństwa stanowiącego element ogólnego systemu zarządzania i organizacji zakładu.

Uruchomienie zakładu o zwiększonym ryzyku lub o dużym ryzyku może nastąpić po zgłoszeniu organowi Państwowej Straży Pożarnej programu zapobiegania awariom. Prowadzący zakład o dużym ryzyku niezwłocznie zawiadamia komendanta wojewódzkiego Państwowej Straży Pożarnej oraz wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska o przeprowadzonej analizie wewnętrznego planu operacyjno-ratowniczego i o jej rezultatach.

W przypadku biogazowni w wyniku zaistnienia stanu awaryjnego o znacznym rozmiarze, może nastąpić uwolnienie nadmiernych ilości biogazu ulatniającego się do atmosfery i stanowiącego zagrożenie wybuchem; odpadów (np. ścieków, gnojowicy, odpadów poubojowych) i substratów stosowanych w fermentacji, jak i pozostałości pofermentacyjnej. Nadzwyczajne zagrożenie środowiska może być spowodowane m.in. przez pęknięcie ścian zbiorników komór fermentacyjnych lub zbiorników magazynowych odpadów używanych do fermentacji; awarię lub nieuwagę podczas przeładunku odpadów, substratów lub pozostałości pofermentacyjnych oraz ich wycieki do gruntu lub na tereny utwardzone obiektu; uszkodzenie, rozszczelnienie dachów komór fermentacyjnych i wydostanie się biogazu bezpośrednio do atmosfery; wycieki z wozów asenizacyjnych dostarczających odpady i substraty; przewidywalne lub nieprzewidywalne zjawiska meteorologiczne i inne nieprzewidywalne zdarzenia.

W celu uniknięcia i zminimalizowania powyższych zagrożeń konieczne jest: osiągnięcie i utrzymanie właściwej stabilności procesu fermentacji; odpowiednie uszczelnienie urządzeń, a w szczególności komór fermentacyjnych m.in. poprzez zastosowanie betonu, materiałów uszczelniających oraz zabezpieczających ścian zbiorników o odpowiedniej klasie; odpowiednie wykonanie i zapewnienie szczelności rurociągów technologicznych; eliminacja lub minimalizacja zastosowania w instalacjach elementów korodujących; stały monitoring - kontrola stanu technicznego obiektów urządzeń wraz z możliwością natychmiastowego odcięcia i zakończenia pracy wszystkich urządzeń; odpowiednie przeszkolenie obsługi w zakresie czynności eksploatacyjnych, zasad BHP

i przepisów przeciwpożarowych; ścisła kontrola osób niezatrudnionych w obiektach; zastosowanie systemu monitoringu składu powietrza, a w tym szczególnie w budynkach biogazowni.

W celu ograniczenia ewentualnych skutków awarii biogazowni m.in.: budowane są tereny ochronne okalające teren obiektów i zabezpieczające tereny sąsiednie; montowane są systemy sterowania alarmujące o awariach i generujące meldunki o awariach.

3.5 Uzyskanie akceptacji lokalnej społeczności dla budowy biogazowni rolniczej

Już na wstępnym etapie warto zbadać przychylność lokalnej społeczności dla budowy biogazowni. Realizacja inwestycji o mocy rzędu 1 MW_{el} oznacza w praktyce powstanie dużego zakładu przetwórstwa produktów rolnych, jakim jest biogazownia, na terenach na których mieszkańcy nie są przyzwyczajeni do związanych z tym uciążliwości (np. zwiększenie ruchu kołowego na lokalnych drogach przy dostawie substratów). Sprzeciw może budzić również wykorzystanie jako substratów odpadów niebezpiecznych, czy nie do końca przemyślana technologia obróbki i sposób wykorzystania przefermentowanej biomasy, której przechowywanie wiąże się z rozprzestrzenianiem odorów. Warto też dodać, że zlokalizowanie biogazowni na terenach objętych ochroną przyrodniczą (w szczególności Sieć Natura 2000) komplikuje procedury i wymusza współpracę z organizacjami ekologicznymi. Mimo, iż dobrze zaprojektowana i dobrze zlokalizowana biogazownia jest instalacją w pełni proekologiczną, zmniejszającą uciążliwość odpadów czy odchodów zwierzęcych dla środowiska i ludzi, to jednak należy liczyć się z pojawieniem się oponentów.

Protesty lokalnej społeczności potrafią, już na etapie deweloperskim, skutecznie zniechęcić inwestora do budowy biogazowni w danej lokalizacji, nawet w przypadku gdy wstępna analiza wykaże zasadność ekonomiczną inwestycji. Bezwzględnym nakazem jest przestrzeganie prawa i unikanie procedur, na podstawie których wydane już decyzje mogą być skutecznie oprotestowane i zaskarżone. Najlepszą strategią wspierającą wydaje się zdobycie przychylności władz lokalnych oraz zaproszenie lokalnych podmiotów, takich jak wytwórcy odpadów, czy odbiorcy nawozu do tworzonego konsorcjum (spółki celowej), które będzie realizować przedsięwzięcie. Szczególnie na początkowym etapie realizacji projektu powinna być zapewniona bezpośrednia komunikacja pomiędzy stronami. Tworząc dobre relacje z sąsiadami, właściciel biogazowni nie tylko dba o dobre relacje ze społecznością lokalną, ale również okazuje gotowość do dialogu.

Przed budową biogazowni zaleca się **opracowanie planu komunikacji i łagodzenia ewentualnych konfliktów**. Aby poprawić akceptację dla inwestycji biogazowej właściciel powinien skupić się na dokładnej identyfikacji korzyści, jakie może przynieść biogazownia. Powinien również rozważyć ewentualne trudności i określić środki mogące pomóc w ich rozwiązywaniu. Wybrane narzędzia, które można wykorzystać w procesie dialogu społecznego przedstawione są poniżej.

Kontakt bezpośredni. Zaufanie budowane w bezpośrednich kontaktach może zostać wykorzystane w procesie konsultacji społecznych. Zdobycie poparcia społeczeństwa jest trudne, dlatego też potencjalny inwestor powinien jak najwcześniej zabiegać o poprawne kontakty ze społecznością lokalną i wykorzystywać wszystkie możliwości poprawienia swojego wizerunku.

Rozmowy przy okrągłym stole mogą być skutecznym środkiem w budowaniu bliższych relacji z miejscową społecznością i nawiązywaniu współpracy z organizacjami pozarządowymi. W zależności od uczestniczących w rozmowie osób wynikiem tych prac może być analiza potencjału wykorzystania biogazu w regionie (na przykład w formie analizy SWOT), opracowanie regionalnej strategii, zainicjowanie działań promocyjnych, które mogą podejmować poszczególni rozmówcy w zakresie własnych możliwości. Pożądana jest obecność osób z doświadczeniem praktycznym, które mogą przesądzić o pozytywnym wyniku spotkania. Jeżeli grupa uczestników okrągłego stołu jest bardzo zróżnicowana pod względem poziomu posiadanej wiedzy i doświadczeń, wyniki rozmów mogą być ogólne i nie być użyteczne dla danego obiektu. Ze względów organizacyjnych wskazane jest wybranie odpowiedniego prowadzącego.

Zwiedzanie innych biogazowni przybliży osobom z najbliższego otoczenia czym jest biogazownia - jej zwiedzanie, zapoznanie się z zasadami funkcjonowania może mieć duży wpływ na sposób postrzegania zakładu. W trakcie wizyty można dowiedzieć się o różnych aspektach działania biogazowni, ekonomiczne, procesach wytwarzania biogazu. Spotkanie przybliży również pracę osób zatrudnionych bezpośrednio na obiekcie.

Kampanie medialne (plakaty, radio, TV, gazety, Internet) mogą być wykorzystane w celu przekazania wiedzy na temat biogazu i korzyści płynących z jego użytkowania.

Konferencja prasowa powinna dotyczyć biogazowni, która jest modernizowana lub, której budowa jest planowana. Dziennikarze powinni zostać poinformowani o ekonomicznych, środowiskowych i społecznych korzyściach budowy biogazowni w danym regionie. Ważne jest również poruszenie kwestii związanych z barierami rozwoju, co pozwoli na uzyskanie pełniejszego obrazu tematu.

Programy szkolne i wakacyjne – unijne projekty naukowo-badawcze wykazały że dobrą metodą przekazywania i popularyzacji podstawowych wiadomości na temat biogazu mogą być dzieci. Wiedza ta podczas nieformalnych rozmów może być przekazywana dalej w najbliższym otoczeniu dziecka i powodować wzrost zainteresowania tematyką biogazu i akceptacji tej technologii.

Warto wziąć pod uwagę listę rodzajów organizacji i instytucji, do których można zwrócić się o pomoc w procesie negocjacyjnym: lokalna izba rolnicza; ośrodek doradztwa rolniczego; towarzystwa branżowe; producenci i dostawcy urządzeń; zakłady energetyczne; spółki gazowe; właściciele biogazowni; centra naukowo-badawcze; doradcy techniczni zajmujący się biomasą i biogazem.

Powyższe działania, obejmujące informowanie społeczeństwa prowadzone przez inwestora, nie są wymagane prawem, ale są niewątpliwie korzystne dla projektu inwestycyjnego i przyczyniają się zwykle do większej jego akceptacji przez społeczeństwo. Mogą też wpływać na rozwój rozwiązań alternatywnych. Ewentualne (istniejące lub potencjalne) konflikty należy zasygnalizować już w wymaganym prawem Raporcie OOS.

Od strony prawnej udział społeczeństwa zagwarantowany jest w **procedurze oceny oddziaływania na środowisko**, podczas uzyskiwania decyzji środowiskowych. Polska procedura oceny oddziaływania na środowisko umiejscowiła formalne konsultacje społeczne przedsięwzięcia dopiero w momencie, kiedy został przygotowany i przedłożony raport.

W przypadku gdy została przeprowadzona ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko uzasadnienie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach powinno zawierać informacje o przeprowadzonym postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa oraz o tym, w jaki sposób zostały wzięte pod uwagę i w jakim zakresie zostały uwzględnione uwagi i wnioski zgłoszone w związku z udziałem społeczeństwa

W postępowaniu, w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, może uczestniczyć społeczeństwo (właściciele, użytkownicy wieczysti lub zarządcy nieruchomości znajdujący się w obszarze oddziaływania obiektu). Udział społeczeństwa polega na składaniu uwag i wniosków, jednak społeczności lokalnej nie przysługuje możliwość wniesienia odwołania od wydanej decyzji ani zaskarżenia jej do sądu administracyjnego. Organ podaje do publicznej wiadomości informację m.in.: o wszczęciu postępowania i złożonych dokumentach; możliwości zapoznania się z dokumentacją; możliwości, sposobie i miejscu składania uwag. Nie wszystkie wnioski i uwagi muszą być uwzględnione przez organ ale muszą być rozpatrzone a następnie omówione w uzasadnieniu do decyzji.

Stroną w procesie konsultacji społecznych mogą być również organizacje ekologiczne (obecnie brak jest ograniczenia terytorialnego). Organizacji ekologicznej przysługuje prawo uczestnictwa w postępowaniu na prawach strony, wniesienia odwołania od decyzji wydanej w postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa, także w przypadku, gdy nie brała ona udziału w określonym postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa prowadzonym przez organ

pierwszej instancji. Wniesienie odwołania jest równoznaczne ze zgłoszeniem chęci uczestniczenia w takim postępowaniu.

3.6 Zawarcie niezbędnych umów związanych z budową, przyłączeniem do sieci i zapewnieniem substratów

W trakcie realizacji przedsięwzięcia biogazowego istnieje szereg umów, które należy zawrzeć z różnorodnymi podmiotami i na różnym etapie realizacji przedsięwzięcia. Ich poprawna konstrukcja prawna pozwala zmniejszyć czynniki ryzyka inwestycyjnego.

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. Po zawarciu aktu notarialnego notariusz dokonuje odpowiedniego wpisu w księdze wieczystej. W ramach umowy deweloper zobowiązuje się przenieść prawa do projektu, w tym uzyskanych pozwoleń formalno-prawnych i innych dokumentów niezbędnych do prowadzenia budowy i działalności biogazowni, jak również praw wynikających z umów, zezwoleń, decyzji administracyjnych i innych dokumentów niezbędnych do prowadzenia przedmiotowej działalności. Płatność za takie przeniesienie praw (deweloper otrzymuje wynagrodzenie za przygotowanie projektu do realizacji) następuje po ostatecznym przeniesieniu praw własności.

Umowy o finansowanie zawierane są z bankami, instytucjami wdrażającymi programy finansujące (np. Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko). Instytucje finansujące dążą do ograniczenia ryzyka inwestycyjnego, z tego powodu zanim nastąpi podpisanie umowy dokładnie sprawdzone zostaną umowy zawarte z innymi podmiotami, które je zminimalizują. Większość z takich umów została opisana w niniejszym rozdziale. Przykładowo preferuje się aby generalny wykonawca był wybrany w otwartym przetargu zorganizowanym przez konsultanta (np. inwestora zastępczego), który w trakcie realizacji procesu budowlanego będzie monitorował inwestycję w zakresie kontroli kosztów i jakości realizacji.

Umowa o generalne wykonawstwo zawierana jest z wykonawcą „pod klucz” odpowiedzialnym za cały proces inżynierjno-techniczny, zaopatrzenie oraz realizację budowy. Taka sytuacja eliminuje konieczność koordynacji przez inwestora czynności wykonywanych przez różnych podwykonawców i dostawców na rzecz komfortu posiadania jednego podmiotu odpowiedzialnego za projekt. W takiej umowie całe ryzyko realizacji inwestycji zostaje przeniesione na Generalnego Wykonawcę (GW). Szczegółowy i dobrze zdefiniowany zakres, czy też specyfikacja prac są bardzo ważnymi elementami minimalizacji ryzyka sporu z GW. Wszelkie niejasności w określeniu zakresu prac mogą okazać się przyczyną kosztownego procesu prawnego w trakcie realizacji inwestycji. Dobrze zdefiniowany zakres prac będzie więc ułatwiał negocjacje w zakresie większości precyzyjnych zapisów, dotyczących treści gwarancji związanych z różnymi fazami i aspektami prac. Najważniejszym i najbardziej newralgicznym momentem dla projektu jest rozruch i początkowy okres eksploatacji przedsięwzięcia. Zminimalizować ryzyko w tym okresie można poprzez przeniesienie odpowiedzialności na GW, dostawcę oraz operatora. Bardzo bezpiecznym rozwiązaniem jest zatem umowa z GW, 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 z GW są często zawierane nie według polskiego prawa, co jest spowodowane importem przez niewykształcony polski rynek technologii niemieckich, austriackich czy duńskich; co pociąga za sobą szereg komplikacji. Zważywszy, że prace budowlane są przeprowadzane w Polsce, kontrakty z GW nie mogą wykluczać bezwzględnie obowiązujących przepisów prawa polskiego, na przykład odnośnie nadzoru budowlanego, kwestii odpowiedzialności cywilnej wobec podwykonawców, inspektora budowlanego, itd. Uwzględnić należy w szczególności przepisy kodeksu cywilnego w aspekcie umów o roboty budowlane, przepisy polskiego prawa budowlanego jak również polskie normy.

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. W umowie określa się kto płaci za transport substratów, bowiem cena substratu może obejmować dowiezienie go do biogazowni. W innym przypadku operator biogazowni zakupuje niezbędny tabor samochodowy lub korzysta z usług zewnętrznych. W umowie należy również sprecyzować częstotliwość dostaw - pozwoli to określić powierzchnię niezbędną dla magazynowania takiego substratów. Jeżeli dostawcą substratów jest duży zakład przetwórstwa rolno-spożywczego ważne jest aby zbadać wiarygodność finansową takiej jednostki i ocenić jej stabilność finansową w okresie kolejnych lat. Bankructwo dostawcy lub zmiana właściciela może spowodować zmniejszenie dostaw substratów, co z kolei może oznaczać dla biogazowni, w skrajnym przypadku, nawet ryzyko utraty płynności finansowej (na skutek wyższych od zakładanych kosztów pozyskiwania substratów).

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. Dostawcą technologii może być przykładowo firma zagraniczna, natomiast wykonawcą prac budowlanych i konstrukcyjnych firma lokalna. Inwestor podpisuje list intencyjny, ew. umowę z dostawcą rozwiązań technologicznych na wykonanie dokumentacji projektowej i budowę. Umowa z dostawcą obejmuje również rozruch instalacji oraz wymagania odnośnie gwarancji na urządzenia oraz gwarancje zachowania parametrów procesu. Umowa powinna obejmować cykl szkoleń w języku polskim dla obsługi biogazowni. Należy pamiętać o tym, że do momentu podpisania protokołu odbioru to wdrażający instalację winien ponosić odpowiedzialność za sprawny rozruch technologiczny.

Umowa dostawy urządzeń umożliwia samodzielne zamówienia poszczególnych urządzeń bezpośrednio u producenta, z pominięciem umowy o generalne wykonawstwo bądź umowy o dostawę technologii. W warunkach polskich, gdzie rynek serwisantów, obsługi technicznej dla biogazowni jest niewykształcony zalecane jest jednak by bazować na wiedzy doświadczonych biur projektowo-wdrożeniowych i korzystać z umowy kompleksowej na dostawę technologii i wykonawstwo inwestycji. Niektóre urządzenia i instalacje nie związane bezpośrednio z ciągiem biologiczno-technologicznym, mogą być zamówione w ramach odrębnego zamówienia (np. przyłącza wodno-kanalizacyjne czy ciepłownicze). Typowe elementy umowy to: przedmiot umowy; miejsce, sposób i termin dostawy; cena i warunki zapłaty; przejście własności przedmiotu dostawy; rękojmia; gwarancja; odstąpienie od umowy; kary umowne oraz załączniki (specyfikacja techniczna, harmonogram dostaw). Jeżeli zrealizowany projekt nie gwarantuje oczekiwanego poziomu wykonania i w konsekwencji nie gwarantuje oczekiwanego poziomu produkcji, wykonawca jest formalnie zobowiązany do pokrycia szkody. Jeżeli wykonanie projektu odbiega od zagwarantowanego minimalnego poziomu, właściciele i pożyczkodawcy mogą również dodatkowo żądać (efekt zapisu w umowie) wypłaty szkód za prognozowane i utracone przychody jeżeli projekt nie jest w stanie osiągnąć poziomu gwarantowanego w projekcjach finansowych.

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, oraz wzajemne prawa i obowiązki stron. W umowie określa się dopuszczalne parametry odprowadzanych ścieków, cenę za pobór wody oraz odbiór ścieków.

Umowę na sprzedaż ciepła wytwarzanego przez biogazownię (po odjęciu zużycia na potrzeby technologiczne) z jednostką dostarczającą ciepło do odbiorców takich jak zakłady przemysłowe, szkoły, szpitale, obiekty publiczne, hale sportowe, ośrodki zdrowia; odbiorem ciepła zainteresowane mogą być również spółdzielnie mieszkaniowe, jak również okoliczne przedsiębiorstwa rolne oraz rolnicy indywidualni. 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). Najmniej korzystny jest odbiorca który wykazuje zapotrzebowania na ciepło tylko w sezonie grzewczym. Do umowy należy załączyć harmonogram odbioru ciepła w rozbiciu na poszczególne miesiące.

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. Wgląd w codzienność pracy z biogazem przekłada się nie tylko na niezawodność działania urządzeń. Pracownicy firmy zewnętrznej mogą być obecni na obiekcie ale możliwa jest również opcja sterowania pracą urządzeń na odległość. Wykwalifikowani i doświadczeni doradcy oraz czynna przez całą dobę infolinia umożliwiają sprawną i niezawodną obsługę 365 dni w roku. Wszystkie procesy biogazowni począwszy od podawania biomasy, poprzez mieszanie, po produkcję gazu można kontrolować zdalnie za pomocą komputera. Dzięki temu można do minimum ograniczyć ewentualne przestoje. Eksploatacja biotechnologiczna obejmuje: utrzymanie ruchu instalacji w rygorach energetycznych i biotechnologicznych mierzonych czasem pracy biogazowni (min. 8 000 h), serwis bieżący czy przeglądy okresowe.

Umowy ubezpieczeniowe w trakcie budowy jak i eksploatacji biogazowni konieczna jest ochrona oraz ubezpieczenie obiektu. W trakcie eksploatacji biogazowni niezbędne będzie podpisanie umów o ochronę mienia, należy w tym celu podpisać odpowiednie umowy z firmami zewnętrznymi. W trakcie eksploatacji biogazowni należy wykupić polisę odpowiedzialności cywilnej w zakresie prowadzonej działalności gospodarczej, przykładowo należy zabezpieczyć się przed odpowiedzialnością cywilną w sytuacji mniejszej produkcji energii elektrycznej lub ciepła niż to przewiduje umowa z odbiorcami mediów. Dla firmy ubezpieczeniowej znaczenie będzie miało doświadczenie firmy eksploatującej biogazownię oraz konstrukcja umowy z taką firmą, w której powinny znaleźć się zapisy o gwarancji jakości i poziomu produkcji energii.

Inne umowy typowe dla projektów budowlanych, które ze względu na możliwość pozyskania informacji w innych źródłach nie zostały dokładnie rozpisane:

- Umowa konsorcjum.
- Umowa na zakup gruntu pod biogazownię/umowa dzierżawy.
- Umowa służebności gdy istnieje potrzeba przeprowadzenia infrastruktury liniowej (rurociągi, linie energetyczne) na obcych (nie należących do inwestora) gruntach i uzyskania na to zgody od właścicieli.
- Umowa na kompleksowe wykonanie prac projektowych.
- Umowa z inwestorem zastępczym (IZ).
- Umowy budowlane.
- Umowa gwarancyjna.
- Umowa na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (omówiona w rozdziale 4).

3.7 Promesa bankowa i umowa kredytowa

Biogazowe projekty inwestycyjne bez odpowiedniego montażu finansowego, ale też bez zewnętrznego wsparcia finansowego posiadają bardzo ograniczone możliwości realizacji. Niezbędnym etapem przygotowania inwestycji jest zapewnienie finansowania projektu poprzez kombinację wkładu własnego, kredytu preferencyjnego, kredytu komercyjnego czy też dotacji. Zapewnienie środków finansowych na realizację projektu jest nieodzowne podczas procesu ubiegania się o dofinansowanie inwestycji. Najważniejsze jest dokonanie montażu finansowego w taki sposób, aby projekt „zamykał się”, tj. poszczególne składowe źródła finansowania powinny sumować się do 100% nakładów inwestycyjnych. Informacje o preferencyjnych źródłach finansowania w tym dostępnych dotacjach, omówione są w rozdziale 6 przewodnika.

Na etapie montażu finansowego powszechnym i ważnym punktem jest **promesa kredytowa**, po której następuje zawarcie umowy kredytowej. Oprócz promesy kredytowej wnioskujący o dofinansowanie przedstawiają niekiedy pisemne oświadczenie udziałowców spółki celowej (na realizację inwestycji) o wniesieniu wkładu własnego, udziałowcy mogą również udzielić pożyczki za pośrednictwem „spółki matki”.

Do tej pory udzielenie finansowania (w tym promesy) na inwestycję biogazową przez bank było stosunkowo trudne. Powodem były m.in. ogólnie niekorzystne warunki proponowane przez banki w związku z kryzysem ekonomicznym, a dodatkowo wysoka ocena ryzyka inwestycyjnego projektów.

Jedną z przyczyn, dla których banki uznają biogazownie jako inwestycje wysokiego ryzyka, jest nieprzewidywalna cena sprzedaży zielonych certyfikatów (gratyfikacja finansowa za sprzedaż zielonej energii elektrycznej) w dłuższej perspektywie czasowej. A na prognozie przychodów z tego źródła przede wszystkim opiera się analiza płynności finansowej w całym okresie kredytowania.

Kolejnym kluczowym elementem dla banków jest zapewnienie źródła substratów do produkcji biogazu w całym okresie kredytowania. Preferowane inwestycje powinny się opierać na dostępnych substratach, natomiast unika się finansowania biogazowni uzależniających pozyskanie surowców od realizacji innych projektów (np. od budowy zakładu przemysłowego, z którego odpady będą wykorzystywane jako substraty, np. gorzelnia). Na kredytowanie liczyć mogą tylko projekty gotowe do realizacji, tj. posiadające wszystkie wymagane decyzje administracyjne. Uwzględnia się tylko te źródła przychodów, które są pewne w momencie podejmowania decyzji o kredytowaniu.

Istotną rolę odgrywa doświadczenie inwestora. Sektor biogazowni rolniczych w Polsce jest jednak w początkowym stadium rozwoju, trudno więc oczekiwać od każdego inwestora doświadczenia w tego typu działalności, wobec tego uwzględnia się dotychczasową działalność kredytobiorcy i jego wiedzę o prowadzeniu biznesu lub gospodarstwa rolnego. Łatwiej zaakceptować projekt, jeśli inwestor jest już np. dostawcą surowców do produkcji biogazu. Brane jest pod uwagę także doświadczenie jego partnerów, w szczególności dostawców technologii biogazowych. Oczekuje się, że będą to podmioty z udokumentowaną listą już wdrożonych projektów, gdyż poprawia to bezpieczeństwo finansowanej inwestycji. Większe szanse na uzyskanie kredytu mają projekty, które mają tzw. modułową budowę, czyli pozwalające rozwijać przedsięwzięcie w przyszłości. Na przykład: projekt zakładu uruchomienie inwestycji w mniejszej skali, a w późniejszym okresie przewiduje jej rozwój.

Dla instytucji udzielającej **kredytów strukturalnych** z dofinansowaniem z Unii Europejskiej, czy też finansowanych z dopłatami do oprocentowania z funduszy ochrony środowiska, promesa kredytowa wystawiona przez wiarygodny bank jest sygnałem, że dokumentacja oraz projekt zostały pozytywnie ocenione przez zewnętrznych analityków, którzy zdecydowali się podjąć ryzyko finansowania inwestycji. Obecnie w Polsce ok. 20 banków deklaruje finansowanie projektów biogazowych. Z punktu widzenia instytucji odpowiedzialnej za udzielenie dopłaty ze środków publicznych znacznie zmniejsza to ryzyko niepowodzenia finansowego inwestycji. Umowa na udzielenie kredytu może być warunkowa, np. pod warunkiem uzyskania dofinansowania z programu operacyjnego. Promesa kredytowa powinna zawierać kwotę, na jaką jest udzielona, oraz termin do którego jest ważna. Istotne jest dopięcie montażu finansowego, a w szczególności pozyskanie finansowania ze środków unijnych. Trudności pojawiają się także w związku z niestabilnym kursem euro przy zakupie urządzeń, co zwiększa ryzyko przekroczenia budżetu inwestycji opartych na technologiach wycenionych w tej walucie.

Niekiedy przedstawiane są również oświadczenia funduszy inwestycyjnych lub **innych podmiotów o udzieleniu promesy pożyczki**. W rozmowach z bankami, oprócz dokumentów przedstawiających wiarygodność inwestora należy również udowodnić wiarygodność finansową pożyczkodawcy. Dokumentami potwierdzającymi wiarygodność finansową pożyczkodawcy innego niż bank może być opinia banku o saldzie konta, rachunek zysków i strat za ostatni dostępny rok oraz inne oświadczenia.

3.8 Harmonogram realizacji inwestycji wraz z wykresem Gantta

W praktyce budowy biogazowni w Polsce czas niezbędny na przygotowanie dokumentacji projektowej, uzyskanie decyzji i pozwoleń oraz zawarcie umów na fazę realizacyjną wynosi ok. 2 lat, podczas gdy sama fizyczna realizacja inwestycji wraz z rozruchem biogazowni i odbiorem trwa około roku. Zadania związane z realizacją inwestycji przedstawia się zazwyczaj na tzw. wykresie Gantta - Tabela 13.

Czas trwania niektórych z etapów procesu inwestycyjnego jest bardzo trudny do szacowania *a priori*. Warto zwrócić uwagę, że np. w praktyce czas uprawomocnienia się poszczególnych decyzji

zależy od liczby uczestników postępowania i ilości wnoszonych przez nich środków zaskarżenia. Najszerszy krąg uczestników bierze udział w postępowaniach środowiskowych (ogół społeczeństwa, strony postępowania, organizacje ekologiczne). Każde z pozwoleń winno być wydane w ciągu 2 miesięcy (pozwolenie na budowę 65 dni). Często terminy te są jednak przekraczane, przez co uzyskanie kompletu pozwoleń zajmuje zwykle co najmniej rok.

Wykres Gantta przedstawia kolejne etapy realizacji inwestycji. Kolorami, zgodnie z kolorystyką przyjętą poniżej, wyróżniono najważniejsze i jednocześnie zajmujące najwięcej czasu etapy:

- Etap I – identyfikacja zakresu projektu
- Etap II – uzyskanie niezbędnych pozwoleń formalno-prawnych
- Etap III – opracowanie dokumentacji technicznej i uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę
- Etap IV – budowa, rozruch i oddanie do użytkowania
- Równoległe do wymienionych powyżej etapów trwa proces pozyskiwania finansowania na realizację projektu.

Wykres Gantta bazuje na wymogach prawnych (terminach obowiązujących organa wydające decyzje) oraz dotychczasowej praktyce inwestorskiej. Potwierdza on, że proces inwestycyjny w Polsce trwa bardzo długo (nawet powyżej 3 lat) i zasadnym jest, zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE o promocji odnawialnych źródeł energii, aby w ramach systemu wsparcia dla energetyki odnawialnej dokonać krytycznego przeglądu procedur prawno-administracyjnych na rzecz ich uproszczenia, gdyż zdobycie przed budową biogazowni samych pozwoleń i wymaganych prawnie decyzji zajmuje ok. 1,5 roku.

Tabela 13 Harmonogram realizacji inwestycji w formie wykresu Gantta.

Wyszczególnienie	ROK 1												ROK 2												ROK 3											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Uzyskanie finansowania (tu środki UE)																																				
Wybór lokalizacji, idea i ocena wstępna zakresu projektu																																				
Koncepcja projektowa biogazowni: wybór technologii i łańcucha dostaw																																				
Tytuł prawny do terenu lokalizacji inwestycji kupno/dzierżawa																																				
Studium wykonalności																																				
Montaż finansowy (promesa kredytowa)																																				
Pozwolenia środowiskowe (z OOS)																																				
Promesa koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie produkcji energii (URE) – do końca 2010 r.																																				
Warunki zabudowy na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzji																																				
Warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej																																				
Umowa na przyłączenie do sieci																																				
Pozwolenie wodno-prawne																																				
Projekt budowlany																																				
Decyzje, opinie, uzgodnienia do projektu budowlanego																																				
Uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę																																				
Plan BIOZ																																				
Budowa																																				
Rozruch																																				
Pozwolenia i zgłoszenia przed rozpoczęciem użytkowania																																				
Decyzja zezwalająca na eksploatację urządzeń technicznych (UDT)																																				
Decyzja o pozwoleniu na odzysk odpadów metodą R10																																				
Zezwolenie na prowadzenie działalności w zakresie odzysku lub unieszkodliwiania odpadów																																				
Odbiór i kontrola zgodności																																				
Decyzja o pozwoleniu na użytkowanie																																				
Wpis do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego (ARR)																																				
Uruchomienie biogazowni																																				

4 Aspekty prawne związane z procesem inwestycyjnym i funkcjonowaniem biogazowni rolniczych

Biogazownie rolnicze są instalacjami przemysłowymi, które pełnią trzy podstawowe funkcje: utylizacja produktów ubocznych, produkcja energii elektrycznej i ciepła (chłodu), produkcja pozostałości poprodukcyjnej (np. nawozu naturalnego). Wytwarzanie biogazu z odchodów zwierzęcych i produktów ubocznych produkcji rolniczej, nie figuruje w spisie działalności tak zwanych „Działów specjalnych produkcji rolnej”, stąd proces fermentacji jest traktowany jako produkcja przemysłowa. Wynikiem powyższego jest kwalifikacja masy pofermentacyjnej do odpadów przemysłowych, ze wszystkimi tego konsekwencjami.

W trakcie projektowania, budowy i eksploatacji musi być spełnione wiele warunków, z których najważniejsze zawarte są w następujących aktach prawnych (wraz z rozporządzeniami):

- Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.
- Prawo budowlane.
- Prawo ochrony środowiska.
- Prawo energetyczne.
- Ustawa o odpadach.
- Ustawa o nawozach i nawożeniu.

W praktyce trzy ostatnie z ww. ustaw najbardziej wpływają na przebieg procesu inwestycyjnego. Poniżej omówiono szerzej problemy prawne spotykane na etapie przygotowania inwestycji i budowy a w dalszej części rozdziału także specjalne wymogi prawne na etapie użytkowania biogazowni rolniczych, umożliwiające uzyskanie wsparcia eksploatacyjnego.

4.1 *Przyłączenie biogazowni do sieci elektroenergetycznej i możliwości sprzedaży wyprodukowanej energii*

Przyłączenie biogazowni do systemu energetycznego, podobnie jak innych źródeł odnawialnych, podlega uregulowaniom zawartym w ustawie Prawo energetyczne. Warunki przyłączenia do sieci określa Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dn. 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.).

Typowa procedura przyłączenia do sieci wygląda następująco:

1. Złożenie przez inwestora wniosku do operatora sieci elektro-energetycznej o określenie warunków przyłączenia. Formularz można pobrać ze strony internetowej danego operatora (patrz rozdział 3).

2. Zawarcie Umowy Przyłączeniowej na podstawie uzyskanych warunków przyłączenia, pomiędzy operatorem sieci elektroenergetycznej a inwestorem (wytwórcą energii odnawialnej), w której określone są: techniczne warunki przyłączenia, termin realizacji, koszty oraz:

- Potwierdzenie zapisów decyzji o warunkach przyłączenia do sieci.
- Lista zadań niezbędnych do wykonania w celu dokonania przyłączenia (rozbudowa sieci, projekt budowlany dla przyłącza, wykonanie instalacji odbiorczej, *etc.*), terminy i zakresy odpowiedzialności za ich wykonanie przez strony umowy.
- Wysokość opłaty przyłączeniowej.
- Warunki do spełnienia przed rozpoczęciem produkcji energii elektrycznej.
- Określenie mocy elektrycznej na potrzeby własne elektrociepłowni.
- Miejsce rozgraniczenia własności urzędzeń.
- Sposób rozliczenia za dostarczanie energii.

3. Po oddaniu obiektu do użytkowania, złożenie na podstawie promesy, wniosku o udzielenie koncesji zawierającego oświadczenie dotyczące zmian w stanie faktycznym i prawnym, podanym we wniosku o wydanie promesy. Załączniki do wniosku stanowią m.in.: schemat oraz opis sposobu zainstalowania układu pomiarowego (potrzebnego do naliczania przez URE przysługujących świadectw pochodzenia); decyzja o pozwoleniu na budowę; informacja o zakończeniu budowy; informacja o rozpoczęciu eksploatacji urządzeń energetycznych wydana przez operatora sieci elektroenergetycznej; zestawienie rocznych planowanych przychodów i kosztów działalności objętej wnioskiem koncesyjnym na okres minimum trzech lat. **Należy pamiętać, iż w obecnym stanie prawnym koncesja wymagana jest jedynie w przypadku zainteresowania produkcją ciepła, w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub wprowadzania go do sieci dystrybucyjnej gazowej – obowiązuje wpis do rejestru prowadzonego przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego.**

4. Uzyskanie wpisu do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego, prowadzonego przez Agencję Rynku Rolnego. Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne z dn. 10 kwietnia 1997 r. oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2010 r., Nr 21, poz. 104), od dnia 1 stycznia 2011 r. działalność gospodarcza w zakresie: wytwarzania biogazu rolniczego lub wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego stanowi działalność regulowaną, w rozumieniu przepisów ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, wymagającą wpisu do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego prowadzonego przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego. Brak rejestracji oznacza działalność niedozwoloną i podlega karze pieniężnej.

O wpis do ww. rejestru mogą ubiegać się przedsiębiorcy, którzy spełniają następujące warunki:

- są zarejestrowani w Centralnym Rejestrze Przedsiębiorców, administrowanym przez Agencję Rynku Rolnego,
- posiadają tytuł prawny do obiektów budowlanych, w których będzie wykonywana działalność gospodarcza, oraz
- dysponują 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.

Szczegółowe warunki dotyczące uzyskania wpisu do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego znajdują się na stronie internetowej Agencji Rynku Rolnego (www.arr.gov.pl).

5. Rejestracja jest również niezbędna przy ubieganiu się o gratyfikację za wyprodukowaną zieloną energię elektryczną lub biometan. Przedsiębiorstwa wpisane do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej z biogazu rolniczego, mogą wnioskować o wydanie świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii. Po uzyskaniu wpisu do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego, możliwe jest uzyskanie odpowiednich Świadectw Pochodzenia (zielone dla energii elektrycznej, brązowe dla biogazu włączanego do sieci gazu ziemnego, żółte/fioletowe dla kogeneracji), określających źródło, z jakiego została wytworzona energia oraz datę i miejsce produkcji. Dokumenty te mogą być przedmiotem obrotu na sesyjnym rynku giełdowym Towarowej Giełdy Energii (TGE) lub umów bilateralnych. Świadectwa pochodzenia „zielonej” energii wystawia Prezes URE po wcześniejszym złożeniu wniosku przez wytwórcę biogazu za pośrednictwem operatora systemu przesyłowego.

4.2 Wykorzystanie produktów ubocznych rolnictwa oraz z przemysłu rolno - spożywczego

Prawo energetyczne definiuje biogaz rolniczy, jako paliwo gazowe otrzymywane z surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych lub pozostałości przemysłu rolno-spożywczego lub biomasy leśnej w procesie fermentacji metanowej. Powszechną praktyką w nowoczesnych biogazowniach jest stosownie procesu współfermentacji odchodów zwierzęcych z produktami ubocznymi z przemysłu rolno-spożywczego, w związku z tym podlegają one przepisom Ustawy o odpadach z dnia 27 kwietnia 2001 r. (Dz. U. z 2007 r., Nr 39, poz. 251, z późn. zm.). Biogazownie rolnicze, przetwarzające odpady organiczne, należy traktować jako instalacje do odzysku odpadów co pociąga za sobą konieczność uzyskania odpowiednich zezwoleń na prowadzenie działalności w zakresie odzysku lub unieszkodliwiania odpadów.

Operatorzy biogazowni rolniczych są zobowiązani do przestrzegania przepisów w zakresie ewidencjonowania odpadów i składania sprawozdań, zgodnie z Ustawą o odpadach. Posiadacz odpadów zajmujący się ich odzyskiem (w tym przypadku - właściciel biogazowni rolniczej, przetwarzającej odpady zwierzęce lub/i roślinne) jest zobowiązany do prowadzenia ewidencji ilościowej i jakościowej przetwarzanych odpadów, która musi zawierać m.in. sposoby gospodarowania odpadami oraz dane o pochodzeniu i miejscu ich przeznaczenia zgodnie ze wzorem określonym przez Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 lutego 2006 r. w sprawie wzorów dokumentów stosowanych na potrzeby ewidencji odpadów (Dz.U. Nr 30, poz. 213). Dodatkowo w sprawozdaniu kwartalnym do Prezesa ARR biogazownie rolnicze podają rodzaje i ilości substratów wykorzystanych do produkcji biogazu.

Bodziec ekonomiczny do wykorzystania produktów ubocznych rolnictwa do produkcji biogazu

Ustanowienie opłat za składowanie odpadów organicznych stanowi bodziec finansowy dla przemysłu i rolnictwa do przetwarzania odpadów w biogazowniach rolniczych. Korzyść finansowa płynąca z produkcji biogazu jest podwójna: nie trzeba uiszczać opłaty za składowanie takich odpadów a dodatkowo istnieje możliwość produkcji energii. Każdy przypadek należy indywidualnie przeanalizować od strony prawnej i ekonomicznej. Obwieszczenie Ministra Środowiska z dnia 4 października 2010 r., w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska na rok 2011 (M.P. z 2010 r. Nr 74, poz. 945) podaje jednostkowe stawki i opłaty za umieszczenie odpadów na składowisku, których może uniknąć wytwórca, wykorzystując odpady jako wsad do biogazowni:

- Odchody zwierzęce: 56,30zł/t.
- Odpadowa tkanka zwierzęca, zwierzęta padłe i ubite: 147,85 zł/t.
- Odpadowa masa roślinna: 107,85 zł/t.
- Odpady z przygotowania, przetwórstwa produktów i używek spożywczych oraz odpady pochodzenia roślinnego w tym m.in. odpady z owoców, warzyw, produktów zbożowych, olejów jadalnych, produkcji ekstraktów drożdżowych przygotowania i fermentacji melasy: 11,32-17,54 zł/t.
- Odpady z przemysłu piekarniczego i cukrowniczego: 17,54 zł/t.
- Odpady z przemysłu cukrowniczego: 11,32 zł/t.
- Odpady z przemysłu mleczarskiego: 17,54 zł/t.
- Odpady z produkcji napojów: 11,32-56,30 zł/t.

Odpady niebezpieczne i wymóg sanitacji

Biogazownie wyposażone w systemy do sanitacji (higienizacji lub sterylizacji) mogą przejąć część zadań zakładów utylizacyjnych, co daje jednocześnie szansę zwiększenia ilości dostępnych substratów do produkcji biogazu. Przykładem odpadów, które mogą być stosowane w procesie kofermentacji są niewykorzystane produkty spożywcze oraz mączka mięsno-kostna, natomiast nie mogą one być już dalej wykorzystywane w celach paszowych i podlegają utylizacji. Zastosowanie

substratów wymagających sanitacji wymaga wybudowania systemu do higienizacji/sterylizacji, co może podwyższyć koszty budowy biogazowni nawet o 30%. Jednocześnie odpady np. poubojowe posiadają wysoki potencjał do produkcji biogazu, tak więc ich zastosowanie znacząco podniesie produkcję biogazu, tym samym zwiększając opłacalność przedsięwzięcia. O zastosowaniu poszczególnych rozwiązań w instalacji do sanitacji odpadów decyduje rodzaj i właściwości wsadu.

Działalność polegającą na zbieraniu, transportowaniu, przechowywaniu, przetwarzaniu lub usuwaniu ubocznych produktów zwierzęcych regulują przepisy Unii Europejskiej zawarte w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 3 października 2002 roku ustanawiające przepisy zdrowotne związane z ubocznymi produktami zwierzęcymi nie przeznaczonymi do spożycia przez ludzi - rozporządzenie (WE) Nr 1774/2002. Klasyfikuje ono niejadalne produkty i odpady zwierzęce na różne kategorie i określa sposób ich przetwarzania. Odpady zwierzęce, które mogą zostać wykorzystane w biogazowniach, można podzielić na trzy kategorie:

- **Kategoria I** - obejmuje wszystkie materiały, które mogą być zakażone gąbczastymi przenośnymi encefalopatiami (m.in. czaszka bydła, owiec i kóz w wieku powyżej 12 miesięcy, jelita przeżuwaczy) odpady kuchenne, pochodzące ze środków transportu międzynarodowego, materiał zwierzęcy o cząstkach większych niż 6 mm z zakładów przetwarzających materiał kategorii I oraz z oczyszczalni ścieków obsługujących te zakłady.
- **Kategoria II** - obejmuje odchody i treść z przewodu pokarmowego zwierząt gospodarskich, zwierzęta lub ich części podejrzewane o skażenie lub mogące przenosić w jakikolwiek inny sposób choroby zwierzęce; zwierzęta, u których stosowano niedozwoloną ilość leków weterynaryjnych, materiał zwierzęcy o cząstkach większych niż 6 mm z zakładów przetwarzających materiał kategorii II i III oraz z oczyszczalni ścieków obsługujących te zakłady), zwierzęta padłe.
- **Kategoria III** - obejmuje materiał zwierzęcy ze zwierząt zdrowych, które zostały uznane za zdatne do spożycia przez ludzi, ale nie przeznaczone do wprowadzenia na rynek; odpady kuchenne z innego źródła niż międzynarodowy transport.

Załącznik VI „Szczegółowe wymagania dla przetwarzania materiału kategorii I i II oraz dla zakładów wytwarzających biogaz i kompostowni” do ww. rozporządzenia definiuje szczegółowe wymagania dla przetwarzania odpadowych materiałów zwierzęcych przez biogazownie podając krytyczne parametry procesu przeróbki tych odpadów, takie jak: rozmiar cząstek surowca; temperaturę osiąganą w procesie obróbki termicznej; ciśnienie (jeśli jest wymagane), jakiemu poddawany jest surowiec oraz czas trwania obróbki lub tempo podawania w systemie ciągłym. Zapisy pracy urzędzeń muszą być przechowywane przez okres co najmniej dwóch lat w celu wykazania, że zachowane były minimalne wartości dla każdego krytycznego punktu kontroli. W biogazowniach mogą być przetwarzane jedynie następujące rodzaje ubocznych produktów pochodzenia zwierzęcego:

- **Materiały kategorii II** - odchody i treści uwolnione z przewodu pokarmowego mogą być stosowane bez sanitacji, jeśli nie stwarzają ryzyka rozprzestrzeniania się chorób zakaźnych wg opinii odpowiednich władz. *Odpady takie, aby mogły być wykorzystane do produkcji biogazu, muszą być poddane obróbce metodą I (sterylizacji): maksymalny rozmiar cząstki przed wprowadzeniem do urządzenia: 50 mm; minimalna temperatura całości materiału w urządzeniu: 133°C; minimalny czas przebywania w urządzeniu bez przerwy: 60 minut, w tym 20 minut pod ciśnieniem (bezwzględny) co najmniej 3 barów wytworzonym przy pomocy nasyconej pary wodnej. Sterylizację można stosować w sposób ciągły lub partiami sterylizacji przed lub po procesie fermentacji.*
- **Materiał kategorii III** - może być wykorzystywany jako surowiec w biogazowniach, wyposażonych w urządzenia do higienizacji, przy spełnieniu następujących minimalnych wymagań: maksymalny rozmiar cząstki przed wprowadzeniem do urządzenia: 12 mm; minimalna temperatura całości materiału w urządzeniu: 70°C; minimalny czas przebywania w urządzeniu bez przerwy: 60 minut. *Odchody zwierzęce oraz zawartość przewodu pokarmowego, choć zaliczone do kategorii II nie muszą być poddawane procesowi sterylizacji, jeśli nie są uznane za stwarzające ryzyko rozprzestrzeniania choroby zakaźnej. W przypadku, jeśli przeznaczone są do produkcji nawozu rolniczego na własny użytek, nie muszą być uzdatniane.*

Generalnie przyjmuje się zasadę, że materiał kategorii I nie może być przetwarzany w biogazowni. Wyjątki podaje rozporządzenie (WE) Nr 92/2005 z dnia 19 stycznia 2005 r., wdrażające rozporządzenie (WE) Nr 1774/2002 i zmieniające jego załącznik VI w odniesieniu do przetwarzania biogazu i wytopionych tłuszczów. Określa, że materiały otrzymane w wyniku przetwarzania surowca kategorii I mogą być przetwarzane w biogazowni, pod warunkiem że przetwarzanie odbywało się według alternatywnej metody (hydroliza zasadowa i wysokociśnieniowa). Materiał kategorii I może być przetworzony na biogaz jeżeli zwierzęta mają mniej niż 24 miesiące w momencie uboju lub zwierzęta zostały poddane testom laboratoryjnym na wykrycie przenośnej encefalopatii gąbczastej (TSE) i wynik tych testów był negatywny. Właściwe władze mogą także zatwierdzić tę metodę w celu przetwarzania i usuwania przetworzonego tłuszczu należącego do kategorii I.

Zakłady wytwarzające biogaz muszą być wyposażone w następujące urządzenia do higienizacji/sterylizacji: instalacje do monitorowania temperatury względem czasu; urządzenia rejestrujące do ciągłego zapisywania wyników; stosowny system zabezpieczający przed niedostatecznym ogrzewaniem; odpowiednie urządzenia do czyszczenia i dezynfekcji pojazdów oraz kontenerów opuszczających zakład wytwarzający biogaz. Każdy zakład musi posiadać własne laboratorium lub korzystać z usług laboratoriów zewnętrznych. Laboratorium musi być wyposażone odpowiednio do potrzeb wykonywania niezbędnych analiz i być zatwierdzone przez właściwe władze.

Uboczne produkty zwierzęce powinny być przetwarzane możliwie jak najszybciej po ich dostarczeniu do biogazowni zaś do momentu obróbki należy zapewnić właściwie ich przechowywanie. Kontenery, pojemniki i pojazdy wykorzystywane do transportu nieprzetworzonego materiału muszą być czyszczone w wyznaczonym miejscu, które powinno zapewniać eliminację ryzyka zanieczyszczenia przetwarzanych produktów. Należy podejmować systematycznie działania zapobiegawcze przeciwko ptakom, gryzoniom, owadom lub innym szkodnikom. Dla wszystkich części pomieszczeń należy przestrzegać odpowiednich procedur utrzymania czystości przy zapewnieniu odpowiedniego sprzętu i środków. Operator instalacji powinien także przeprowadzać regularne inspekcje otoczenia i sprzętu w zakresie kontroli higieny. Instalacje i sprzęt muszą być utrzymywane w dobrym stanie technicznym a urządzenia pomiarowe muszą być kalibrowane w regularnych odstępach czasu. Pozostałości po produkcji biogazu należy przechowywać i przetwarzać w sposób wykluczający ponowne zanieczyszczenie. Wszystkie ww. działania podejmowane w celu zapewnienia prawidłowego przygotowania i przebiegu procesu z udziałem odpadów ubocznych pochodzenia zwierzęcego muszą być odpowiednio udokumentowane. W przypadku wystąpienia zagrożenia dla zdrowia ludzi lub zwierząt, państwa członkowskie UE mogą zastosować bardziej rygorystyczne przepisy krajowe dla sposobu stosowania nawozów organicznych i dodatków do wzbogacania gleby.

Rozporządzenie (WE) Nr 1774/2002 od 4 marca 2011 zostało uchylone rozporządzeniem (WE) Nr 1069/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 października 2009 r. określającym przepisy sanitarne dotyczące produktów ubocznych pochodzenia zwierzęcego nie przeznaczonych do spożycia. Główne zmiany w nowym rozporządzeniu to: doprecyzowanie definicji kategorii I-III; sposobów usuwania, przetwarzania i stosowania odpadów; zniesienie konieczności przetwarzania obornika i gnojowicy w celu ich zastosowania jako nawozu; sędowanie kompetencji do krajów członkowskich w ustalaniu niektórych procedur na poziomie krajowym a także uproszczenie procedur przeprowadzania sprawozdawczości oraz identyfikacji i kontroli odpadów.

4.3 Wykorzystanie masy pofermentacyjnej w celach nawozowych

Stosowanie rozwiązań na rzecz poprawy opłacalności ekonomicznej biogazowni wiąże się nie tylko z wykorzystaniem odpadów jako substratów, ale także z wykorzystaniem masy pofermentacyjnej jako nawozu. W ogólnym ujęciu, można stwierdzić że materiał pofermentacyjny doskonale nadaje się do zastosowania, jako pełnowartościowy nawóz i takie jego wykorzystanie jest ekonomicznie uzasadnione. W zakresie wykorzystania produktu pofermentacyjnego z biogazowni

rolniczych w prawodawstwie UE obowiązuje, omówione już w poprzednim rozdziale, Rozporządzenie (WE) Nr 1774/2002, natomiast w polskim systemie prawnym ramy legislacyjne stanowi Ustawa o odpadach z dnia 27 kwietnia 2001 r. (j.t. Dz. U. z 2007 r., Nr 39, poz. 251, z późn. zm.) oraz Ustawa o nawozach i nawożeniu z dnia 10 lipca 2007 r. (Dz.U. Nr 147, poz. 1033). Obecnie (stan na listopad 2010) oba powyższe akty jak i rozporządzenia wykonawcze do nich są na etapie nowelizacji i wprowadzenia udogodnień w zakresie wykorzystania masy pofermentacyjnej z biogazowni jako nawozu.

W obecnym stanie prawnym problem wynika z kwalifikacji masy pofermentacyjnej, która jest pozostałością poprodukcyjną z produkcji biogazu. Mimo, że z racji użytych substratów, ma ona zazwyczaj właściwości nawozu, jest uznawana za odpad i nie może być przekazywana innym podmiotom do nawożenia pól, chyba że odbywa się to za stosownym pozwoleniem wydawanym przez ministerstwo właściwe ds. rolnictwa, co rodzi biurokratyczną barierę. Bez uzyskania pozwolenia biogazownia może wykorzystać taki nawóz tylko na tych polach, do których ma tytuł prawny.

Niedogodnością jest brak możliwości przekazywania przefermentowanej biomasy innym odbiorcom. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 21 kwietnia 2006 r. w sprawie listy rodzajów odpadów, które posiadacz odpadów może przekazywać osobom fizycznym lub jednostkom organizacyjnym nie będącymi przedsiębiorcami, oraz dopuszczalnych metod ich odzysku (Dz. U. Nr 75, poz. 527) poza rodzajem odpadu wskazuje również konkretną metodę i proces odzysku odpadu. Jednak aby masę pofermentacyjną można było uznać jako nawóz należy dodać do ww. listy odpadów te charakterystyczne dla produkcji biogazu:

- 19 06 05 - ciecze z beztlenowego rozkładu odpadów zwierzęcych i roślinnych,
- 19 06 06 - przefermentowane odpady z beztlenowego rozkładu odpadów zwierzęcych i roślinnych.

Przepisy o nawozach i nawożeniu

Zasady stosowania odchodów zwierzęcych jako nawozów oraz środków polepszających glebę w agrotechnice są uregulowane przez przepisy Ustawy o nawozach i nawożeniu. Ustawa wprowadza ograniczenia dawek azotu, terminy stosowania nawozów naturalnych oraz determinuje wymogi dotyczące ich przechowywania. Według definicji nawóz naturalny to obornik, gnojowica lub gnojówka, przeznaczone do rolniczego wykorzystania, bez dodatków innych substancji. W rozumieniu ustawy pulpa pofermentacyjna z biogazowni nie spełnia obecnie tej definicji ani definicji nawozu organicznego (wg definicji jest to nawóz wytworzony z substancji organicznej lub mieszanin substancji organicznych), ponieważ wytwarzanie pozostałości pofermentacyjnej w procesie produkcji biogazu nie jest uznawane według prawa za produkcję nawozu. Pulpa pofermentacyjna spełnia natomiast definicję środka poprawiającego właściwości gleby (są to substancje dodawane do gleby w celu poprawienia jej właściwości lub jej parametrów chemicznych, fizycznych, fizykochemicznych lub biologicznych). Środki poprawiające właściwości gleby można stosować na własnych polach bez pozwolenia, jednak zagospodarowanie pozostałości pofermentacyjnej z biogazowni 1 MW_{el} wymaga powierzchni w granicach 1 000-5 000 ha, w zależności od zastosowanego wsadu. Natomiast sprzedaż, zbytnie, przekazanie nieodpłatne czy wprowadzenie do obrotu podlega regulacjom prawnym.

Nawozy naturalne w postaci płynnej (gnojowica i gnojówka), zgodnie z zapisami ustawy, należy przechowywać w szczelnych, zamkniętych zbiornikach o pojemności umożliwiającej gromadzenie co najmniej 4 miesięcznej produkcji tego nawozu (Ustawa o nawozach i nawożeniu). Dla obszarów szczególnie narażonych na azotany pochodzenia rolniczego obejmujących kilka procent powierzchni kraju⁶ (określono wykaz obszarów na lata 2008-2012, opublikowanych w dziennikach urzędowych województw) istnieje obowiązek przechowywania przez okres 6 m-cy, a więc istnieje konieczność zapewnienia szczelnego zbiornika o odpowiedniej wielkości.

⁶ http://www.minrol.gov.pl/pol/content/download/20547/107791/file/zalacznik_U.pdf

Ustawa o nawozach i nawożeniu wprowadziła także obowiązek uzyskania zezwolenia na wprowadzanie do obrotu nawozów organicznych. Zezwolenie wydaje minister właściwy ds. rolnictwa. Wniosek o wydanie zezwolenia, zgodnie z zapisami Rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi z dnia 18 czerwca 2008 r. w sprawie wykonania niektórych przepisów ustawy o nawozach i nawożeniu (Dz.U. Nr 119, poz. 765, z późn. zm.), powinien zawierać wyniki badań, opinię upoważnionej jednostki organizacyjnej oraz projekt instrukcji stosowania i przechowywania nawozu. Warunkiem uzyskania opinii jest przedstawienie wyników badań potwierdzających przydatność do nawożenia roślin, gleb lub do rekultywacji gleb oraz wykazujących brak szkodliwego oddziaływania na zdrowie ludzi i zwierząt oraz na środowisko a także brak zawartości zanieczyszczeń powyżej wartości dopuszczalnych.

W ww. aktach prawnych określa się:

- Jednostki organizacyjne upoważnione do przeprowadzania badań lub wydawania opinii.
- Szczegółowy zakres badań.
- Szczegółowy zakres dokumentacji.
- Wymagania odnośnie instrukcji stosowania i przechowywania.
- Dopuszczalne rodzaje zanieczyszczeń.
- Minimalne wymagania jakościowe.

Przed zastosowaniem osadu pofermentacyjnego jako nawozu należy wykonać analizę jego składu chemicznego i badanie sanitarne; zbadać właściwości gleby, na której planuje się stosowanie osadu oraz w oparciu o uzyskane wcześniej wyniki określić dawkę nawozu. Analiza składu chemicznego obejmuje: zawartość suchej masy, odczyn, zawartość substancji organicznej, zawartość fosforu ogółem, zawartość azotu ogółem, zawartość wapnia i magnezu, zawartość metali ciężkich. Badanie sanitarne obejmuje: obecność bakterii chorobotwórczych z rodzaju *Salmonella*, liczebność żywych jaj pasożytów jelitowych: *Ascaris sp.*, *Trichuris sp.*, *Toxocara sp.* Badania wykonuje się dla każdej partii przeznaczony do wykorzystania w rolnictwie.

Aby osad pofermentacyjny mógł być wykorzystywany na cele nawozowe musi spełniać wymagania określone w Rozporządzeniu Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi z dnia 18 czerwca 2008 r. w sprawie wykonania niektórych przepisów ustawy o nawozach i nawożeniu (Dz.U. Nr 119, poz. 765, z późn. zm.).

Badania właściwości gleby (gruntu) obejmują: odczyn, zawartość metali ciężkich, zawartość przyswajalnego fosforu. Badania wykonuje się na próbce gleby pobranej w sposób reprezentatywny. Jedna próbka gleby reprezentuje powierzchnię nie większą niż 5 ha o jednorodnej budowie i użytkowaniu. W rolnictwie maksymalna dawka osadu wynosi nie więcej niż 10 ton suchej masy na 1 ha. Taką dawkę osadu można zastosować jeden raz w okresie 5 lat. W rzeczywistości dawki osadu określa się w zależności od zawartości azotu i fosforu w osadzie oraz zasobności gleby w przyswajalny fosfor. Maksymalna dawka nawozów naturalnych ustalana jest według ilości wprowadzanego do gleby azotu N (170 kgN/ha). Skład mineralny pulpy pofermentacyjnej zależy od rodzaju substratów stosowanych w biogazowni. Przykładowe ilości dla mieszaniny gnojowicy i kiszonki to 0,6% azotu (N), 0,7% fosforu (P₂O₅), 0,4% potasu (K₂O).

Ustawa o nawozach i nawożeniu jest obecnie w trakcie nowelizacji. W założeniu wejście w życie nowelizacji ustawy ma usunąć zbędne bariery przy wykorzystywaniu do celów nawozowych produktów powstających w procesie fermentacji metanowej nawozów naturalnych, biomasy roślinnej pochodzącej z rolnictwa i biomasy leśnej, które są stosowane jako substrat do produkcji biogazu rolniczego.

Przepisy o odpadach

Ustawa o odpadach nakłada na inwestora obowiązek uzyskania pozwolenia na odzysk i wytwarzanie odpadów. Pozwolenie może być wydane pod warunkiem ustalenia precyzyjnych zasad gospodarowania odpadami w instalacji biogazowni rolniczej. Aby wykorzystanie odpadów jako

nawozu było możliwe, należy spełnić szereg warunków określonych przez ustawodawcę. Większość mikroorganizmów chorobotwórczych ginie na skutek poddania ich działaniu podwyższonej temperatury panującej w komorze fermentacyjnej, jednak w celu całkowitego wyeliminowania ryzyka przedostania się ich do środowiska wprowadzono również wymóg higienizacji/sanitacji prefermentowanej masy przed jej wykorzystaniem jako środka polepszającego glebę.

Zgodnie z definicją zawartą w Ustawie o odpadach biogazownie przetwarzające odpady organiczne, należy traktować jako instalacje do odzysku odpadów. Warunki rozprowadzania substancji pofermentacyjnych w celu nawożenia lub ulepszenia gleby zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 14 listopada 2007 r. w sprawie procesu odzysku R10 (Dz.U. Nr 228, poz. 1685).

W prawodawstwie UE szczegółowe kwestie związane z wykorzystaniem do produkcji biogazu z odpadów zwierzęcych reguluje Rozporządzenie (WE) Nr 1774/2002 Parlamentu Europejskiego i Rady, ustanawiające przepisy sanitarne, dotyczące produktów ubocznych pochodzenia zwierzęcego nie przeznaczonych do spożycia przez ludzi; natomiast od 4 marca 2011 zostało ono uchylone **Rozporządzeniem (WE) Nr 1069/2009** Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 października 2009 r. określającym przepisy sanitarne dotyczące produktów ubocznych pochodzenia zwierzęcego nie przeznaczonych do spożycia. Główne zmiany w nowym rozporządzeniu polegają m.in. na doprecyzowaniu metody postępowania z nawozami organicznymi i polepszcami gleby, które mogą być wprowadzone do obrotu i stosowane, pod warunkiem, że pochodzą one z materiału kategorii II lub III oraz, że zostaną odpowiednio przygotowane. Nawozy organiczne i dodatki do wzbogacania gleby muszą spełniać wymogi dotyczące kontroli patogenów oraz pakowania i etykietowania. Rozporządzenie (WE) z dnia 1 lutego 2006 r. Nr 181/2006 w sprawie wykonania rozporządzenia (WE) Nr 1774/2002 w odniesieniu do nawozów organicznych i dodatków do wzbogacania gleby innych niż nawóz naturalny oraz zmieniające to rozporządzenie przewiduje, że produkty przetworzone pochodzące z procesów obróbki produktów ubocznych pochodzenia zwierzęcego w zakładach przetwórczych nie mogą być stosowane bezpośrednio na gruntach, do których mogą mieć dostęp zwierzęta hodowlane (chodzi tu o pastwiska).

Osoba odpowiedzialna zachowuje przynajmniej przez okres dwóch lat dokumentację dotyczącą:

- a) ilości zastosowanych nawozów organicznych i dodatków wzbogacających glebę;
- b) dat, kiedy zastosowano nawozy organiczne i dodatki wzbogacające glebę, a także miejsc, w których to nastąpiło;
- c) dat, kiedy wypuszczono zwierzęta gospodarskie na pastwisko lub kiedy z gruntów zebrano rośliny służące do produkcji pasz.

Rozprowadzanie pozostałości fermentacyjnych na pastwiskach i łąkach, jest możliwe pod warunkiem, że wypas zwierząt hodowlanych nie będzie prowadzony przez co najmniej 21 dni po rozprowadzeniu tych substancji. Po przetworzeniu nawozy organiczne i dodatki do wzbogacania gleby, zależnie od przypadku, są odpowiednio przechowywane i przewożone w oznakowanych opakowaniach. Po upływie 21 dni od daty ostatniego zastosowania można udzielić zezwolenia na wypas lub skoszenie trawy lub ziół z przeznaczeniem na paszę, pod warunkiem że właściwy organ nie stwierdzi, że takie działania stanowią zagrożenie dla zdrowia ludzi lub zwierząt. Właściwy organ może ustanowić okres dłuższy, podczas którego obowiązuje zakaz wypasania z uwagi na zagrożenie dla zdrowia ludzi lub zwierząt. Prefermentowana masa może być stosowana na glebach, na których nie są przekroczone dopuszczalne stężenia substancji wymienionych w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 9 września 2002 r. w sprawie standardów jakości gleby oraz standardów jakości ziemi (Dz.U. Nr 165, poz. 1359). Jej stosowanie nie może doprowadzić do przekroczenia dopuszczalnych zawartości m.in. metali ciężkich. Celem określenia dopuszczalnej dawki prefermentowanej masy stosowanej w celach nawozowych wytwórca prowadzi badania w certyfikowanych laboratoriach.

4.4 Wymogi prawne do spełnienia przy ubieganiu się o wsparcie eksploatacyjne i inwestycyjne dla biogazowni rolniczych

W obecnych uwarunkowaniach na rynku energii, dla rozwoju biogazowni niezbędne jest istnienie mechanizmów wsparcia, w tym finansowych, które umożliwiłyby zapewnienie odpowiednich korzyści ekonomicznych w stosunku do wysokości ponoszonych nakładów inwestycyjnych. Bodźcem dla inwestycji były i są jeszcze (choć w ograniczonym zakresie) dostępne dotacje do inwestycji na projekty związane z energią odnawialną z funduszy UE na lata 2007-2013 oraz dotacje z krajowych funduszy ekologicznych. Innym instrumentem poprawiającym ekonomikę biogazowni jest wsparcie udzielane na etapie eksploatacji, które w Polsce przyjmuje formę zbywalnych certyfikatów. Opis możliwości pozyskania dofinansowania na etapie eksploatacji biogazowni przedstawiony został w rozdziale 1.6 poradnika, a praktyczne sposoby jego wykorzystania w postaci strumienia przychodów opisano w rozdziale 6 poradnika.

W niniejszym rozdziale omówione są uwarunkowania i wymogi prawne jakie inwestor musi spełnić aby skorzystać z dostępnego wsparcia w postaci dofinansowania do inwestycji i dopuszczalnej prawem intensywności wsparcia w postaci dotacji (ekwiwalentu dotacji) oraz zwrócono uwagę na niektóre praktyczne aspekty ubiegania się o wsparcie.

Intensywność wsparcia regulowana jest ogólnymi przepisami UE, dotyczącymi pomocy publicznej. Limit kwalifikowanych wydatków ze środków publicznych, na które można uzyskać dofinansowanie wyznacza jednocześnie pozostałą brakującą część wymaganych nakładów, którą trzeba będzie wnieść wkładem własnym lub uzyskać kredyt zazwyczaj ograniczony tzw. zdolnością kredytową. Beneficjent składający wniosek o dofinansowanie przedkłada oświadczenia o nie ubieganie się o refundację z innych środków publicznych. Standardowe dopuszczalne limity pomocy regionalnej, zgodnie z treścią rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 22 grudnia 2006 r. w sprawie ustanowienia programu pomocowego w zakresie regionalnej pomocy publicznej na niektóre inwestycje w ochronie środowiska (Dz. U. 2006 r., Nr 246, poz. 1795 z późn. zm.), są następujące:

- *50% kosztów kwalifikowanych* - na obszarach należących do województw: lubelskiego, podkarpackiego, warmińsko-mazurskiego, podlaskiego, świętokrzyskiego, opolskiego, małopolskiego, lubuskiego, łódzkiego, kujawsko-pomorskiego;
- *40% kosztów kwalifikowanych* (w przeliczeniu na tzw. „ekwiwalent dotacji brutto” - EDB) - na obszarach należących do województw: pomorskiego, zachodniopomorskiego, dolnośląskiego, wielkopolskiego, śląskiego, a w okresie od dnia 1 stycznia 2007 r., do dnia 31 grudnia 2010 r., na obszarze należącym do województwa mazowieckiego, z wyłączeniem miasta stołecznego Warszawy;
- *30% kosztów kwalifikowanych* (EDB) - na obszarze należącym do miasta stołecznego Warszawy oraz w okresie od dnia 1 stycznia 2011 r., do dnia 31 grudnia 2013 r. - na obszarze należącym do województwa mazowieckiego.

Pomoc może być zwiększona o 10 punktów procentowych dla średnich, a o 20 punktów - dla małych i mikro przedsiębiorców. Ważna jest również definicja środków kwalifikowanych - nie wszystkie wydatki związane z inwestycją można zaliczyć do takiej kategorii i pozyskać na nie dofinansowanie. Przykładowo jako niekwalifikowane w programach operacyjnych UE na lata 2007-2013 uznaje się koszty promocji projektu czy rozbudowy linii przesyłowych, a całkowite koszty przygotowania projektu nie mogą przekraczać 10%. Bardziej szczegółowe informacje dostępne są w tzw. „Krajowych wytycznych”, dotyczących kwalifikowania wydatków w ramach funduszy strukturalnych i Funduszu Spójności⁷.

⁷http://www.mrr.gov.pl/fundusze/wytyczne_mrr/obowiazujace/horyzontalne/documents/krajowe_wytyczne_dotyczace_kwalifikowania_wydatkow_4_171208.pdf

Opracowanie skutecznego wniosku o dofinansowanie budowy biogazowni z funduszy UE lub krajowych funduszy ekologicznych to złożony i często długotrwały proces. Wymaga on wcześniejszego przeprowadzenia szeregu analiz występujących problemów, które planowany projekt ma rozwiązać. Szczegółowe przewodniki po kryteriach, dokumenty programowe, wytyczne przygotowane przez instytucje finansujące pozwalają przedsiębiorcom w większym lub mniejszym stopniu odnaleźć się w zawiłościach procedur aplikowania. Z ofertą do potencjalnych beneficjentów/wnioskodawców wychodzą także firmy doradcze. Zdecydowanie się na firmę doradczą oznacza dodatkowe koszty i powinno być poprzedzone analizą szans na uzyskanie dofinansowania z uwagi przede wszystkim na ograniczenia formalne i stopień wpisania się projektu w szczegółowe priorytety i kryteria oceny.

Opracowanie wniosku o dofinansowanie wymaga każdorazowo dokładnego zapoznania się z regulaminem (wytycznymi) danego konkursu, kryteriami oceny wniosków oraz niestety długą listą wymaganych załączników, w szczególności decyzji i pozwoleń, co w przypadku budowy biogazowni jest procesem długotrwałym. Zgromadzenie ich jednak w komplecie już na pierwszym etapie oceny (formalnej) bardzo często warunkuje dopuszczenie projektu do oceny właściwej, tj. merytorycznej, podczas której weryfikowany jest np. efekt ekologiczny i wykonalność finansowo-techniczna inwestycji. Miarą kompletności przygotowania wniosku o dofinansowanie jest sprawdzenie listy posiadanych spośród wymaganych załączników. Najważniejszymi kryteriami decydującymi o uzyskaniu dofinansowania jest zazwyczaj przygotowanie (stan zaawansowania) projektu oraz gotowość techniczno-organizacyjna i prawna beneficjenta/wnioskodawcy do realizacji planowanej przez niego inwestycji. Zazwyczaj projekty nie posiadające pozwoleń budowlanego (a przynajmniej decyzji środowiskowej) oraz koncesji na wytwarzanie energii i warunków przyłączenia do sieci (czasami także umowy przyłączeniowej) są w praktyce wykluczone z systemu wsparcia dotacjami i kredytami preferencyjnymi.

Aplikowanie o pomoc dotacyjną to bardzo złożony proces i jedynie właściwie prowadzony od początku do końca, czyli od zidentyfikowania problemów, poprzez ustalenie celów projektu do prawidłowego opracowania kompletnej dokumentacji aplikacyjnej, pozwala na zwiększenie szans na pozyskanie wsparcia. Projekty na wstępnym etapie rozwoju, nie do końca przemyślane, bazujące jedynie na ogólnym zamyśle inwestycyjnym z reguły nie kwalifikują się do dofinansowania.

5 Charakterystyka wybranych funkcjonujących biogazowni rolniczych – studia przypadku

5.1 Studium przypadku biogazowni Studzionka

Pierwsza w Polsce biogazownia rolnicza o małej skali (mikrobiogazownia), uruchomiona w listopadzie 2009 roku, powstała w Studzionce (gmina Pszczyna, województwo śląskie). Biogazownia zrealizowana została sposobem gospodarczym przez rolników indywidualnych, prowadzących 40 hektarowe gospodarstwo rolne, nastawione na hodowlę kur niosek oraz trzody chlewnej. Instalacja przetwarza ok. 690 ton odchodów kurzych i 320 ton gnojowicy świńskiej rocznie wraz z substratami dodatkowymi: kiszonką kukurydzy i trawy oraz organicznymi pozostałościami produkcji rolnej z gospodarstwa.

Wyprodukowany biogaz przetwarzany jest na energię w agregacie kogeneracyjnym o mocy 30 kW_{el} i ok. 40 MW_t (niższa moc elektryczna jest związana małą mocą agregatu). Energia elektryczna wykorzystywana jest obecnie na potrzeby własne biogazowni oraz gospodarstwa z powodu braku spełnienia niektórych wymagań przyłączenia do sieci. Ciepło wykorzystywane jest natomiast do ogrzewania budynków mieszkalnych oraz budynku inwentarskiego prosiąt. Przefermentowaną gnojowicą stosowaną jest przez właścicieli gospodarstwa do nawożenia pól.

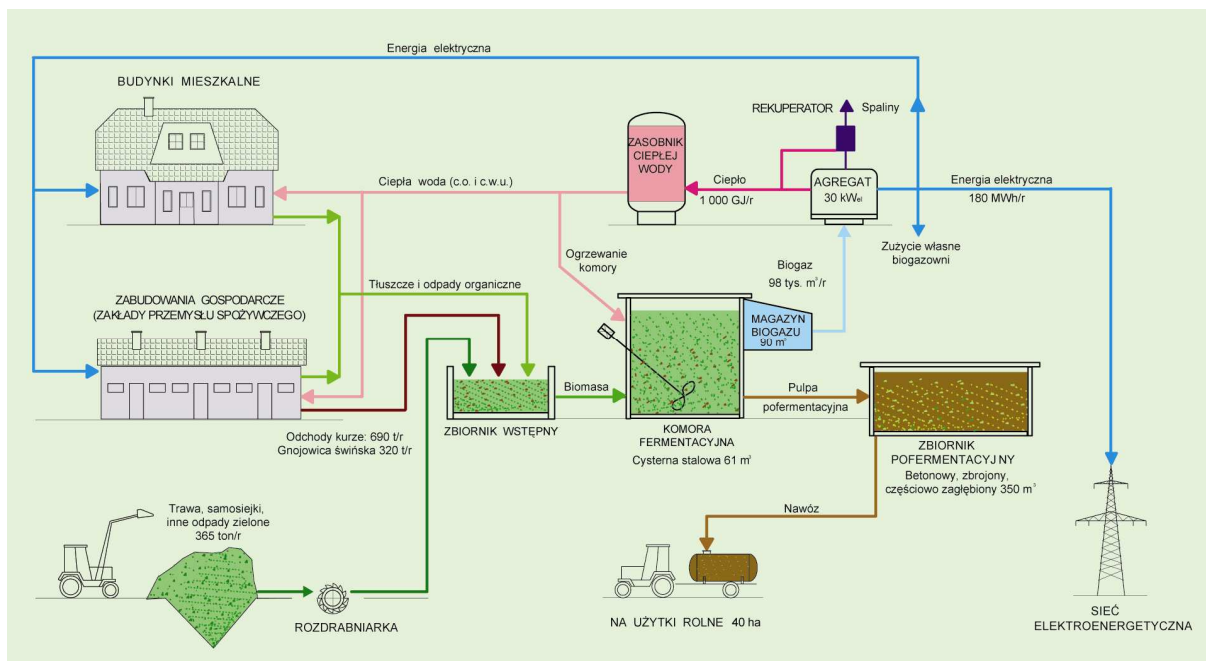
Podstawowe dane techniczne biogazowni w Studzionce:

- Wykorzystywane substraty:
 - odchody kurcze (nioski): 690 ton/rok,
 - gnojowica świńska: 320 ton/rok,
 - kiszonki kukurydzy i trawy: 365 ton/rok,
 - pozostałości produkcji rolnej oraz z gospodarstwa domowego, np. zmiotki z młyna, suchy chleb.
- pojemność stalowej komory fermentacyjnej: 60m³ oraz betonowej pofermentacyjnej 350 m³.
- układ kogeneracyjny o mocy elektrycznej 30 kW_{el} i cieplnej ok. 40 MW_t.
- zakładana (docelowa) roczna wydajność biogazowni:
 - biogaz ok. 98 tys. m³,
 - energia elektryczna ok. 180 MWh/rok,
 - ciepło ok. 1.000 GJ/rok.

Opis biogazowni, technologia

Podstawowe elementy instalacji, takie jak komora fermentacyjna i zbiornik biogazu, usytuowano na terenie podwórza za budynkami gospodarczymi, natomiast zbiornik na pulpę pofermentacyjną, pomiędzy budynkami gospodarczymi i granicą działki. Przepompownia znalazła się przy istniejącym zbiorniku zrzutowym, a pomieszczenie techniczne (maszynownia) w zaadaptowanym pomieszczeniu w budynku gospodarczym. Podstawową jednostką instalacji jest komora fermentacyjna - izolowana cieplnie cysterna stalowa o średnicy ok. 2,8 m i długości 10,3 m (objętość 61 m³, zajmowana powierzchnia 40 m²). Pulpą pofermentacyjną gromadzona jest w betonowym zbrojonym zbiorniku okrągłym zagłębionym w ziemi na około 1,5 m; o średnicy 10 m i wysokości 5 m (objętość 350 m³, zajmowana powierzchnia 95,0 m²).

Schemat technologiczny biogazowni w Studzionce przedstawia Rysunek 11.



Rysunek 11 Schemat ideowy biogazowni w Studzionce⁸ (opracowanie własne IEO)



Fotografia 3 Widok biogazowni w Studzionce (archiwum IEO).

Zbiornik biogazu stanowi balon z tworzywa sztucznego o pojemności około 85,0–90,0 m³, umieszczony jest w blaszanym silosie zbożowym o średnicy około 5,0 m i wysokości około 6,0 m, stanowiącym osłonę przed uszkodzeniami mechanicznymi i działaniem otwartego ognia.

Historia

Pomysłodawcą budowy biogazowni jest Ludwik Latocha. Za wybudowanie pierwszej w Polsce mikrobiogazowni właściciele otrzymali nagrodę Fundacji na Rzecz Rozwoju Ekoenergetyki

⁸ Deweloper: L. Latocha

„Zielony Feniks” oraz główną nagrodę w konkursie Eurozagroda w 2009 roku, przyznaną przez Ministra Rolnictwa (kategoria "inne obiekty zagrodowe i obiekty ochrony środowiska”).

Problemy jakie napotkał inwestor

Obowiązujące obecnie przepisy prawne nie uwzględniają specyfiki małych biogazowni rolniczych, narzucając podobne wymogi, jak w przypadku budowy dużych instalacji, dlatego inwestor napotykał szereg problemów na wielu etapach przygotowania i budowy biogazowni.

W fazie przedinwestycyjnej dużą trudnością dla inwestorów biogazowni, prowadzących na co dzień gospodarstwo rolne, było uzyskanie wymaganych pozwoleń, w związku z koniecznością przejścia długotrwałych i skomplikowanych procedur. W tym celu inwestorzy byli zmuszeni udzielić pełnomocnictwa deweloperowi na zdobycie odpowiednich pozwoleń, niezbędnych do uzyskania pozwolenia na budowę, co zajęło 2,5 roku, z czego pół roku trwała procedura zdobywania pozwoleń środowiskowych (najtrudniejsza w ocenie inwestorów).

Kolejny problem, który pokazał niedostosowanie obowiązującego prawa do specyfiki małych biogazowni, pojawił się na etapie uzgadniania warunków przyłączenia do sieci. Operator sieci zażądał zainstalowania specjalistycznego urządzenia do monitorowania mocy biogazowni *on-line* oraz możliwości aktywnego bilansowania energii. Koszt takiego urządzenia okazał się nieproporcjonalnie wysoki w stosunku do poniesionych nakładów całkowitych (90 tys. złotych). Po negocjacjach z operatorem, udało się uzgodnić możliwość zastosowania modemu do transmisji danych, co jest rozwiązaniem prawie 10-krotnie tańszym. Właściciele biogazowni musieli odbyć szkolenie energetyczne organizowane przez Stowarzyszenie Elektryków Polskich, wymagane dla osób, które zajmują się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci energetycznych, wykonujących prace w zakresie obsługi, konserwacji, napraw, montażu i kontrolno-pomiarowych.

Istniejące przepisy, w tym Rozporządzenie Ministra Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej z dnia 7 października 1997 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle rolnicze i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 132, poz. 877 z późn. zm.), wpłynęły też na dodatkowe komplikacje przy realizacji projektu technicznego samej biogazowni, powodując m.in. konieczność wybudowania zbiornika na biogaz poza komorą fermentacyjną oraz budowy dodatkowego ogrodzenia dookoła instalacji, pomimo że biogazownia znajduje się na ogrodzonym terenie gospodarstwa.

Ekonomika

Całkowite nakłady inwestycyjne na budowę biogazowni wyniosły ok. 400 tys. zł. Zamknięcie się w tej kwocie było możliwe jedynie dzięki wykonaniu znacznej części pracy przez właścicieli metodą „zrób to sam” oraz w niektórych przypadkach wykorzystaniu używanych urządzeń, po uprzedniej regeneracji (np. układ kogeneracyjny). Obniżenie nakładów inwestycyjnych było możliwe również dzięki adaptacji elementów mających wcześniej zupełnie inne zastosowanie (np. komora fermentacyjna powstała z cysterny kolejowej). W warunkach tak prowadzonej inwestycji, największy koszt stanowiła komora pofermentacyjna (26%) oraz układ kogeneracyjny (12%). Budowa instalacji sposobem gospodarczym, nakład pracy własnej oraz pomoc sponsorów pozwoliły znacznie ograniczyć nakłady inwestycyjne, które według wartości rynkowej dla realizacji projektu tej mocy, mogłyby sięgnąć nawet ponad 1 mln zł. Inwestycja nie uzyskała żadnego dofinansowania. Na nieznaczną część nakładów (ok. 25%) właściciele uzyskali kredyt bankowy (zaciągnięty na potrzeby gospodarstwa), reszta została pokryta ze środków własnych. Biogazownia nie korzystała również z systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia, jednak w przypadku mikrobiogazowni koszty techniczne i organizacyjne wejścia do tego systemu oraz koszty związanej z nim bieżącej biurokracji są nieproporcjonalnie wysokie w stosunku do przychodów.

Właściciele przeznaczają 1-1,5 godziny dziennie na bieżącą obsługę biogazowni. Miesięcznie koszty eksploatacyjne biogazowni Studzionka szacowane są obecnie na poziomie ok. 800 zł.

Uwarunkowania społeczne

Inwestycja nie spotkała się ze sprzeciwem społecznym.

Doświadczenia do wykorzystania

Biogazownia w Studzionce to pierwsza próba zrealizowania w polskich warunkach mikrobiogazowni w towarowym, indywidualnym gospodarstwie rolnym. Inwestorzy przechodząc przez poszczególne etapy realizacji oraz próbując równoważyć koszty i przychody, zmuszeni zostali do realizacji przedsięwzięcia po najniższych możliwych kosztach. Nakłady jednostkowe nie odbiegają od wskaźników jakie uzyskuje się dla obecnie budowanych dużych biogazowni. Było to możliwe jedynie dzięki wykorzystaniu metody budowy sposobem gospodarczym, osobistego zaangażowania pomysłodawców, sponsorów i inwestorów oraz w skutek kompromisów technicznych i technologicznych. W tym sensie nie wszystkie rozwiązania techniczne są tu modelowe i nadają się do bezpośredniego powielenia. Godne uwagi są przyjęte rozwiązania organizacyjne, prosta i oszczędna koncepcja technologiczna. Pełniejsza ocena możliwości szerszej replikacji przyjętych rozwiązań i zrealizowanych koncepcji będzie możliwa po 2-3 latach eksploatacji tego unikalnego obecnie obiektu. Będzie to możliwe w szczególności po zebraniu doświadczeń związanych ze sprzedażą energii elektrycznej, czy weryfikacji niezawodności technicznej całej instalacji w dłuższym okresie. W celu powielenia doświadczeń unikalna obecnie instalacja powinna być monitorowana a wyniki monitoringu rozpowszechnione.

5.2 Studium przypadku biogazowni Koczala

Biogazownia w Koczale (gmina Koczala, województwo pomorskie) jest największą w Polsce instalacją do produkcji biogazu rolniczego, z układem kogeneracyjnym o mocy 2,1 MW_{el} i 2,2 MW_t. Należy do spółki Poldanor S.A., przedsiębiorstwa rolnego zajmującego się hodowlą trzody chlewnej oraz produkcją roślinną na terenie północno-zachodniej Polski. W 2001 r. firma rozpoczęła prace koncepcyjne nad rozwojem biogazowni a w 2005 roku poszerzyła swój zakres działania o eksploatację kolejnych biogazowni rolniczych, które powstały w oparciu o doświadczenia duńskie.

Biogazownia w Koczale jest czwartą w kolejności instalacją biogazową z obiektów zbudowanych przez Poldanor i jest eksploatowana od kwietnia 2009 roku. Instalacja, która powstała przy fermie o obsadzie 8 tys. macior, przetwarza rocznie w procesie współfermentacji 58 tys. ton gnojowicy oraz 32 tysiące ton kiszonki kukurydzy. Biogaz w ilości 8,7 mln m³ wykorzystywany jest w module kogeneracyjnym do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Roczna produkcja energii elektrycznej to 18 GWh, co odpowiada zapotrzebowaniu ok. 3-4 tys. gospodarstw domowych. Produkowana energia elektryczna wykorzystywana jest w pierwszej kolejności na cele procesowe na potrzeby własne fermy i mieszalni pasz, a nadwyżka sprzedawana jest do sieci, przy czym za całość wyprodukowanej energii uzyskiwane są zielone certyfikaty. Wytworzone w agregacie i kotle gazowym o mocy 2,1 MW_{el} ciepło w ilości 65,8 TJ rocznie w 35% wykorzystane jest na potrzeby własne fermy. Przefermentowana, pozbawiona odorów gnojowica służy jako nawóz organiczny na polach uprawnych Poldanoru.

Podstawowe dane techniczne biogazowni w Koczale:

- Wykorzystywane substraty:
 - gnojowica: 58 tys. ton/rok,
 - kiszonka kukurydzy: 32 tys. ton/rok,
 - gliceryna (obecnie wycofano ze względów prawnych).
- Łączna pojemność komór fermentacyjnych i pofermentacyjnych: 17 tys. m³.
- Układ kogeneracyjny o mocy elektrycznej 2,1 MW_{el} i 2,2 MW_t.
- Roczna produkcja biogazowni (jeszcze ze wsadem gliceryny):
 - biogaz ok. 8,7 mln m³,

- energia elektryczna ok. 18 GWh/rok,
- energia cieplna ok. 18 GWh/rok (65,8 TJ/rok).

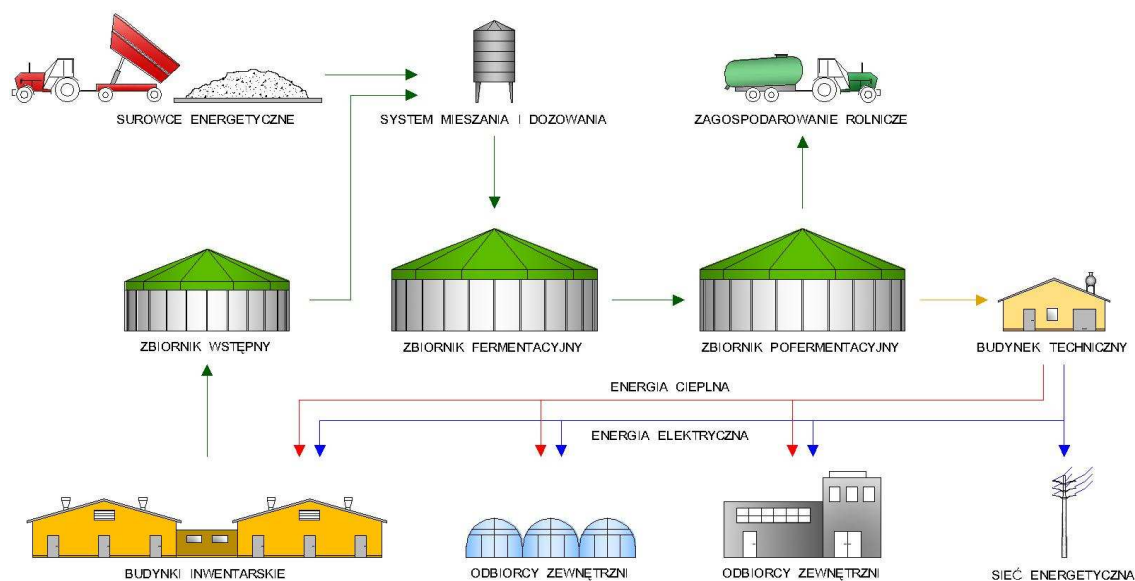
Opis biogazowni, technologia

Biogazownia składa się z dwukomorowego zbiornika na gnojowicę, zasobnika na substraty dodatkowe (komponenty), budynku technicznego, mieszalnika gnojówki i dodawanej biomasy, trzech zbiorników fermentacyjnych i dwóch zbiorników na biogaz. Ogólny schemat technologiczny biogazowni w Koczale przedstawia Rysunek 12, natomiast widok – poniższe zdjęcie.



Fotografia 4 Widok biogazowni w Koczale.

Substraty w odpowiednich proporcjach trafiają następnie do mieszalnika, po czym kierowane są do trzech komór fermentacyjnych, gdzie poddawane są fermentacji. Przefermentowana biomasa trafia do dwóch zbiorników pofermentacyjnych, gdzie jest przechowywana od 8 do 12 miesięcy (do czasu jej rolniczego wykorzystania) jednocześnie odzyskiwana jest reszta biogazu. Biogaz oczyszczony ze związków siarki przez filtr biologiczny (inwestor przywiązuje dużą wagę do jakości tego procesu jako, że wpływa on na efektywność pracy) przesyłany jest do układu kogeneracyjnego umieszczonego w budynku technicznym. Energia elektryczna i ciepło w pierwszym rzędzie wykorzystywane są lokalnie we własnych obiektach, w tym na potrzeby własne biogazowni oraz w należących do inwestora: mieszalni pasz i gospodarstwa. Zasadnicza wyprodukowana energia elektryczna sprzedawana jest do sieci. Pracą biogazowni przesteruje automatycznie program komputerowy, równocześnie zapewniony jest ciągły nadzór przez pracowników zatrudnionych etatowo.



Rysunek 12 Schemat ideowy biogazowni w Koczale

Historia

Pierwsze założenia budowy biogazowni w Koczale powstały już w 2001 roku, kiedy został opracowany projekt techniczny i studium wykonalności, jednak w ówczesnych uwarunkowaniach ekonomicznych inwestycja okazała się nieopłacalna i Poldanor odstąpił od jej realizacji. Kolejne starania na rzecz zbudowania biogazowni w Koczale podjęto w 2007 roku, po uruchomieniu przez Poldanor trzech innych, mniejszych biogazowni. Po uzyskaniu warunków zabudowy i zagospodarowania terenu w maju 2007 r. oraz pozwolenia na budowę (rok później), spółka przystąpiła do budowy biogazowni w lipcu 2008 r. Otwarcie instalacji w Koczale, największej jak dotychczas w Polsce biogazowni rolniczej, nastąpiło 15 kwietnia 2009 roku.

Problemy jakie napotkał inwestor, otoczenie prawne

W fazie przedinwestycyjnej największy problem z jakim musiał zmierzyć się inwestor wystąpił na etapie uzyskiwania warunków przyłączenia do sieci. Operator uznał planowaną moc za zbyt wysoką w stosunku do możliwości sieci - ze względu na wcześniejszą rezerwację mocy przez innych inwestorów i z przyczyn technicznych nie zgadzał się na przyłączenie instalacji. Po wyjaśnieniach i negocjacjach problem udało się rozwiązać. W fazie eksploatacji biogazowni Poldanor napotkał na problemy, związane z istniejącymi regulacjami prawnymi, które utrudniły funkcjonowanie biogazowni i zmuszają do rewizji pierwotnych założeń technicznych i ekonomicznych.

Jedną z ostatnich nowelizacji Prawa energetycznego, wprowadzająca definicję biogazu rolniczego, doprowadziła do utrudnienia biogazowniom rolniczym przetwarzania odpadów, które stosowane były często jako substrat uzupełniający, zwiększający produkcję biogazu. Obowiązująca obecnie definicja biogazu rolniczego, wyklucza możliwość przetwarzania przez biogazownię odpadów pochodzenia nierolniczego. Za taki odpad uchodzi stosowana do niedawna przez Poldanor, gliceryna.

W związku z tym spółka musiała wycofać się ze stosowania tego dodatkowego (w stosunku do gnojowicy i kiszonki kukurydzy) substratu, który zapewniał znaczne zwiększenie produkcji biogazu. Pozostanie przy glicerynie w przypadku biogazowni wiązałoby się bowiem z obowiązkiem utrzymania koncesji w URE. Obecnie Poldanor rozważa wykorzystywanie w tym celu innych uzupełniających substratów np. zbóż i mąki paszowej. Nowe przepisy wprowadziły więc dodatkowe ograniczenia dla funkcjonującej już biogazowni i stworzyły nowe uwarunkowania ekonomiczne.

W fazie budowy biogazowni, problemem który napotkał inwestor była niejednoznaczna interpretacja przepisów dotycząca przetargów, powodująca brak jasności, czy w przypadku skorzystania z pomocy publicznej i zakupu danego urządzenia objętego dofinansowaniem konieczny jest przetarg publiczny pełny, czy też wystarczy procedura uproszona, tj. zapytanie ofertowe.

Ekonomika

Biogazownia powstała nakładem 16,5 miliona złotych. Inwestorowi udało się pozyskać dofinansowanie w postaci dotacji do inwestycji w wysokości 15% z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska, ze środków krajowych w ramach programu na rzecz wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. W strukturze nakładów inwestycyjnych dominujące okazały się koszty budowy/rozbudowy sieci ciepłych, elektrycznych, gazowych oraz sanitarnych (26%), a wśród pozostałych elementów biogazowni znaczącą rolę odegrały układ kogeneracyjny (22%), komora fermentacyjna (16%), komora wstępna (14%) oraz budynek techniczny (13%).

Miesięcznie koszty eksploatacyjne biogazowni Koczala wynoszą 500-600 tys. zł. Ok. 60% tych kosztów stanowi koszt nabycia (wytworzenia) surowca – głównie kiszonki kukurydzy z własnych upraw. Stosowana wcześniej gliceryna, jako dodatkowy wysokoenergetyczny substrat, pozyskiwana była na rynku w cenie od 100 do 800 zł/tonę. Jednak zarówno od strony technologicznej jak i ekonomicznej była pożądanym substratem. Na pozostałe koszty składają się koszty: paliw, energii elektrycznej, pozostałych usług oraz remontów. Eksploatacja i pełna obsługa biogazowni wymaga 6 pełnoetatowych stanowisk pracy.

Uwarunkowania społeczne

Jak dotąd budowa biogazowni przez Poldanor nie spotkała się z poważniejszymi protestami społecznymi. Zasada, stosowaną przez Poldanor przy planowaniu inwestycji jest otwartość i dialog ze społecznością lokalną na wczesnym etapie planowania inwestycji. Inwestor spotyka się z lokalnym samorządem i mieszkańcami, przedstawia koncepcję inwestycyjną, pokazuje funkcjonujące biogazownie. Przedstawia korzyści dla lokalnej społeczności (np. zaopatrzenie w energię ciepłą). Zmniejsza to nieufność wobec tej technologii i planowanych nowych przedsięwzięć. Powszechną praktyką inwestora jest też odpowiednia, niekonfliktowa lokalizacja biogazowni.

Plany inwestora

Spółka Poldanor zamierza poszerzać zakres stosowanych we współfermentacji substratów. Planowane jest m.in. wprowadzenie słomy jako nowego, dotychczas niestosowanego, zasobnego w duże ilości fosforu substratu, którego zasoby są niemal nieograniczone. Poddanie słomy fermentacji połączone z nawozowym wykorzystaniem pulpy pozwala na powrót fosforu do gleby. Ten kierunek jest rozważany również ze względów ekonomicznych, ponieważ drożeje stosowana dotychczas jako główny substrat do produkcji biogazu kiszonka kukurydzy. Przejście na surowce lignocelulozowe wymaga zmian w technologii i związane jest dodatkowymi nakładami na rzecz rozbudowy instalacji w ciągu technologicznym przed komorą fermentacyjną.

Spółka Poldanor planuje w najbliższych trzech latach budowę kolejnych biogazowni. Inwestycje te realizowane będą w województwie pomorskim i zachodniopomorskim. Łączna moc wszystkich istniejących i zaplanowanych instalacji biogazowych firmy wyniesie docelowo ok. 13 MW_{el}.

Doświadczenia do wykorzystania

Biogazownia w Koczale to największa obecnie funkcjonująca biogazownia rolnicza w Polsce, zbudowana w oparciu o nowoczesne i sprawdzone w praktyce rozwiązania technologiczne, z wykorzystaniem wcześniej zdobytych doświadczeń inwestora. Pomimo stosunkowo dużej skali, biogazownia może służyć za wzorzec od strony przyjętych rozwiązań technicznych. Dotyczy to także koncepcji współfermentacji pozostałości produkcyjnych z rolnictwa i przetwórstwa rolnego, uzupełnionych celowymi uprawami energetycznymi. Duża skala w przypadku biogazowni Koczała nie oznacza braku elastyczności, pozwalając jednocześnie na eksperymenty eksploatacyjne i ciągłe doskonalenie technologii i procesów z uwagi na czynniki środowiskowe i ekonomiczne. Pomimo swojej wielkości inwestycja nie wywołała protestów społecznych, nie napotkała też trudności z uzyskaniem decyzji środowiskowej oraz wymaganych pozwoleń.

Godna polecenia w tym zakresie jest stosowana przez Poldanor polityka „otwartych drzwi”, która powoduje, że praktycznie każdy zainteresowany może obejrzeć biogazownię, co jednocześnie zmniejsza nieufność społeczności lokalnej wobec tej technologii i planowanych nowych przedsięwzięć. Warto też skorzystać z zasady starannego wyboru lokalizacji i zachowania rozsądnej, tzn. większej niż wymaganej prawnie, odległości od obiektów mieszkalnych. Na brak protestów na etapie eksploatacji biogazowni wpływa także to, że pomimo dużej skali inwestycji w Koczale, jako substraty stosuje się dostępne lokalnie, względnie bezpieczne środowiskowo odpady i produkty pochodzące bezpośrednio z produkcji rolnej.

Przykład Poldanoru pokazuje, że w relacjach z operatorami sieci elektroenergetycznej należy korzystać z możliwości rozmów i negocjacji. Od strony eksploatacyjnej, w szczególności wobec braku doświadczeń w tym zakresie w Polsce, cennym wnioskiem z analizy instalacji eksploatowanych przez Poldanor jest przywiązywanie przez inwestora dużej wagi do odsiarczania biogazu, gdyż wpływa to na obniżenie kosztów obsługi (wymiany oleju, przestojów i napraw) najbardziej kosztownego elementu biogazowni jakim jest układ kogeneracyjny.

5.3 Studium przypadku biogazowni Naclaw

Biogazownia w Naclawiu (gmina Polanów, województwo zachodniopomorskie) jest jedną z najnowszych z oddanych do użytku przez Polandor S.A. Jej otwarcie nastąpiło w czerwcu 2010 roku. Jest piątą z kolei biogazownią zbudowaną przez spółkę, dzięki czemu wykorzystuje doświadczenia i rozwiązania technologiczne sprawdzone w poprzednich instalacjach. Jest to przykład biogazowni średniej skali, o wysokim współczynniku skojarzenia produkcji energii elektrycznej i ciepła, spełniającym warunki tzw. „wysokosprawnej kogeneracji”. Wyprodukowane w układzie kogeneracyjnym ciepło ($625 \text{ kW}_{\text{El}} / 698 \text{ kW}_{\text{t}}$) wykorzystywane jest w części do ogrzewania fermy oraz pomieszczeń biurowych, a część – ok. 30-50% - w najbliższym czasie zasili domy okolicznych mieszkańców i inne obiekty użyteczności publicznej we wsi Naclaw.

Inwestor jest w trakcie budowy sieci ciepłowniczej o długości 1,5 km, która połączy biogazownię z sześcioma blokami mieszkalnymi, świetlicą i szkołą podstawową we wsi. Łącznie biogazownia pokryje zapotrzebowanie na ciepło dla kilkuset mieszkańców Naclawia. Pozwoli to na wyłączenie dwóch starych kotłowni na węgiel i olej opałowy oraz zapewni mieszkańcom stabilne dostawy ciepła przez cały rok. Efektem ekologicznym działania biogazowni będzie redukcja emisji gazów cieplarnianych – zarówno pochodzących ze swobodnego rozkładu gnojowicy, jak i z paliw kopalnych, zastępowanych obecnie przez biogaz, a także redukcja typowych dla niskiej emisji zanieczyszczeń – dwutlenku siarki, tlenków azotu i popiołów.

Podstawowe dane techniczne biogazowni w Naclawiu:

- Wykorzystywane substraty:
 - gnojowica: 21, 9 tys. ton/rok,

- kiszonka kukurydzy: 9,1 tys. ton/rok.
- Komora fermentacyjna: 1.250 m³,
- Zbiornik pofermentacyjny o pojemności 2.000 m³,
- Układ kogeneracyjny o mocy elektrycznej 625 kW_{el} i cieplnej 698 kW_t,
- roczna produkcja biogazowni:
 - biogaz ok. 2,4 mln m³,
 - energia elektryczna ok. 5,2 GWh/rok,
 - energia cieplna ok. 5,7 GWh/rok (20,5 TJ/rok).

Opis biogazowni, technologia

Biogazownia przetwarza gnojowicę tuczników wymieszaną z substratem uzupełniającym - kiszonką kukurydzy, produkowaną specjalnie na potrzeby biogazowni. Substraty te przetwarzane są w komorze fermentacyjnej w warunkach mezofilowych, a następnie trafiają do komory pofermentacyjnej, co zapewnia pełen odzysk biogazu. Przefermentowana, pozbawiona odorów gnojowica służy jako nawóz na polach uprawnych przedsiębiorstwa rolnego Poldanor, gdzie jest aplikowana bezpośrednio do gleby, dzięki czemu nie dochodzi do strat azotu. Poniższa fotografia przedstawia widok biogazowni w Naclawiu.



Fotografia 5 Widok biogazowni w Naclawiu.

Biogaz spalany jest w układzie kogeneracyjnym o mocy elektrycznej 625 kW_{el} i mocy cieplnej 698 kW_t a wyprodukowana energia elektryczna jest w ok. 20% wykorzystywana na potrzeby technologiczne biogazowni i pobliskiej fermy tuczników. Pozostała część trafia do sieci. Ciepło jest wykorzystywane na potrzeby własne biogazowni oraz pomieszczeń biurowych a także docelowo w lokalnym systemie ciepłowniczym do ogrzewania m.in. budynków mieszkalnych.

Historia

Biogazownia została uruchomiona w czerwcu 2010 roku, po niespełna 1,5 roku od chwili podjęcia prac przygotowawczych (projektowania, uzyskiwania pozwoleń, a następnie budowy). Pomimo wydłużonej procedury uzyskania dostępu do sieci elektroenergetycznej i realizacji inwestycji w okresie zmian prawnych, jest to jeden z najkrótszych procesów realizacji tego typu inwestycji w Polsce.

Problemy jakie napotkał inwestor i otoczenie prawne

Pomimo uruchomienia biogazowni w Naclawiu, rok po opisanej wcześniej biogazowni w Koczale, w początkowej fazie jej eksploatacji inwestor napotkał na te same problemy związane z regulacjami prawnymi, np. problemy łączenia przychodów z różnych świadectw pochodzenia oraz nie objęcie, dotychczas stosowanej w biogazowni gliceryny, przez definicję substratu do produkcji biogazu.

Realizacja biogazowni w Naclawiu pokazała też ewolucję podejścia operatorów lokalnej sieci elektroenergetycznej do warunków przyłączania biogazowni do sieci i niejednoznaczność wymagań w tym zakresie u różnych operatorów. Operatorzy sąsiednich rejonów Słupsk i Koszalin, na terenie których zlokalizowane są pozostałe biogazownie Poldanoru, różnie interpretują przepisy dot. warunków przyłączenia. Dla biogazowni w Naclawiu procedura uzyskania warunków trwała dłużej niż w przypadku innych biogazowni i konieczne było zastosowanie automatyki zabezpieczającej przed zakłóceniami w pracy sieci elektroenergetycznej (urządzenie wyłączające pracę generatora). Spowodowało to opóźnienie planowanego otwarcia inwestycji o miesiąc.

Ekonomika

Biogazownia powstała nakładem 9,5 miliona złotych, z czego 40% pokrył Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej ze środków Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, działanie 9.1 – wysokosprawne wytwarzanie energii. Koszty budowy biogazowni uwzględniają standardowe (ryczałtowe) koszty nabycia technologii, których *de facto* inwestor nie poniósł wykorzystując własne rozwiązania i wcześniejszy *know how*, ale nie zawierają jeszcze pełnych kosztów rozbudowy systemu ciepłowniczego. W takich uwarunkowaniach największy udział w kosztach mają: układ kogeneracyjny (17%), sieć technologiczna (11%) oraz budowa placu manewrowego wraz z drogą dojazdową (11%). Miesięcznie koszty eksploatacyjne biogazowni wynoszą ok. 160 tys. zł, z czego 80% stanowi koszt surowca (kiszonki kukurydzy). Z uwagi na niedawne oddanie obiektu do użytku, nie ma jeszcze danych dotyczących okresu efektywnego wykorzystania biogazowni w ciągu roku.

Pomimo niepełnych jeszcze nakładów inwestycyjnych i niezweryfikowanych w pełni założeń eksploatacyjnych, już teraz można stwierdzić, że projekt pozwoli na znaczną redukcję emisji gazów cieplarnianych, po stosunkowo niskich jednostkowych kosztach redukcji. Jest to zatem atrakcyjny projekt na międzynarodowym rynku handlu jednostkami zredukowanej emisji w ramach Protokołu z Kioto i umożliwiło to inwestorowi, pomimo stosunkowo niewielkiej jak na tego typu transakcje skali ubiegania się o dodatkowe środki z funduszy wspólnych wdrożeń (JI).

Uwarunkowania społeczne

Jak dotąd budowa biogazowni przez Poldanor nie spotkała się z poważniejszymi protestami społecznymi. W przypadku budowy biogazowni w Naclawiu, jedna osoba zgłosiła sprzeciw wobec inwestycji, jednak po zrealizowaniu biogazowni jest również zainteresowana podłączeniem do sieci ciepłowniczej dostarczającej ciepło wyprodukowane z instalacji.

Dobre kontakty ze społecznością oraz samorządem lokalnym wynikają z podejścia inwestora, który na etapie inwestycyjnym organizował spotkania z mieszkańcami, podczas których

zaprezentował koncepcję inwestycyjną oraz funkcjonujące już biogazownie. Dzięki temu, przedstawiając korzyści dla lokalnej społeczności, wynikające m.in. z możliwości zaopatrzenia w ciepło, inwestor zmniejszył nieufność wobec technologii i planowanych nowych przedsięwzięć.

Doświadczenia do wykorzystania

Budowa biogazowni w Naclawiu jest przykładem nadania w planowaniu budowy biogazowni średniej skali priorytetu wykorzystania ciepła odpadowego w celu uzyskania korzyści ekonomicznych, społecznych i środowiskowych. *Korzyści społeczne* wynikają z możliwości zaopatrzenia w ciepło okolicznych osiedli i obiektów publicznych, co (przy założeniu, że wymagana długość budowanej sieci ciepłowniczej nie stanowi zagrożenia dla ekonomicznej opłacalności inwestycji) nie tylko pozytywnie wpływa na uzyskiwane przychody z biogazowni ale również na pozytywne nastawienie społeczności lokalnej do samej inwestycji. *Korzyści środowiskowe* polegają na redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz tzw. niskiej emisji pyłów, związków siarki i azotu - co wpływa pozytywnie na jakość życia mieszkańców znajdujących się w najbliższym otoczeniu biogazowni. *Korzyści ekonomiczne* są związane z możliwością pozyskania dodatkowego wsparcia, zgodnie z polityką promocji wysokosprawnej kogeneracji.

Dodatkowo, możliwości wykorzystania redukcji emisji CO₂ po niskim koszcie, mogą posłużyć do ewentualnego ubiegania się o wykorzystanie mechanizmów elastyczności protokołu z Kioto (głównie wspólnych wdrożeń – *Joint Implementation* JI oraz Systemu Zielonych Inwestycji – *Green Investment Scheme* GIS) w celu pozyskania dodatkowego dofinansowania. Zwraca też uwagę fakt, że przy budowie biogazowni możliwe jest wykorzystanie tzw. „efektu uczenia się technologii” - kolejne realizowane przez inwestora biogazownie mogą mieć niższe koszty jednostkowe.

6 Zagadnienia ekonomiczne oraz montaż finansowy inwestycji w biogazownie rolnicze

6.1 Źródła finansowania i montaż finansowy dla inwestycji z uwzględnieniem możliwości wykorzystania dostępnego dofinansowania ze środków publicznych, europejskich oraz źródeł komercyjnych

Pierwszym krokiem analizy jest oszacowanie wysokości całkowitych kosztów inwestycji, zarówno na etapie budowy jak i eksploatacji. Analizy dotyczące przyszłości projektu powinny być wykonywane dla okresu odpowiadającego jego ekonomicznemu okresowi użytkowania i jednocześnie wystarczająco długiego, aby uwzględnić jego prawdopodobny wpływ średnio i długoterminowy.

Po ustaleniu horyzontu czasowego, koszty inwestycji klasyfikowane są według:

- nakładów na środki trwałe,
- kosztów rozruchu,
- zmian w kapitale obrotowym w całym horyzoncie czasowym.

W przypadku inwestycji w biogazownie metoda finansowania i realizowania inwestycji nazywana jest *project finance* i oznacza sposób finansowania wyodrębnionej jednostki gospodarczej (spółki celowej), w którym instytucja finansująca (kredytodawca) jest zainteresowany przepływami pieniężnymi i zyskami generowanymi przez tę jednostkę jako źródłem spłaty kredytu i odsetek oraz aktywami tej jednostki jako źródłem zabezpieczenia kredytu (Finnerty D. 1996).

Cechy charakterystyczne modelu *project finance* dla biogazowni (Yescombe E.R. 2002):

- **wysoki stopień złożoności prawnej, organizacyjnej i finansowej projektu** – wyraża się on przede wszystkim rozległymi studiami przedinwestycyjnymi (studium celowości, studium wykonalności), długotrwałymi negocjacjami, obszerną i szczegółową dokumentacją;
- **długi okres finansowania** – wynikający ze specyfiki finansowania przedsięwzięć finansowanych na zasadach *project finance*. Inwestycje w biogazownie charakteryzują się wysoką kapitałochłonnością i długim okresem realizacji - a zatem okres eksploatacji i uzyskiwania korzyści jest odroczone w czasie;
- **wysoki poziom ryzyka** – poziom ryzyka jest znacznie wyższy niż spotykany w tradycyjnym finansowaniu (*corporate finance*) i wynika przede wszystkim z wysokiego udziału kapitału dłużnego (kredytów) oraz długiego okresu realizacji inwestycji;
- **duża liczba źródeł finansowania** - środki finansowe pozyskiwane są nie tylko od inwestorów, ale także dużej grupy kredytodawców: partnerów handlowych, banków, towarzystw leasingowych, funduszy rządowych i unijnych, międzynarodowych instytucji finansowych zainteresowanych realizacją przedsięwzięcia.

Sukces przedsięwzięcia w dużym stopniu zależy od właściwego montażu finansowego. Montaż finansowy polega na zidentyfikowaniu możliwych źródeł finansowania i optymalnym ich wykorzystaniu w finansowaniu projektu. Właściwie skonstruowany montaż finansowy umożliwia maksymalizację osiągniętych efektów ekonomicznych przez właścicieli projektu. Powinien on uwzględniać optymalne rozłożenie ryzyka pomiędzy inwestorów, banki i innych dostawców kapitału, bądź środków trwałych. Zazwyczaj przygotowanie montażu rozpoczyna się od określenia koniecznych wydatków związanych z projektem oraz wysokości posiadanych środków własnych. Celem inwestora w biogazownie jest pozyskanie kapitału po najniższym koszcie.

Do źródeł finansowania biogazowni można zaliczyć:

- dotacje, kredyty i dopłaty do kredytów ze środków publicznych i UE (środki publiczne),
- bankowe kredyty komercyjne,
- środki własne podmiotów realizujących projekt,

- rynek finansowy.

Środki publiczne

W założeniu środki publiczne przyznawane są w przypadku braku opłacalności finansowej projektu, podczas jego realizacji przez różnych beneficjentów takich jak przedsiębiorcy (najczęstszy przypadek dla biogazowni rolniczych w Polsce), jednostki samorządu terytorialnego lub ich grupy – związki czy stowarzyszenia. Przykładem źródła dotacji jest omówiony w rozdziale 5 Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko. Wiele wskazuje na to, że w momencie oddania do druku niniejszego poradnika, większość środków przeznaczona na biogazownie oraz inwestycje im towarzyszące (np. sieci) będzie już wykorzystana. Program dysponuje znaczącym budżetem, ale inwestycje w biogazownie musiały w ubiegając się o środki konkurować ze wszystkimi innymi technologiami OZE do wytwarzania energii elektrycznej. Z uwagi na brak możliwości dofinansowania projektów z POIiŚ w kolejnych latach, inwestorzy zmuszeni są do poszukiwania innych źródeł kapitału, w tym głównie funduszy ekologicznych. Istniejącym obecnie trendem, z uwagi na wyczerpywanie się publicznych środków dotacyjnych, jest wzrost znaczenia kredytów bankowych oraz ewentualnie giełdy.

Tabela 14 Stan wykorzystania środków w programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko. (Listopad 2010).

Nazwa działania	Wkład UE na działanie mln PLN	Liczba dofinansowanych projektów dot. prod. biogazu	Wartość podpisanych umów (%)	Liczba konkursów	Dostępne środki i termin naboru
Działanie 9.1 - Wysokosprawne wytwarzanie energii	285	10	58%	2	dostępne środki: brak, obecnie trwa ocena projektów z konkursu nr 2
Działanie 9.4 - Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych	1 401	9	18%	1	dostępne środki: brak, trwa ocena merytoryczna II stopnia (ocena projektów z konkursu nr 2)
Działanie 9.6 - Sieci ułatwiające odbiór energii ze źródeł odnawialnych	149	0	0	0	dostępne środki: 100 %, termin przyjmowania wniosków nie został jeszcze ustalony
Działanie 10.3 - Rozwój przemysłu dla OZE	131	0	0		nabór wniosków listopad 2010 możliwość składania wniosków o dofinansowanie projektów dla branży OZE.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Szczególne możliwości dofinansowania projektów biogazowych stwarza w najbliższych latach Program „Systemu Zielonych Inwestycji, część 2 – biogazownie rolnicze” wdrażany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Celem programu jest budowa, rozbudowa lub przebudowa obiektów wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystania biogazu na poziomie 40 MW_{el}. Program ten skierowany jest do podmiotów zamierzających realizować przedsięwzięcia związane z wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepłej z wykorzystaniem biogazu rolniczego oraz z wytwarzaniem biogazu rolniczego celem wprowadzenia go do sieci

dystrybucyjnej gazowej. Inwestor może złożyć tylko jeden wniosek w ramach określonego konkursu, co ma szczególne znaczenie w przypadku występowania zależności pomiędzy podmiotami.

Wdrażanie programu jest przewidziane na lata 2010-2013. Dofinansowanie można uzyskać w postaci dotacji i pożyczek. Całkowita alokacja na dotacje wynosi 200 mln zł (przyzwanych ze środków pochodzących z transakcji sprzedaży jednostek przyznanej emisji albo innych środków NFOŚiGW), oraz pożyczek inwestycyjnych – 300 mln zł (przyznawanych ze środków własnych NFOŚiGW). Dofinansowanie w I konkursie, którego nabór wniosków odbył się od 30 sierpnia do 28 września 2010 roku jest udzielane wyłącznie w formie dotacji ze środków zgromadzonych na tzw. „rachunku klimatycznym”, do 30% kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia. Kwota przeznaczona na dotacje wyniosła 36 mln zł. Beneficjenci dodatkowo mogli wnioskować o pożyczkę do 45% kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia. W przypadku, gdy dofinansowanie spełnia kryteria pomocy publicznej jest ono udzielane na następujących warunkach: dofinansowanie w części przeznaczonej na prace przygotowawcze (w tym koncepcje techniczne, studium wykonalności, raport o oddziaływaniu na środowisko) udzielane jest jako pomoc *de minimis*. Na pozostałe koszty przydzielana jest pomoc zróżnicowana regionalnie, udzielana zgodnie z warunkami określonymi w rozporządzeniu w sprawie pomocy regionalnej. Do NFOŚiGW wpłynęły 62 wnioski o dofinansowanie w formie dotacji bądź dotacji z pożyczką na łączną kwotę 573 mln zł, co wielokrotnie przekroczyło dostępną alokację. Następne konkursy przewidziane są na lata 2011/2012. Dokładne daty kolejnych naborów nie zostały jeszcze ustalone z uwagi na bardzo dużą ilość wniosków do oceny. Należy jednakże zwrócić uwagę, iż uruchomienie środków w kolejnych latach zależy w dużej mierze od kwot pozyskanych ze sprzedaży jednostek przyznanej emisji, które mają być przeznaczone na realizację programu.

Kolejnym programem priorytetowym w ramach NFOŚiGW, z którego można dofinansować biogazownie w formie niskooprocentowanego kredytu jest „Program dla przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji”, tzw. „OZE i kogeneracja”, część 1. Wśród wielu rodzajów inwestycji, które mogą być dofinansowane w ramach programu wymienione są także następujące kategorie przedsięwzięć: inwestycje, których rezultatem jest wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła z wykorzystaniem biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu szczątków roślinnych i zwierzęcych, oraz inwestycje dotyczące budowy, rozbudowy lub przebudowy instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego celem wprowadzania go do sieci dystrybucyjnej gazowej. Trzeci już nabór w ramach programu „OZE i kogeneracja” został ogłoszony na przełomie roku 2010/2011. Całkowita alokacja na program na lata 2009-2012 została ustalona na 1,5 mld zł. Zakończenie programu i realizacji płatności ustalono na grudzień 2015 roku. Wsparcie w ramach programu udzielane jest w formie niskooprocentowanej pożyczki w wysokości od 5 do 50 mln zł, do wysokości 75% kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia. Dodatkowo istnieje możliwość ewentualnego umorzenia połowy wartości przyznanej pożyczki. Umorzenie pożyczki zależy od rentowności przedsięwzięcia, jego prawidłowej realizacji i osiągnięcia efektów środowiskowych przez inwestycję. W dwóch przeprowadzonych dotychczas konkursach na liście projektów przeznaczonych do dofinansowania znalazło się 13 projektów budowy elektrowni wiatrowych, 2 elektrownie wodne, 1 instalacja wysokosprawnej kogeneracji i tylko jeden projekt biogazowni (NFOŚiGW 2010). Świadczy to o trudnych do spełnienia kryteriach dla inwestujących w produkcję biogazu rolniczego.

NFOŚiGW we współpracy z Wojewódzkimi Funduszami Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej wdraża również „Program dla przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji”, tzw. „OZE i kogeneracja”, część 2. Linią demarkacyjną jest całkowity koszt przedsięwzięcia, który musi zawierać się w kwocie od 1 do 10 mln zł. Budżet programu na lata 2009-2011 wynosi 560 mln zł.

Regionalne Programy Operacyjne

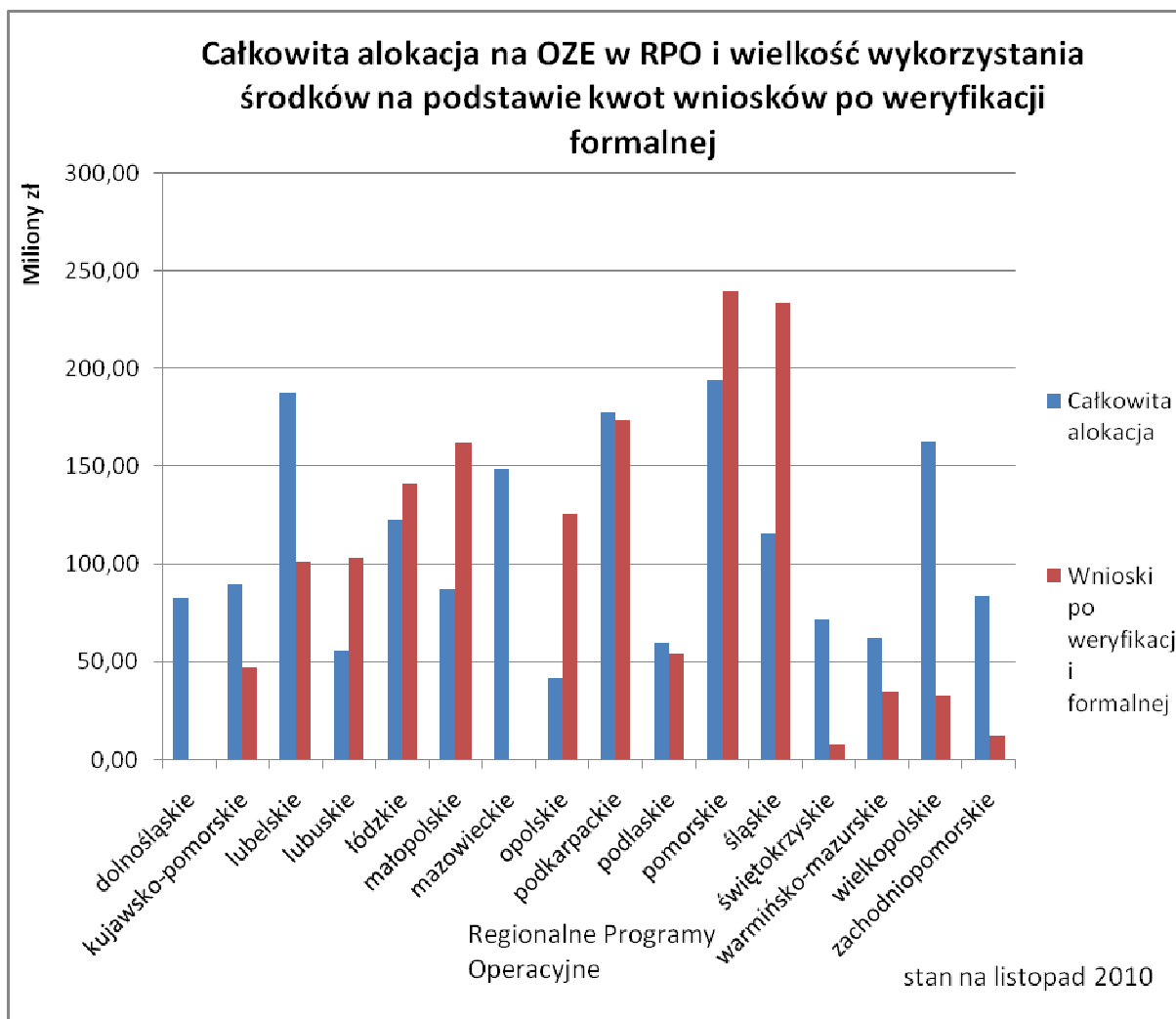
Inwestycje dotyczące odnawialnych źródeł energii można sfinansować również z 16 Regionalnych Programów Operacyjnych (RPO). Nie wszystkie województwa wyodrębniły specjalne działania na wsparcie inwestycji z zakresu OZE. W niektórych województwach istnieje możliwość wsparcia takich projektów z działań dotyczących ochrony środowiska, w innych w obrębie działań inwestycyjnych. Wszystkie regiony stosują konkursową procedurę wyłaniania dofinansowywanych operacji dla przedsiębiorstw. O wyborze konkretnego RPO decyduje lokalizacja inwestycji. Regionalne programy, co do ogólnie przyjętej zasady, wspierają budowę małych i średnich jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu o wartości do 10 mln zł. Działania, które umożliwiają dofinansowanie OZE w tym biogazowni przedstawia Tabela 15.

Tabela 15 Przegląd głównych działań w obrębie Regionalnych Programów Operacyjnych, w ramach których istnieje możliwość dofinansowania inwestycji zakresu odnawialnych źródeł energii⁹.

Województwo	Nazwa działania, poddziałania
Dolnośląskie	5.1 Odnawialne źródła energii (jedynie odnawialne źródła energii oparte o wodę, w tym także geotermalną oraz biomasę)
Kujawsko - pomorskie	2.3. Rozwój infrastruktury w zakresie ochrony środowiska 2.4. Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku
Lubelskie	1.4. Dotacje inwestycyjne w zakresie dostosowania przedsiębiorstw do wymogów ochrony środowiska oraz w zakresie odnawialnych źródeł energii (schemat B) 6.2. Energia przyjazna środowisku
Lubuskie	3.2 Poprawa jakości powietrza, efektywności energetycznej oraz rozwój i wykorzystanie OZE
Łódzkie	2.9 Odnawialne źródła energii
Małopolskie	7.2 Poprawa jakości powietrza i zwiększenie wykorzystania OZE
Mazowieckie	4.3 Ochrona powietrza, energetyka
Opolskie	4.3. Ochrona powietrza, odnawialne źródła energii
Podkarpackie	2.2. Infrastruktura energetyczna
Podlaskie	5.1 Rozwój regionalnej infrastruktury ochrony środowiska 5.2 Rozwój lokalnej infrastruktury ochrony środowiska
Pomorskie	5.4. Rozwój energetyki opartej na źródłach odnawialnych 5.5. Infrastruktura energetyczna i poszanowanie energii
Śląskie	5.3. Czyste powietrze i odnawialne źródła energii
Świętokrzyskie	4.2. Rozwój systemów lokalnej infrastruktury ochrony środowiska i energetycznej
Warmińsko - mazurskie	6.2. Ochrona środowiska przed zanieczyszczeniami i zniszczeniami
Wielkopolskie	3.7. Zwiększenie wykorzystania odnawialnych zasobów energii
Zachodniopolskie	4.1. Energia odnawialna i zarządzanie energią

W większości województw ogłoszono już konkursy, zaś wnioski przeszły ocenę formalną. Rysunek 13 przedstawia alokacje na działania, z których można było dofinansować projekty budowy biogazowni oraz stan ich wykorzystania na podstawie podpisanych umów. Mając na uwadze kwoty podpisanych umów o dofinansowanie przodują następujące województwa: podkarpackie, pomorskie i wielkopolskie.

⁹ Informacje o konkursach zamieszczone na stronach jednostek zajmujących się wdrażaniem wojewódzkich RPO.



Rysunek 13 Alokacje na działania, z których można dofinansować projekty budowy biogazowni oraz stan wykorzystania środków na podstawie kwot wniosków, które przeszły ocenę formalną. Stan na listopad 2010.

Powyższe programy oddają z jednej strony bardziej ogólne priorytety wydatkowania funduszy na OZE w poszczególnych województwach, z drugiej strony, ich efekty pokazują jaka jest gotowość inwestorów i dojrzałość rynku biogazu. Warto zwrócić uwagę, że niektóre z województw, nie umieściły w gronie potencjalnych beneficjentów pomocy przedsiębiorstw, ograniczając ich listę np. do instytucji samorządowych i organizacji pozarządowych.

Program Rozwoju Obszarów Wiejskich (PROW) na lata 2007-2013

Działanie 121. Modernizacja gospodarstw rolnych

Pomoc udzielana w ramach tego działania dotyczy inwestycji związanych z podjęciem lub modernizacją produkcji artykułów rolnych żywnościowych lub nieżywnościowych, w tym produktów przeznaczonych na cele energetyczne – w tym biogazowni rolniczych. Wsparcie może być przyznane m.in.: na zakup maszyn i urządzeń służących do uprawy, zbioru, magazynowania, przygotowania do sprzedaży produktów rolnych, wykorzystywanych następnie jako surowiec energetyczny lub substrat do produkcji materiałów energetycznych.

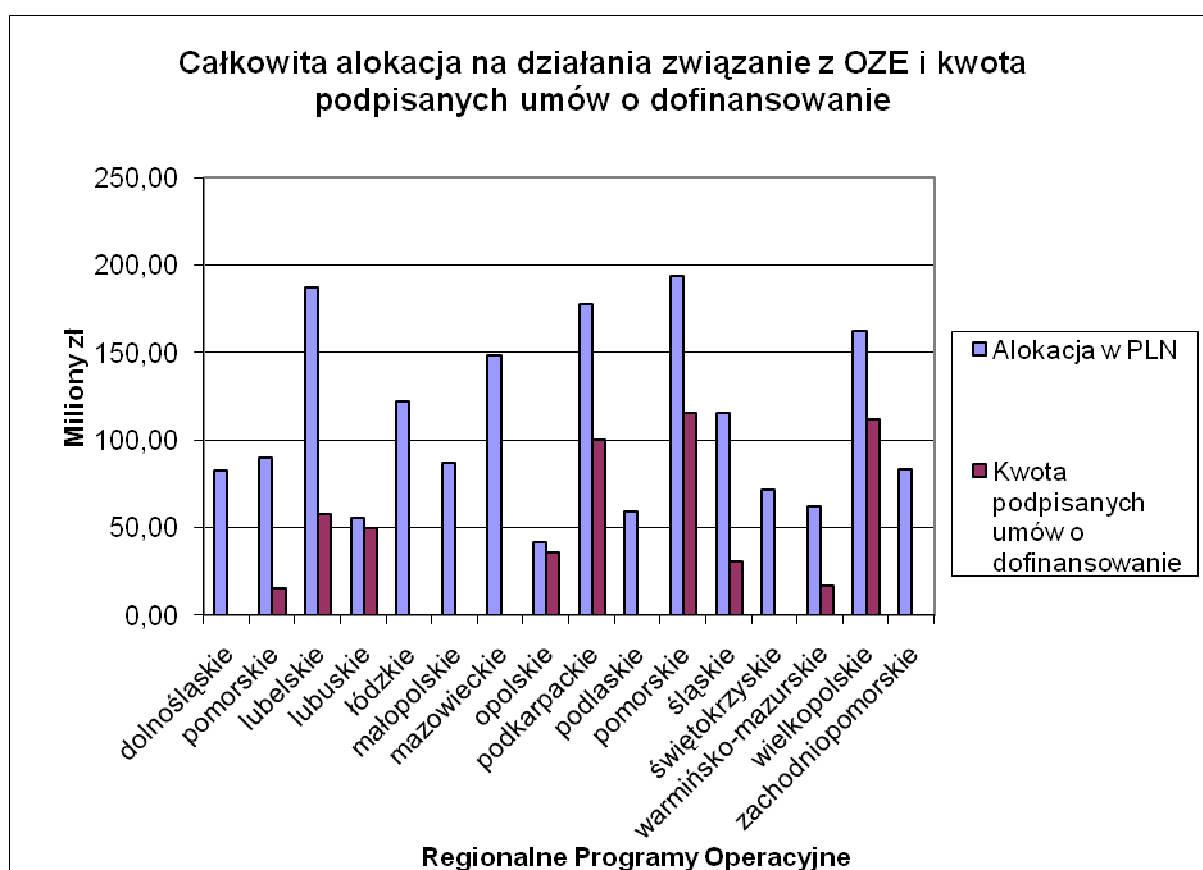
W zakres przedsięwzięć mogą wchodzić inwestycje w urządzenia służące wytwarzaniu energii ze źródeł odnawialnych na potrzeby produkcji rolnej w danym gospodarstwie. Oznacza to, że w ramach tego działania pomoc może być udzielona wyłącznie na inwestycje, w których produkcja

energii ciepłej czy elektrycznej będzie wykorzystywana do celów wspierania innego rodzaju działalności rolniczej, czyli na potrzeby własne gospodarstwa rolnego.

Beneficjentem działania może być:

- osoba fizyczna (pełnoletnia, która nie osiągnęła wieku emerytalnego),
- osoba prawna,
- spółka osobowa prowadząca działalność rolniczą w zakresie produkcji roślinnej lub zwierzęcej.

Maksymalna wysokość pomocy udzielonej jednemu beneficjentowi i na jedno gospodarstwo rolne w ramach działania, w okresie realizacji PROW, nie może przekroczyć 300 000 zł. Minimalna wartość poziomu kosztów kwalifikowanych projektu to 20 000 zł.



Rysunek 14. Całkowita alokacja na działania związane z OZE i kwota podpisanych umów o dofinansowanie.

Działanie 312. Tworzenie i rozwój mikroprzedsiębiorstw

Celem działania jest podnoszenie konkurencyjności obszarów wiejskich oraz zrównoważonego rozwoju społeczno-gospodarczego tych terenów, a co się z tym wiąże - zwiększenie zatrudnienia na obszarach wiejskich. Pomocy udziela się podmiotom z tytułu inwestycji związanych z tworzeniem lub rozwojem mikroprzedsiębiorstw działających w zakresie, m.in.: wytwarzania produktów energetycznych z biomasy. Ważną kwestią jest fakt, że jednym z kryteriów przyznania pomocy finansowej jest utworzenie, co najmniej jednego miejsca pracy.

Beneficjentem pomocy może być:

- osoba fizyczna;
- osoba prawna;

- jednostka organizacyjna nieposiadająca osobowości prawnej, która prowadzi lub podejmuje działalność jako mikroprzedsiębiorstwo zatrudniające poniżej dziesięciu osób i mające obrót nieprzekraczający równowartości 2 mln zł.

Pomoc udzielana w ramach tego działania ma formę zwrotu części poniesionych kosztów kwalifikowanych. Poziom pomocy nie może przekroczyć 50% wysokości kosztów kwalifikowalnych i jednocześnie nie może być wyższy niż:

- 100 000 zł. – jeśli biznesplan przewiduje utworzenie od 1 do 2 miejsc pracy,
- 200 000 zł. – jeśli biznesplan przewiduje utworzenie powyżej 2 i mniej niż 5 miejsc pracy,
- 300 000 zł. – jeśli biznesplan przewiduje utworzenie co najmniej 5 miejsc pracy,

w przeliczeniu na pełne etaty średnioroczne, co uzasadnione jest zakresem rzeczowym operacji.

Działanie 311 „Różnicowanie w kierunku działalności nierolniczej”

Pomoc skierowana jest do rolnika lub jego domownika, lub małżonka rolnika w rozumieniu przepisów o ubezpieczeniu społecznym rolników, który:

- a) jest obywatelem państwa członkowskiego Unii Europejskiej,
- b) jest pełnoletni i nie ukończył 60 roku życia,
- c) ma miejsce zamieszkania w miejscowości należącej do:
 - gminy wiejskiej, albo
 - gminy miejsko-wiejskiej, z wyłączeniem miast liczących powyżej 5 tys. mieszkańców, albo
 - gminy miejskiej, z wyłączeniem miejscowości liczących powyżej 5 tys. mieszkańców,
- d) nie wystąpił o przyznanie lub nie przyznano mu renty strukturalnej w ramach Planu Rozwoju Obszarów Wiejskich na lata 2004-2006 lub Programu Rozwoju Obszarów Wiejskich na lata 2007-2013,
- e) jest nieprzerwanie ubezpieczony w pełnym zakresie na podstawie przepisów o ubezpieczeniu społecznym rolników, przez okres co najmniej ostatnich 12 miesięcy poprzedzających miesiąc złożenia wniosku o przyznanie pomocy,
- f) nie będzie realizował operacji jako wspólnik spółki cywilnej.

Ponadto warunkiem ubiegania się o pomoc jest przyznanie płatności do gruntów rolnych wchodzących w skład gospodarstwa rolnego rolnika za rok poprzedzający rok złożenia wniosku o przyznanie pomocy.

Wspierane są działalności określone w załączniku do rozporządzenia Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi z dnia 17 października 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków i trybu przyznawania pomocy finansowej w ramach działania *Różnicowanie w kierunku działalności nierolniczej* objętego Programem Rozwoju Obszarów Wiejskich na lata 2007-2013 (Dz. U. z 2007 r. nr 200, poz. 1442 z późn. zm.), jak również działalność agroturystyczna, a także wytwarzanie produktów energetycznych z biomasy. Jest to bardzo szeroki katalog działalności obejmujący ok. 400 pozycji, określonych kodami Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD).

Do kosztów kwalifikowalnych zalicza się koszty:

- budowy lub modernizacji obiektów budowlanych (z wyłączeniem budowy budynków mieszkalnych);
- zakupu maszyn, urządzeń, narzędzi, wyposażenia i sprzętu;
- zakupu środków transportu, z wyłączeniem zakupu samochodów osobowych przeznaczonych do przewozu mniej niż 8 osób łącznie z kierowcą (wysokość tego kosztu kwalifikowalnego uzależniona jest od wysokości pozostałych inwestycyjnych kosztów kwalifikowalnych)
- koszty ogólne, bezpośrednio związane z przygotowaniem i realizacją operacji (w wysokości nie przekraczającej 10% pozostałych kosztów kwalifikowalnych).

Kosztem kwalifikowalnym w tym działaniu nie może być podatek VAT ani koszt zakupu rzeczy używanych. Pomoc ma charakter refundacji do 50 % kosztów (tzw. kosztów kwalifikowalnych) poniesionych w związku z realizacją inwestycji. Maksymalna wysokość pomocy udzielonej jednemu beneficjentowi, w okresie realizacji PROW 2007-2013, nie może przekroczyć 100 tys. zł lub, po zatwierdzeniu przez KE zmian do PROW 2007-2013, **500 tys. zł dla operacji dotyczących wytwarzania biogazu i energii elektrycznej z biogazu¹⁰**.

Wnioskodawca ubiegając się o pomoc może wystąpić o zaliczkę, która od 2011 roku będzie wynosiła do 20% kwoty pomocy. Pomoc jest przyznawana na podstawie umowy zawieranej pomiędzy beneficjentem a Agencją Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa. W umowie są określone zobowiązania beneficjenta, w tym m.in. zobowiązanie do utrzymania inwestycji i wykorzystywania ich zgodnie z przeznaczeniem przez 5 lat.

Krajowy Program Restrukturyzacji

Kolejnym programem wspierającym inwestycje biogazowe jest Krajowy Program Restrukturyzacji, który realizowany jest w ramach reformy unijnego rynku cukru. Program ten w ramach działania „Zwiększenie wartości dodanej podstawowej produkcji rolnej i leśnej” umożliwił otrzymania dofinansowania na inwestycje ukierunkowane na przetwarzania produktów rolnych na cele energetyczne. Skierowany był głównie do MSP, które zamierzały realizować przedsięwzięcia na terenie gmin objętych procesem restrukturyzacji przemysłu cukrowniczego. Przedsiębiorstwa z grupy MSP mogły otrzymać dofinansowanie do 50% kosztów kwalifikowanych inwestycji, nie więcej niż 7,5 mln PLN na jednego wnioskodawcę. Nabór wniosków o przyznanie pomocy na ww. przedsięwzięcia przeprowadzony był od 5 do 31 stycznia 2010, w trakcie którego do ARR wpłynęło 19 wniosków dotyczących budowy biogazowni.

Termin realizacji inwestycji upłyne w dniu 30 września 2011 r.

Kredyty bankowe

Niejednokrotnie nieodzownym elementem montażu finansowego jest finansowanie dłużne w postaci kredytu bankowego. Kredyty bankowe są zazwyczaj niezbędnym uzupełnieniem dotacji, a wraz z poprawą konkurencyjności biogazowni staną się głównym źródłem ich finansowania.

Kwestie podziału odpowiedzialności za projekt pomiędzy inwestorem (sponsorem) a podmiotem finansującym, jak również marża dla sponsora powinna zostać precyzyjnie określona w umowie kredytowej. Sponsor projektu musi umiejętnie określić ryzyko tkwiące w projekcie. Możliwe jest uzależnienie zysków dla instytucji finansującej w zależności od przychodów generowanych przez inwestycje. Zysk powinien odpowiadać kosztom i przychodom generowanym przez projekt. Spłata kredytu z reguły trwa krócej niż cykl życia inwestycji, średnio 5-10 lat w porównaniu do ok. 20 lat funkcjonowania biogazowni.

Niektóre banki postanowiły aktywnie wesprzeć rozwój rynku biogazowni przedstawiając ofertę kredytową uwzględniającą specyfikę inwestycji biogazowych. Przykładem jest Bank BGŻ, który zdecydował o zwiększeniu aktywności w tym obszarze. Instytucja finansuje zarówno przedsięwzięcia realizowane przy wsparciu środków UE (Kredyt Agro Unia i Kredyt BGŻ Unia) oraz inwestycje, które nie przewidują współfinansowania zewnętrznego (Kredyt Zielona Energia).

Kolejnym przykładem jest Bank Ochrony Środowiska S.A. BOŚ SA oferuje wieloletnie kredyty inwestycyjne. Dla inwestorów realizujących przedsięwzięcia dofinansowane ze środków Unii Europejskiej BOŚ SA stworzył „Ofertę europejską”, obejmującą kredyty pomostowe (w przypadku

¹⁰ Rozszerzenie zakresu pomocy w ramach działania do kwoty 500tys zł dla inwestycji dotyczących biogazowni jest obecnie przedmiotem wystąpienia Ministra ds. Rolnictwa do Komisji Europejskiej.

realizowania inwestycji z udziałem środków unijnych) i kredyty uzupełniające, umożliwiające domknięcie finansowania projektu.

Za standardowe (uznane obecnie przez banki za optymalne), z technicznego i finansowego punktu widzenia, uznawane są instalacje o mocy od 0,5 do 2 MW_{el}. Mniejsze – w ramach istniejących w Polsce uwarunkowań prawnych i ekonomicznych, są – np. według szacunków BGŻ - nieopłacalne, zaś większe są problematyczne, chociażby ze względu na trudności logistyczne i środowiskowe. Wielkość kredytu jest standardowo uzależniona od zdolności kredytowej inwestora i poziomu wnoszonego wkładu własnego. Warunki takie jak okres kredytowania czy koszty kredytu, są każdorazowo ustalane indywidualnie, w zależności od oceny konkretnego projektu.

W każdym przypadku podstawą oceny możliwości udzielenia kredytu jest posiadanie zdolności kredytowej i możliwości zabezpieczenia kredytu. Wymagania banku wobec inwestora starającego się o kredyt, to zbiór kryteriów, które brane są pod uwagę w trakcie podejmowania decyzji o jego przyznaniu, np.:

- Minimalny kapitał własny: standardowo 15% przy projektach unijnych i 20% - przy projektach własnych.
- Wniesienie kapitału może nastąpić w formie prawa do nieruchomości czy dokumentacji projektowej, bank jednak preferuje gotówkę.

Zabezpieczenia są typowe jak dla standardowych kredytów i zależą od oceny ryzyka kredytowego oraz wielkości kredytu. Przykłady takich zabezpieczeń:

- Cesja wierzytelności z umowy sprzedaży energii.
- Blokada środków na rachunkach bankowych.
- Gwarancja bankowa oraz innych podmiotów.
- Poręczenie według prawa cywilnego lub wekslowego.
- Hipoteka.
- Zastaw rejestrowy i finansowy (udziały, przedsiębiorstwo, rzeczy, wierzytelności z rachunków bankowych).
- Przewłaszczenie na zabezpieczenie.
- Weksel in blanco.
- Ubezpieczenie kredytu.
- Przelew wierzytelności na zabezpieczenie lub cesja wierzytelności z tytułu ubezpieczenia (umowy na sprzedaż energii, certyfikatów, umowa dzierżawy, umowa budowlana, gwarancje należytego wykonania, polisy ubezpieczeniowe).
- Zastaw według prawa cywilnego.
- Pełnomocnictwo do dysponowania rachunkami.
- Oświadczenie patronackie.
- Kaucja.
- Dobrowolne poddanie się egzekucji.
- Fundusz Rezerwy Obsługi Zadłużenia.

Według opinii banku jeśli projekt spełnia poniższe kryteria, to jego szanse na przyznanie kredytu komercyjnego są duże:

- Zapewniona baza substratów.
- Zagwarantowany odbiór prądu i ciepła.
- Zagwarantowany wkład własny.
- Sprawdzona technologia i jej dostawca (obiekty referencyjne i doświadczenie).
- Gotowość realizacyjna.

Bank ocenia projekt na podstawie następujących informacji (na przykładzie informacji Banku Ochrony Środowiska):

- Przewidywane koszty.

- Planowana struktura finansowa (w tym poziom i forma wkładu własnego).
- Ewentualne zaangażowanie dotacji unijnej i zaawansowanie w jej pozyskaniu.
- Planowane przychody (umowy dotyczące sprzedaży energii i świadectw pochodzenia).
- Stan zaawansowania projektu na podstawie pozyskanych decyzji administracyjnych.
- Dokument stwierdzający prawo do dysponowania nieruchomością.
- Raport oceny oddziaływania na środowisko lub informacja o wpływie na środowisko.
- Warunki techniczne przyłączenia biogazowni do sieci.
- Biznes plan inwestycji.
- Referencje technologii planowanej do zastosowania.
- Informacje dotyczące parametrów technicznych instalacji na postawie dokumentacji projektowej (substraty, produkcja biogazu, produkcja energii elektrycznej, ciepła, wielkości komór) wraz z danymi stanowiącymi podstawę wyliczeń.
- Harmonogram rzeczowo-finansowy wraz z dokumentami potwierdzającymi aktualne zaawansowanie prac.
- Umowy na: dostawę substratów, sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia zawieranych pozagiełdowo, sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, przyłączeniowa do sieci elektroenergetycznej, promesa koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, umowy dokumentujące odbiór/sprzedaż wszystkich uzyskanych pozostałości podprocesowych.
- Dokumenty wymagane przed uruchomieniem biogazowni: decyzja na użytkowanie, koncesje URE i wpis do rejestru ARR, decyzje dotyczące gospodarki odpadami, pozwolenie wodnoprawne, pozwolenie na wprowadzanie zanieczyszczeń do powietrza.
- Kontrakty lub inne dokumenty potwierdzające dostawę i montaż biogazowni oraz wykonanie całej infrastruktury niezbędnej do prowadzenia prawidłowej eksploatacji biogazowni, w tym gwarancje dobrego wykonania kontraktu, umowy serwisowe, dostęp do laboratorium analitycznego.
- Informacja na temat zagospodarowania odpadów pofermentacyjnych (np. utylizacja poprzez spalanie czy sprzedaż jako nawozu) pod warunkiem, że powyższe zostało uwzględnione w prognozowanych kosztach wielkości realnych.
- Polisy ubezpieczeniowe realizowanego projektu oraz majątku kredytobiorcy od wszystkich rodzajów ryzyk.

Rynek finansowy

W obliczu kończących się publicznych środków finansowania inwestycji biogazowych, w szczególności funduszy strukturalnych w ramach budżetu UE 2007-2013, oraz dużego zainteresowania tego typu inwestycjami inwestorzy poszukują nowych źródeł pozyskania kapitału. Takim obiecującym źródłem uzupełniającym finansowanie bankowe może stać się w przyszłości Giełda Papierów Wartościowych (GPW) i jej specjalny segment przeznaczony do finansowania małych i średnich przedsiębiorstw (MSP) - New Connect. Zaletą New Connect jest relatywnie krótki czas jaki upływa do zaistnienia spółki na tej alternatywnej platformie obrotu oraz znacznie mniejszy koszt emisyjny w stosunku do tradycyjnego obrotu giełdowego. Mniejsze są także obowiązki ciążące na emitentach. Sporządzanie prospektu emisyjnego nie jest wymagane. Ponadto raporty kwartalne są nieobowiązkowe i nie ma wymogu audytowania raportów półrocznych. Wprowadzenie na New Connect jest atrakcyjne dla mniejszego przedsiębiorstwa posiadającego sprecyzowaną wizję rozwoju i co najmniej kilka dobrze zapowiadających się projektów. Natomiast w przypadku planów realizowania przez firmę pojedynczych instalacji debiut na New Connect może nie przynieść spółce zamierzonych rezultatów. Konieczne jest skorzystanie z tzw. autoryzowanego doradcy, czyli podmiotu mającego akredytację i odpowiedzialnego za wprowadzenie nowych emisji do obrotu.

Przykładem debiutu na New Connect firmy działającej w segmencie OZE jest zarejestrowana w Pradze firma Photon Energy produkująca panele fotowoltaiczne. Kolejnym przykładem debiutu jest czeska firma BGS Energy działająca w obszarze OZE, która specjalizuje się w budowie biogazowni. Pozyskany na giełdzie kapitał wystarczył na wkład własny do kilku kolejnych projektów biogazowni.

Formy realizacji inwestycji biogazowych

Formą realizacji inwestycji biogazowych, która jest szeroko stosowana w UE jest partnerstwo publiczno-prywatne (*public-private partnership* – PPP). Partnerstwo publiczno-prywatne to oparta na umowie współpraca podmiotu publicznego i partnera prywatnego, służąca realizacji zadania publicznego. Zaangażowanie partnera prywatnego ma na celu włączenie wiedzy i umiejętności (*know-how*), oraz kapitałów sektora prywatnego do realizacji zadania publicznego oraz podział ryzyka związanego z jego realizacją. Obecnie wzrosło zainteresowanie gmin rozwojem projektów biogazowni rolniczych przy udziale partnera prywatnego. Wciąż nie jest to popularna forma realizacji inwestycji. Jednak ustawa z dnia 19 grudnia 2008 o partnerstwie-prywatnym (Dz.U. 2009 nr 19 poz. 100 z późn. zm.) precyzuje zasady na jakich mają odbywać się zamówienia publiczne, co powinno ograniczyć możliwość bezzasadnego oskarżania strony publicznej o nadużycia. Prawna forma realizacji inwestycji w formule PPP znajduje najczęściej swój wyraz w realizacji inwestycji energetycznych w znanej formule zwanej ESCO (ang. Energy Service Company). ESCO jest wyspecjalizowaną organizacją która bierze odpowiedzialność całościową za zarządzanie projektem energetycznym. ESCO zajmuje się zazwyczaj rozwojem projektu, budową, a także finansowaniem oraz eksploatacją np. wytwarzaniem, zaopatrzeniem i sprzedażą ciepła i energii elektrycznej z biogazowni. Zarabia zazwyczaj na oszczędnościach w zaopatrzeniu instytucji partnerskiej (np. publicznej) w ciepło i energię elektryczną, ew. może zarabiać także na zmniejszeniu kosztów utylizacji odpadów.

Zauważalnym trendem na rynku jest nawiązywanie kooperacji pomiędzy sektorem energetycznym a finansowym. W przypadku takiej współpracy możliwe jest obniżenie marży banku w postaci premii za ryzyko. W tym przypadku bardzo ważne jest zaangażowanie podmiotów zainteresowanych inwestycją, obejmujące inwestycje kapitałowe, finansowane za pomocą instrumentów kredytowych, jak również współpracę przy zarządzaniu projektem. Przykładem takiej współpracy jest kooperacja pomiędzy Energa a Bankiem BGŻ. Koncern energetyczny w ramach programu Energa Biogaz założył plan realizacji przewidujący docelowo wybudowanie nawet kilkuset biogazowni. Energa zamierza współfinansować inwestycje, jest również zainteresowana doradztwem, prowadzeniem budowy, zarządzaniem biogazowniami czy zakupem energii elektrycznej i świadectw pochodzenia od wytwórców. Bank BGŻ może dostarczyć dla realizowanych projektów kapitał w postaci instrumentów dłużnych. Finansowanie i znajomość sektora rolnego i przetwórstwa spożywczego przez BGŻ jest istotnym atutem tego banku. Mimo, iż doświadczenie banku BGŻ w finansowaniu nowych inwestycji jakimi są biogazownie nie jest duże to stanowi to obszar dywersyfikacji działalności banku. Zainteresowanie sektora bankowości finansowaniem biogazownie świadczy poprawiającym się postrzeganiu tego typu inwestycji. Kolejnym przykładem kooperacji w celu budowy obiektów produkcji biogazu jest współpraca Krajowej Spółki Cukrowej i Polskiej Grupy Energetycznej. Na terenach byłych cukrowni mają być budowane biogazownie i biorafinerie. Krajowa Spółka Cukrowa może wnieść kapitał w postaci nieruchomości. Polska Grupa Energetyczna jest zainteresowana uzyskiwaniem świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej z powstających biogazowni.

Dotychczas nie rozwiązany w sposób satysfakcjonujący problemem jest stworzenie skutecznych i wygodnych dla niezależnych dostawców energii form mikrofinansowania, w tym mającego potencjał replikacyjny, finansowania mikrobiogazowni. Przeszkodą do tej pory był w Polsce brak stałych taryf na odbiór energii elektrycznej z małych instalacji OZE oraz związane z tym wysokie ryzyko i niewystarczająca opłacalność.

6.2 Wybrane metody analizy opłacalności realizacji inwestycji

Cechą charakterystyczną przedsięwzięć inwestycyjnych jest konieczność wcześniejszego wydatkowania środków pieniężnych w celu osiągnięcia pozytywnych efektów finansowych w przyszłości. Dodatkowymi strumieniami pieniężnymi są przychody za sprzedaż energii elektrycznej,

ciepła czy też świadectw pochodzenia energii. Ujemnymi strumieniami pieniężnymi są nakłady, jakie ponosi inwestor w związku z zakupem i montażem instalacji, utrzymaniem instalacji w ruchu i spłatą części kapitałowej kredytu. Zasadniczą częścią oceny projektu biogazowni jest badanie jego opłacalności. Polega ona na wyliczeniu wskaźników, które pozwolą uzyskać odpowiedź na pytanie czy warto jest realizować projekt z finansowego punktu widzenia. Inaczej mówiąc, czy przychody wygenerowane przez biogazownię pokryją poniesione nakłady wraz z satysfakcjonującą marżą zysku. Wyniki badań opłacalności projektu są istotne nie tylko dla samych inwestorów, ale i dla innych podmiotów zainteresowanych finansowaniem projektu (np. dla banków przy rozpatrywaniu wniosku kredytowego, funduszy wspomagających finansowo inwestycję).

W analizie opłacalności inwestycji wyróżnia się dwa rodzaje metod do oceny opłacalności: metody proste i metody dyskontowe. Metody proste w przeciwieństwie do metod dyskontowych nie uwzględniają zmienności wartości pieniądza w czasie (Dudycz T., Wrzosek S. 2003). Kolejną różnicą jest definiowanie korzyści netto (NCF). W metodach prostych korzyści netto wyrażane są zyskiem. Tak więc metody nie uwzględniające zmienności pieniądza w czasie i oparte na zysku jako miary korzyści netto nazywane są metodami prostymi (np. prosta stopa zwrotu), natomiast metody uwzględniające zmienność pieniądza w czasie i ujmujące korzyść netto w kategorii przepływu pieniężnego netto – metodami dyskontowymi (np. NPV i IRR).

Za stosowaniem metod prostych w bezwzględnej ocenie opłacalności inwestycji przemawia ich nieskomplikowany charakter i łatwość posługiwania się. Wykorzystanie tych metod i interpretacja uzyskanych wyników nie wymaga dogłębnej wiedzy ekonomicznej, prowadzenia czasochłonnych procesów obliczeniowych, jednak otrzymane wyniki mogą służyć jedynie jako wstępne, pomocnicze przy ocenie opłacalności inwestycji. Na zastosowaniu metod prostych nie powinno opierać się decyzji inwestycyjnej.

Metoda prostego okresu zwrotu (SPB)

Popularną metodą wstępnej oceny opłacalności biogazowni jest prosty okres zwrotu (ang. *simple payback period*, SPB). Metoda prostego okresu zwrotu szacuje długość okresu (OZ), jaki jest potrzebny, aby nakłady inwestycyjne (I) poniesione na realizację biogazowni (zaangażowany kapitał) zostały w pełni pokryte - zrównoważone korzyściami netto - (KN) generowanymi przez tę inwestycję. Mówiąc ogólniej prosty okres zwrotu określa okres w którym nakłady inwestycyjne zwrócą się z uzyskiwanych korzyści netto, czyli po ilu latach zwróci się inwestycja. Ogólna formuła prostego okresu zwrotu przedstawia się następująco:

$$I = \sum_{t=0}^{OZ} KN_t$$

W tym wzorze okres zwrotu (OZ) jest wielkością szacowaną. Mówiąc najprościej zysk z inwestycji jest sumowany w kolejnych latach aż łączna jego wartość zrówna się z wartością nakładów inwestycyjnych na biogazownię. W rezultacie otrzymujemy długość okresu, liczoną w latach, potrzebną na zwrot nakładów inwestycyjnych.

Należy mieć na uwadze, że formuły zysku wykorzystywane w algorytmie metody SPB są uzależnione od tego, czy liczymy okres zwrotu dla całego kapitału (obcego i własnego), czy tylko kapitału własnego. W pierwszym przypadku będzie to zysk operacyjny opodatkowany, w drugim korzyść netto musi być wyrażona zyskiem netto. Zysk netto to nadwyżka, która pozostaje po odjęciu wszystkich kosztów.

Nakłady inwestycyjne na biogazownię mogą być ponoszone nie tylko w fazie przedinwestycyjnej (np. studium wykonalności) i inwestycyjnej (maszyny i urządzenia) ale także w fazie operacyjnej i likwidacyjnej (np. utylizacja sprzętu). Wszystkie te nakłady powinny być ujęte we wzorze. Nakłady fazy operacyjnej, które muszą być również uwzględnione, to także koszty ew.

kredytu z którego finansowane są bieżące wydatki związane z utrzymaniem biogazowni w ruchu (np. wymiana zużytych elementów biogazowni).

W praktyce im okres zwrotu krótszy tym większa opłacalność inwestycji. Maksymalny dopuszczalny okres zwrotu określany jest arbitralnie. Innymi słowy osoba decyzyjna określa maksymalny okres po jakim muszą zwrócić się nakłady inwestycyjne. Należy mieć na uwadze, że dla inwestycji o wysokim poziomie ryzyka (do jakich można zaliczyć biogazownie) oczekiwane są stosunkowo krótkie okresy zwrotu. Wyrażenie opłacalności miarą czasu jest łatwe w interpretacji. Należy jednak zwrócić uwagę, że jedynie na podstawie tej metody nie można podejmować decyzji inwestycyjnej.

Dyskontowe metody bezwzględnej oceny opłacalności (NPV i IRR)

Metody dyskontowe opierają się na przepływach pieniężnych netto (ang. NCF) generowanych przez inwestycję. W cyklu życia inwestycji pieniądz ma wartość zmienną, dlatego stosuje się stopę dyskontową. Ma to na celu zapewnienie porównywalności przepływów pieniężnych netto w czasie. Dzięki temu uwzględniony jest aspekt, iż wcześniej uzyskane dodatnie przepływy pieniężne netto mają większą wartość niż uzyskane w okresach późniejszych.

Stopa dyskontowa (stopa kosztu kapitału) to koszt alternatywny kapitału. Koszt alternatywny oznacza, że gdy wykorzystujemy kapitał do realizacji jednego projektu, poświęcamy inny projekt. Dlatego, używając kapitał w projekcie inwestycyjnym, ponosimy ukryty koszt: tracimy dochody z innego projektu. Generalnie przyjęcie wyższej stopy dyskontowej zwiększa margines bezpieczeństwa, gdyż maleje ryzyko przeszacowania opłacalności inwestycji w analizie ekonomicznej. Stopą dyskontową najczęściej obecnie przyjmowaną przez przedsiębiorstwa energetyczne przy realizacji projektów biogazowni jest 8,5-9%.

Wartość bieżąca netto

NPV pozwala odpowiedzieć na pytanie o ile wzrośnie dzisiejsza wartość firmy w wyniku zrealizowania danej inwestycji. W przypadku, gdy inwestycja jest realizowana w formule *project finance*, NPV określa dzisiejszą wartość spółki celowej, gdyż inwestycja i firma są tym samym. Należy zauważyć, że w pierwszych latach realizacji inwestycji saldo kosztów i korzyści jest na ogół ujemne i osiąga wartości dodatnie dopiero po upływie kilku lat. Wraz ze stopniowym upływem lat ujemnym wartościom z pierwszych lat przypisuje się większe wagi niż wartościom dodatnim z późniejszych lat realizacji projektu. Wartość stopy dyskontowej i wybór horyzontu czasowego mają zasadnicze znaczenie przy określaniu NPV projektu. NPV jest bardzo prostym i dokładnym wskaźnikiem efektywności.

W przypadku realizacji inwestycji biogazowej ponoszone są nakłady w fazie przedinwestycyjnej. Muszą być one uwzględnione według dzisiejszej wartości. W przypadku gruntów powinno się przyjmować obecną wartość tych gruntów. Z tym przypadkiem za wartość nakładu inwestycyjnego nie można przyjąć pierwotnej wartości zakupu gruntu. Nakłady w okresie likwidacji również muszą być uwzględnione (mogą mieć one wartość dodatnią, bądź ujemną). W najogólniejszej postaci wzór na NPV można przedstawić następująco:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NCF_t}{(1+k)^t}$$

Przed wszystkim należy zastanowić się dla kogo chcemy wyliczyć NPV - dla właściciela, bądź właścicieli i firmy czy dla wszystkich stron finansujących daną inwestycję (wierzycieli, właścicieli i firmy), bo od tego zależy jakie przepływy pieniężne uwzględnianie są przy jej szacowaniu. Najczęściej stosowaną jest klasyczna (standardowa) metoda NPV.

Uwzględnia ona przepływy inwestycyjne oraz operacyjne opierając korzyść na formule FCFF (*free cash flow to firm* - opłacalność inwestycji jest wyliczana dla wszystkich dostawców kapitału i firmy). W tym przypadku konieczne jest przyjęcie stopy dyskontowej na poziomie stopy zwrotu oczekiwanej przez wszystkich dostawców kapitału.

Dodatnia wartość NPV ($NPV > 0$) oznacza, że projekt przynosi korzyść netto (ponieważ suma ważonych przepływów kosztów i korzyści jest dodatnia) i jego realizacja jest zasadniczo pożądana pod względem finansowym lub ekonomicznym. W przypadku rozważania różnych możliwości ranking rozwiązań alternatywnych po względem ich NPV wskazuje najlepszy wybór.

Metoda wewnętrznej stopy zwrotu (IRR i MIRR)

Wewnętrzna stopa zwrotu informuje w tym przypadku, jaki średni zwrot w okresie życia inwestycji przynosi 1 zł zaangażowanego w inwestycję kapitału. Innymi słowy jeżeli złotówka kapitału całkowitego zaangażowanego w daną inwestycję przynosi 20 groszy korzyści netto (IRR=20%), to aby inwestycja była opłacalna, koszt po jakim może być zgromadzony kapitał na sfinansowanie inwestycji nie może przekroczyć 20%.

IRR definiuje się jako stopę dyskontową, przy której zaktualizowana wartość netto przepływów kosztów i korzyści inwestycji jest równa 0. Wewnętrzna stopa zwrotu wskazuje względną efektywność inwestycji i należy ją stosować ostrożnie. Jeśli znak korzyści netto (korzyści pomniejszonych o koszty) zmienia się w poszczególnych latach realizacji projektu (np. -, +, -, +, -), dla danego projektu mogą istnieć wielokrotne IRR. W takim przypadku przy podejmowaniu decyzji nie można się kierować IRR. Przykładami takich projektów są kopalnie i elektrownie jądrowe, które zazwyczaj notują znaczne wydatki pieniężne na końcu projektu wynikające z kosztów zamknięcia. Ponieważ rankingi projektów według IRR mogą być mylące, przy założeniu, że wymagania informacyjne dla obliczenia właściwej wartości NPV i IRR są takie same (z pominięciem stopy dyskontowej), zawsze warto wyliczyć NPV projektu. Za kierowaniem się wysokością NPV przy podejmowaniu decyzji przemawia wiele przesłanek. Gdy nie można stosować IRR (projekty nietypowe) można policzyć MIRR (zmodyfikowaną wewnętrzną stopę zwrotu), która ma taką samą interpretację jak IRR - stopa dyskontowa dla której NPV jest równe zero.

Ogólna formuła metody IRR wyrażona jest wzorem:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NCF_t}{(1 + IRR)^t} = 0$$

Wewnętrzną stopę zwrotu można obliczać na podstawie algorytmu NPV dla:

- wszystkich dostawców kapitału – korzyść netto jest wyrażona formułą FCFF (klasyczna standardowa wewnętrzna stopa zwrotu),
- firmy i właściciela – korzyść netto jest wyrażona formułą FCFE (właścicielska wewnętrzna stopa zwrotu – IRR_{wt}),
- właściciela kapitału zakładowego – korzyść netto jest wyrażona dywidendą lub wzrostem wartości firmy.

W rozdziale 6.5 przedstawiono obliczenia wskaźników opłacalności na przykładzie 2 biogazowni rolniczych.

Finansowa zaktualizowana wartość netto (FNPV) projektu i finansowa wewnętrzna stopa zwrotu (FRR)

Po zgromadzeniu danych dotyczących kosztów inwestycji, kosztów i przychodów operacyjnych, następnym logicznym krokiem w analizie finansowej jest ewaluacja finansowego zwrotu z inwestycji. Wymagane wskaźniki do sprawdzenia efektywności finansowej projektu to: finansowa zaktualizowana wartość netto (FNPV) projektu, a także finansowa wewnętrzna stopa zwrotu (FRR). Konkretniej, finansowa zaktualizowana wartość netto FNPV(C) oraz finansowa stopa zwrotu FRR(C) z całkowitych kosztów inwestycji służą do mierzenia efektywności inwestycji niezależnie od źródeł lub metod finansowania. Drugi wskaźnik jest stały w skali projektu. Preferowanym wskaźnikiem powinna zazwyczaj być zaktualizowana wartość netto, ponieważ stopa zwrotu może być myląca, nie zawiera tak użytecznej informacji o wartości projektu.

Wskaźniki FNPV/K, FRR/K dotyczą kapitału własnego inwestora, czyli innymi słowy mówią ile zostanie inwestorowi nie tylko po pokryciu nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych w całym okresie życia projektu, ale też po spłacie dawców kapitału obcego (raty kapitałowe kredytu plus odsetki). W przypadku inwestycji typowych, gdy $FNPV > 0$ projekt opłacalny, bo generuje wpływ gotówki netto

6.3 Jednostkowe nakłady inwestycyjne, koszty operacyjne

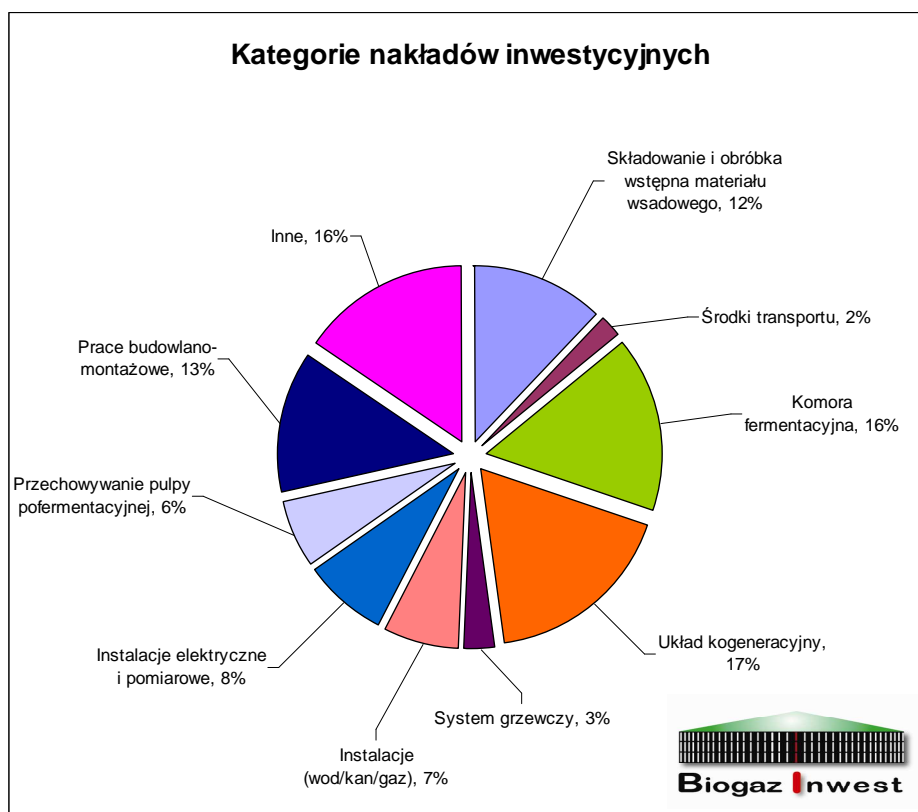
Wstępne, przedinwestycyjne analizy ekonomiczne wykonuje się gdy nieznane są jeszcze pełne koszty inwestycyjne i eksploatacyjne oraz zweryfikowane przychody z funkcjonującej już biogazowni. Punktem wyjściowym dla inwestora jest założenie dotyczące zainstalowanej mocy elektrycznej jaką chce uzyskać. Aby przeprowadzić wstępne analizy ekonomiczne niezbędna jest znajomość referencyjnych nakładów inwestycyjnych, kosztów i przychodów operacyjnych.

Dotychczasowe doświadczenia zagraniczne oraz krajowe (rozdział 5) wskazują, że w sektorze biogazowni rolniczych działają zasady ekonomiki skali, tzn. jednostkowe nakłady inwestycyjne rosną lub maleją wraz ze zmianą mocy instalacji. Trudno w chwili obecnej wskazać na techniczno-ekonomiczne kryteria podziału na mikrobiogazownie (np. poniżej 100 kW_{el} mocy elektrycznej), małe biogazownie (np. 100 - 500 kW_{el}), średnie (np. 500-1.000 kW_{el}) i duże (np. powyżej 1.000 kW_{el}), gdyż brak jest większej próbki statystycznej zrealizowanych inwestycji w Polsce. Nie wiadomo też do jakiej wielkości pojedynczej biogazowni działa efekt skali, o którym decydują elementy takie jak konieczność rozbudowy niezbędnej infrastruktury, *etc.* Różnie też rozkładają się elementy ryzyka w dużych i małych obiektach, wpływając na działalność podstawową inwestora. Wyżej wymienione zagadnienia muszą być zawsze elementem indywidualnej oceny inwestycji.

Poniżej opisano charakterystyczne wskaźniki dla **biogazowni małych** oraz **średnich i dużych**. Analizę ekonomiczną przeprowadzono przy rozbiciu kosztów na jednostkowe nakłady inwestycyjne oraz koszty operacyjne, przy czym te ostatnie w sposób mniej jednoznaczny uzależnione są od wielkości (skali) inwestycji.

Średnie i duże biogazownie

Ogólny podział poszczególnych kategorii nakładów w rozbiciu na składniki cząstkowe zależy od urządzeń wchodzących w skład ciągu technologicznego danej biogazowni, tym niemniej można wychwycić pewne znaczące i powtarzające się kategorie nakładów. W każdej z analizowanych biogazowni największy udział mają 2 podstawowe elementy: budowa komór fermentacyjnych oraz zakup agregatów kogeneracyjnych. Elementy te stanowią ok. 20% nakładów inwestycyjnych każdy. Dla przykładowej biogazowni strukturę nakładów przedstawia Rysunek 15.



Rysunek 15 Struktura kategorii nakładów inwestycyjnych dla przykładowej biogazowni opartej na kiszonce kukurydzy i gnojowicy o mocy 0,86 MW_{el}.

Natomiast procentowy udział poszczególnych kategorii zależy od tego jakie opcje technologiczne zostaną wybrane. Przykłady wyboru opcji technologicznych, które mogą spowodować znaczne przesunięcia w procentowym udziale poszczególnych nakładów w kosztach inwestycji zamieszczono poniżej:

- Z powodu braku wystarczającej powierzchni terenu (dodatkowe kilka ha), zamiast lagun inwestor zdecyduje się na budowę zbiornika żelbetowego do przechowywania pulpy pofermentacyjnej (rozwiązanie kilkukrotnie droższe).
- Biogazownia będzie przetwarzać odpady niebezpieczne wymagające obróbki termiczno - ciśnieniowej w temperaturze 133°C, co spowoduje wzrost nakładów inwestycyjnych. Budowa hali i urządzeń do sterylizacji może podwyższyć koszty budowy biogazowni nawet o 20%. Jednocześnie odpady takie (np. poubojowe) posiadają wysoki potencjał do produkcji biogazu, tak więc ich zastosowanie znacząco zwiększy opłacalność przedsięwzięcia.
- Inwestor będzie sprzedawał ciepło odbiorcy końcowemu zlokalizowanemu w odległości kilku kilometrów od biogazowni, co spowoduje znaczący wzrost nakładów inwestycyjnych na rozbudowę rurociągów ciepłowniczych. Tego rodzaju nakłady będą miały decydujące znaczenie zwłaszcza w przypadku biogazowniach małych, gdzie ich procentowy udział w strukturze nakładów jest znaczący.

Tabela 16 przedstawia kategorie nakładów inwestycyjnych w rozbiciu na podkategorie, z zaznaczeniem które opcje zostały wybrane i przyjęte do analizy dla przykładowej biogazowni (podrozdział 6.5) o mocy 0,86 MW_{el}, opartej na kiszonce kukurydzy i gnojowicy, a której strukturę nakładów przedstawiono wcześniej - Rysunek 15.

Doświadczenia firmy Poldanor S.A., prekursora na polskim rynku, pokazują, że biogazownie rolnicze można budować przy jednostkowych nakładach 8-12 mln zł/MW_{el} mocy zainstalowanej. Natomiast inni deweloperzy, którzy wdrażają w Polsce technologie zagraniczne (głównie niemieckie) podają nakłady inwestycyjne na budowę 1 MW_{el} mocy zainstalowanej na poziomie 18-

21 mln zł/MW_{el}. Wymienione nakłady zakładają brak ryzyka walutowego i obliczone są dla kursu poniżej 4 PLN/EUR. Ponieważ większość komponentów ciągu technologicznego biogazowni jest kupowana za granicą istnieje prawdopodobieństwo, że zmiana kursu walut odbije się również na poziomie nakładów inwestycyjnych wyrażonych w złotych.

Należy pamiętać o tym, że przytaczane w niniejszej analizie nakłady inwestycyjne netto nie zawierają podatku od towarów i usług VAT. Aby otrzymać nakłady inwestycyjne brutto należy doliczyć:

- podatek VAT od robót budowlanych 8%
- podatek VAT od zakupu maszyn i urządzeń 23%
- podatek VAT od zakupu środków transportu 23%
- podatek VAT od kosztów ogólnych 23%

W analizach wstępnych średnio dla całej inwestycji aby otrzymać nakłady inwestycyjne brutto do nakładów inwestycyjnych netto należy doliczyć 17-19% VAT.

Tabela 16 Rozbicie kategorii nakładów inwestycyjnych na podkategorie.

Kategorie	Podkategorie	√/---
Komora fermentacyjna	Wraz ze zbiornikiem biogazu, wymiennikiem ciepła, mieszadłem i oprzyrządowaniem	√
Układ kogeneracyjny	Silnik CHP	√
Składowanie i obróbka wstępna materiału wsadowego	Instalacja do higienizacji 70 ⁰ C	-----
	Instalacja do sterylizacji 133 ⁰ C	-----
	Zbiorniki buforowe/odstojniki na substraty płynne, komora wstępnego mieszania	√
	Hala przyjęć substratów na odpady stałe	√
	Waga samochodowa	√
	Dozownik substratów z systemem rozdrabniającym	√
Środki transportu	Tabor samochodowy do transportu wsadu do biogazowni	-----
	Tabor samochodowy do rozwożenia substratu na pola własne	√
	Ładowarka teleskopowa	√
System grzewczy	Kocioł gazowy	-----
	Rozdzielnia ciepła i rurociągi ciepłownicze	√
	Rozbudowa sieci ciepłowniczej	-----
Instalacje (wod/kan/gaz)	Instalacje i przyłącza	√
	Instalacja do odsiarczania biogazu	√
	Pochodnia do spalania nadwyżki biogazu	√
Instalacje elektryczne i pomiarowe	Instalacje elektryczna, ogromowa, przebieciowa	√
	Aparatura kontrolno-pomiarowa	√
	Stacja Trafo	-----
	Rozbudowa sieci do GPZ	-----
Przechowywanie pulpy pofermentacyjnej	Zbiornik żelbetowy	-----
	Laguny	-----
Obróbka pulpy pofermentacyjnej	Urządzenia do ewaporacji (po dekantacji)	-----
	Urządzenia do suszenia osadu pofermentacyjnego (słoneczne)	-----
	Dekanter (wirówka)	-----
	Prasa	-----
	Urządzenie do odwróconej osmozy	-----
Prace budowlano-montażowe	Nadzór budowlany	√
	Roboty montażowe	√
	Budynek technologiczny	√
	Budynek socjalno-biurowy (wyposażenie)	√
	Rozbudowa dróg	√
	Prace ziemne i budowlane (z ogrodzeniem)	√
Inne	Dokumentacja projektowa	√
	Zakup technologii (licencja)	√
	Wartość gruntu pod inwestycję	√
	Rozruch	√
	Oplata przyłączeniowa	√
	Oświetlenie obiektu na czas budowy	√
	Ubezpieczenie obiektu na czas budowy	√
Instalacje do zatłaczania biogazu do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego	Rozbudowa przyłącza	-----
	Instalacja do oczyszczania gazu do standardów wtłaczania do sieci	-----

Oznaczenia

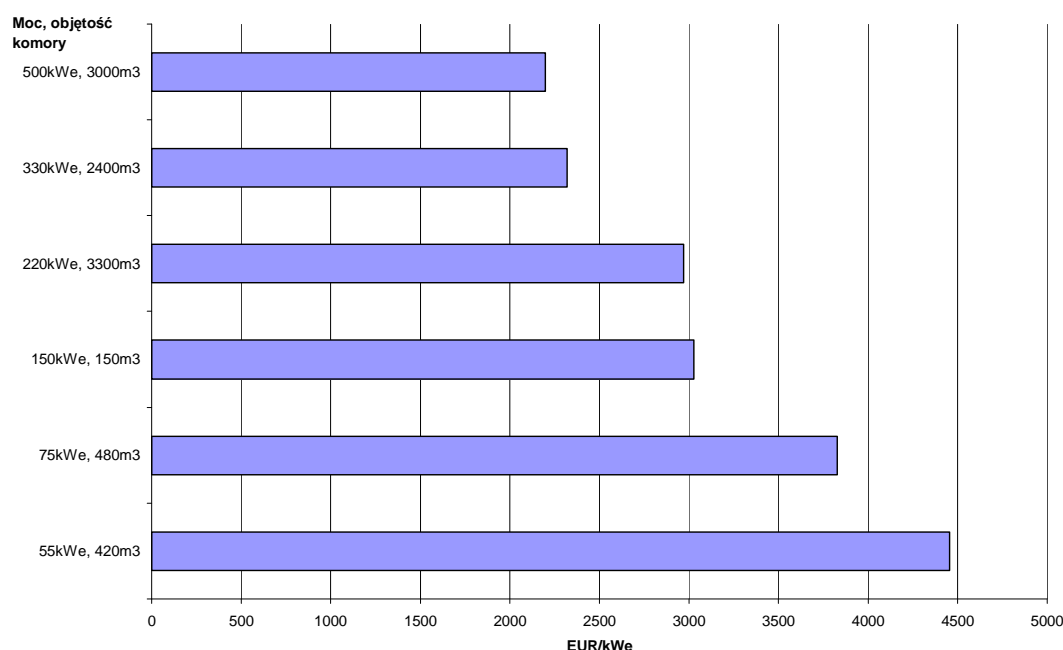
- √ wybrany nakład występuje w przyjętej do dalszej analizy opcji technologicznej
----- nie dotyczy analizowanej opcji technologicznej

Małe biogazownie

W przypadku mikrobiogazowni i małych biogazowni brak jest wystarczająco wiarygodnych informacji o rynku w Polsce – do tej pory powstała tylko jedna taka biogazownia w miejscowości Studzionka (rozdział 5). Z uwagi na pilotażowy charakter obiektu, przyjętą metodę budowy sposobem gospodarczym oraz brak szerszych doświadczeń eksploatacyjnych, nie można choćby w przybliżeniu określić jak będą się kształtowały koszty dla takich inwestycji. Nie można bezpośrednio przeliczyć jednostkowych nakładów z dużych na małe biogazownie, ponieważ istnieje cała grupa kategorii

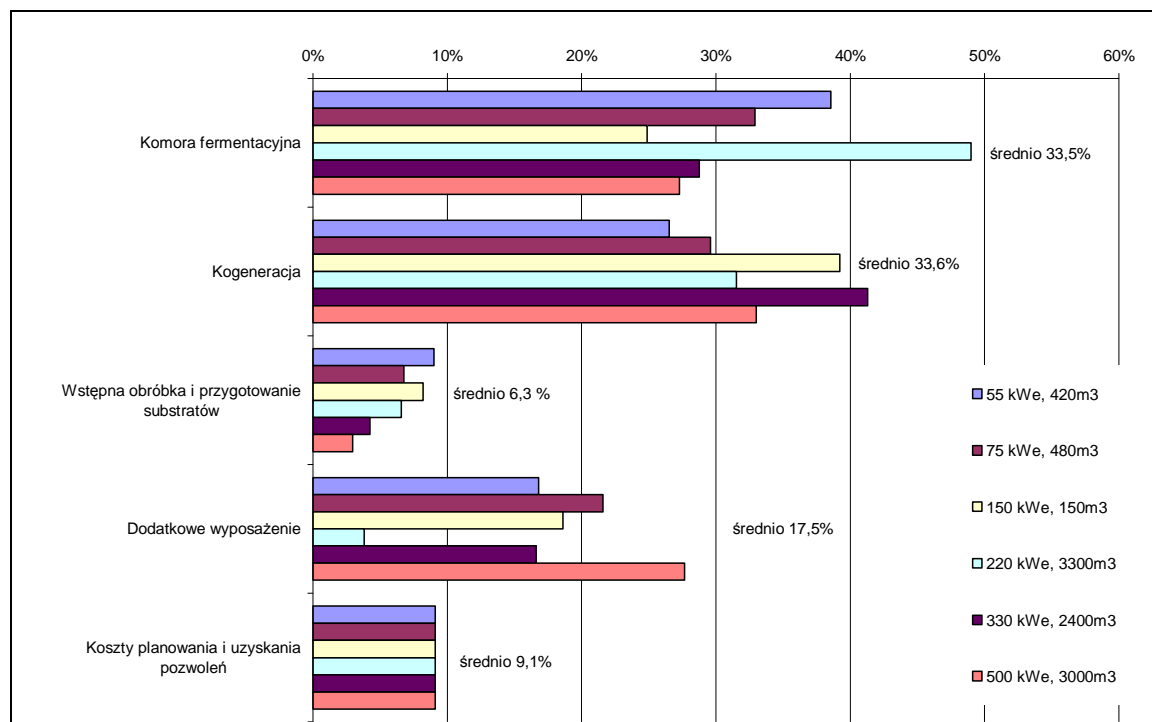
nakładów (takich jak opłata przyłączeniowa, zakup technologii, aparatura kontrolno-pomiarowa), które są raczej stałe i w mniejszym stopniu zależą od mocy zainstalowanej. O ile istnieją analogiczne warunki przyłączenia w danym punkcie, jednostkowe koszty przyłączenia do sieci maleją wraz ze wzrostem wielkości instalacji, w warunkach niemieckich dla biogazowni o mocy 100-500 kW_{el} miały one udział do 8% w całkowitych nakładach inwestycyjnych, natomiast dla instalacji większych do 3% nakładów (FNR 2005).

Dlatego dla mikrobiogazowni oraz małych biogazowni (poniżej 500 kW_{el}) podano jako referencyjne nakłady inwestycyjne dla biogazowni niemieckich, w przeliczeniu na 1 kW_{el} mocy zainstalowanej. Jednakże trzeba pamiętać o tym, że nie można w bezpośredni sposób przełożyć informacji z rynku niemieckiego, o bardzo rozbudowanym rynku dostawców, serwisu etc. bezpośrednio na rynek polski. Ponieważ rynek urządzeń i usług w branży biogazu rolniczego jest w początkowej fazie rozwoju, szacuje się, że dla takiej samej wielkości małej biogazowni nakłady mogą być nawet kilkukrotnie wyższe niż dla dużej. W przypadku małych biogazowni działa również ekonomia skali - jednostkowa wysokość nakładów maleje wraz ze zmianą wielkości instalacji - czym większa instalacja tym nakłady inwestycyjne jednostkowe będą mniejsze, co ilustruje Rysunek 16.



Rysunek 16. Jednostkowe nakłady inwestycyjne w przeliczeniu na 1 kW_{el} mocy zainstalowanej dla biogazowni niemieckich. (FNR 2005).

Procentowy udział poszczególnych składników nakładów inwestycyjnych przedstawia Rysunek 17



Rysunek 17 Procentowy udział nakładów przypadający na zasadnicze elementy biogazowni, dane uśrednione dla biogazowni niemieckich (55-500 kW_{el}).

Dotychczasowe wyniki analiz o charakterze ekonomicznym nie pozwalają na tak jednoznaczne powiązanie **jednostkowych kosztów operacyjnych** z wielkością instalacji. Dlatego poniżej omówiono strukturę i oszacowano wysokości kosztów (w tym jednostkowych) bez próby ich wyodrębnienia (kategoryzacji) dla poszczególnych zakresów mocy zainstalowanych biogazowni.

Koszty operacyjne zawierają wszystkie dane dotyczące wydatków przewidzianych na zakup towarów i usług, które nie mają charakteru inwestycyjnego, ponieważ ich wielkość oblicza się dla rocznego okresu obrachunkowego w warunkach typowej eksploatacji. Są to m.in. bezpośrednie koszty produkcji (zużycie materiałów i urządzeń, koszty usług i personelu), wydatki administracyjne, wydatki związane z zakupem towarów (m.in. substratów). Oprócz kosztów operacyjnych występują również koszty finansowe związane np. ze spłatą kredytu.

Według danych niemieckich sumaryczne, roczne koszty operacyjne wynoszą od 14,8% (bez kosztów zakupu substratów) do 22,6 - 40,4% (uwzględniając koszt zakupu substratów) nakładów inwestycyjnych. W większości biogazowni roczne koszty eksploatacyjne osiągają poziom 20-25% całkowitych nakładów inwestycyjnych. Duże znaczenie ma udział zakupu roślin energetycznych jako substratów i tak dla 62% biogazowni rośliny energetyczne stanowią ponad 20% rocznych kosztów eksploatacyjnych (FNR 2005).

Koszty pozyskania substratów z transportem

Przedział kosztów jest tu bardzo szeroki. Przykładowo za kiszonkę kukurydzy trzeba będzie zapłacić ok. 100 zł/t, natomiast za gnojowicę od zera do 50 zł/t. Oddzielną kwestią jest koszt transportu substratów z miejsca wytwarzania odpadów/upraw do biogazowni. Jeśli operator biogazowni opłaca transport substratów (koszty transportu mogą być również pokrywane przez dostarczającego) należy doliczyć koszty paliwa oraz zakupu i serwisu taboru samochodowego.

Utrzymanie, konserwacja i naprawy

W warunkach niemieckich usługi remontowe, naprawcze i konserwacyjne wyniosły dla 90% biogazowni ok. 10% rocznych kosztów eksploatacyjnych. Przyjmuje się, że biogazownia na potrzeby procesowe zużyje ok. 9% wyprodukowanej energii elektrycznej oraz 25% wyprodukowanego ciepła. Niekiedy, potrzebny będzie zakup wody w celu jej zmieszania ze zbyt gęstym wsadem. Do prawidłowej eksploatacji agregatów kogeneracyjnych niezbędna będzie regularna wymiana oleju. W warunkach niemieckich dla 70% biogazowni koszty wymiany oleju stanowią 20% rocznych kosztów eksploatacyjnych, a w niektórych przypadkach nawet ok. 40% (FNR 2005).

Amortyzacja

Roczne stawki amortyzacji przyjmuje się oddzielnie dla każdego komponentu biogazowni. Zgodnie z Załącznikiem nr I „Wykaz rocznych stawek amortyzacyjnych” do Ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych z dnia 26 lipca 1991 r. (j.t. Dz.U. 1991 nr 80 poz. 350, z późn. zm., z późn. zm.) oraz do Ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (j.t. Dz.U. 1992 Nr 21 poz. 86, z późn. zm.) wynoszą one od 4,5% do 20%. Średnio dla całej biogazowni można przyjąć stawki amortyzacji na poziomie 10% rocznie.

Podatki

Dla osób prawnych należy uwzględnić podatek dochodowy w wysokości 19% od wypracowanego zysku (w zależności od przyjętej formy prawnej będzie to najczęściej podatek od osób prawnych, bardzo rzadko – podatek od osób fizycznych prowadzących działalność gospodarczą) oraz podatek od nieruchomości. Zazwyczaj każda gmina podaje obowiązujące stawki w PLN/m² oddzielnie dla gruntów i budowli.

Ubezpieczenie

Obejmuje np. ubezpieczenie majątku i od odpowiedzialności cywilnej (np. przerw w dostawie). Ubezpieczenie instalacji w warunkach niemieckich w 40% badanych biogazowni wynosiły 0,1-0,3% całkowitych nakładów inwestycyjnych, choć przedział takiego ubezpieczenia wahał się od 0 do 1,1 %. Ubezpieczenie od przerw w dostawie podaje się w % od wielkości produkcji.

Koszty wynagrodzeń

Przyjmuje się, że nowobudowana biogazownia wymaga zatrudnienia 2-3 osób w fazie budowy. Do kosztów wynagrodzeń doliczyć należy koszty ubezpieczenia społecznego. W fazie eksploatacji, według danych z monitoringu biogazowni niemieckich, zapotrzebowanie na pracę kształtuje się następująco (FNR 2005):

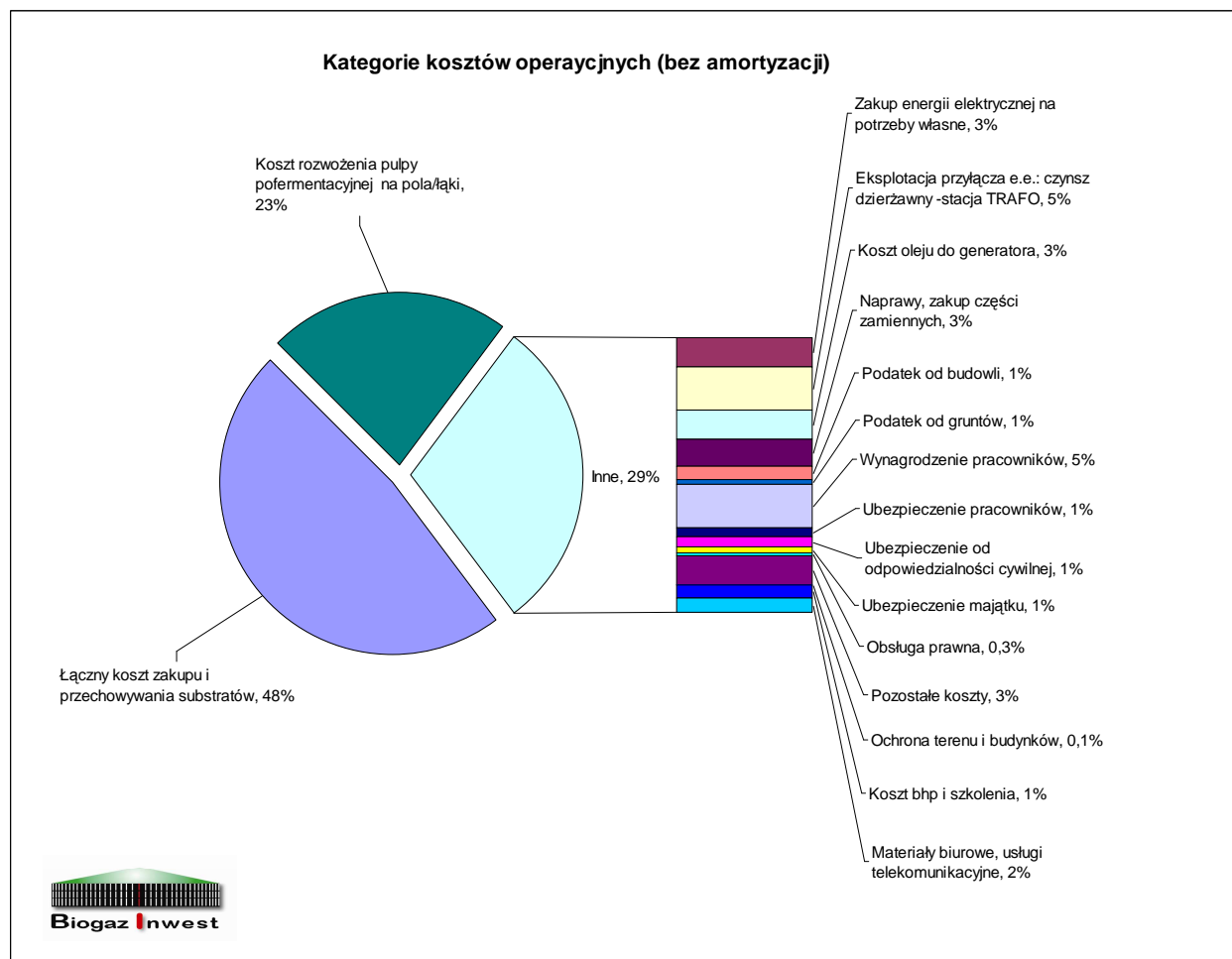
- obsługa biogazowni (kontrola procesu, drobne naprawy, prowadzenie biura): średnio ok. 500 h rocznie
- pozyskanie upraw energetycznych: 0,4 h/ tonę (głównie jesienią),
- wylwanie przefermentowanej pulpy na pola: 1,88 h/ha (w miesiącach marzec-wrzesień).

Przykładowe zatrudnienie na etapie eksploatacji dla biogazowni 0,86 MW_{el} opisanej w rozdziale 6.5, to: 2 osoby do obsługi biogazowni, 10 osób w miesiącach jesiennych do pozyskania substratu, 3 osoby w miesiącach marzec-wrzesień do rozwożenia nawozu. W przypadku zakupu usług na rynku zewnętrznym (zakup gotowej kiszonki, usługi rozwożenia na pole, usługi ochrony obiektu czy usługi monitoringu biologicznego) w biogazowni mogą być zatrudnione 2 osoby.

Inne koszty

Inne koszty to przykładowo ochrona obiektu czy koszty obsługi biura, wykonanie analiz fizyko-chemicznych czy koszt obsługi prawno-finansowej.

Rysunek 18 przedstawia przykładową strukturę kosztów operacyjnych dla biogazowni o mocy 0,86 MW_{el} opartej na kiszonce kukurydzy i gnojowicy, bez amortyzacji.



Rysunek 18 Struktura kosztów operacyjnych dla biogazowni o mocy 0,86 MW_{el} opartej na kiszonce kukurydzy i gnojowicy.

Poszczególne kategorie kosztów operacyjnych zależą również od wybranej opcji technologicznych dla realizowanej inwestycji, przykładowo:

- Zakup gruntu pod inwestycję spowoduje, że nie pojawią się koszty związane z jego dzierżawą.
- Zastosowanie odpowiednich technologii (np. fermentacji suchej) spowoduje brak konieczności rozcieńczania mieszaniny substratów, w związku z tym nie pojawią się koszty zakupu wody technologicznej.
- Brak konieczności higienizacji odpadów niebezpiecznych kategorii II i III czy przeróbki masy pofermentacyjnej oznacza brak kosztów związanych z eksploatacją urządzeń do tego niezbędnych.
- Brak odpowiedniego układu do odsiarczania biogazu powoduje, że układ kogeneracyjny będzie wysoce awaryjny i wymagać będzie częstej wymiany oleju, co wiąże się z dodatkowymi kosztami.

Tabela 17 Kategorie kosztów operacyjnych dla biogazowni

Łączny koszt zakupu i przechowywania substratów	√
Łączny koszt transportu substratów (wsadu do biogazowni)	√
Koszt rozwożenia pulpy pofermentacyjnej na pola/łąki	√
Dzierżawa gruntu (nie dotyczy gdy grunt jest zakupiony w ramach inwestycji)	-----
Zakup energii elektrycznej na potrzeby własne	√
Zużycie wody (nie dotyczy gdy nie ma potrzeby rozcieńczania wsadu)	-----
Naprawy, zakup części zamiennych	√
Eksploatacja przyłącza elektroenergetycznego	√
Koszty operacyjne ewaporacji (po dekantacji) osadu pofermentacyjnego	-----
Koszty operacyjne prasy (obróbka osadu pofermentacyjnego)	-----
Koszty operacyjne dekantacji (obróbka osadu pofermentacyjnego)	-----
Koszt operacyjne odwróconej osmozy (obróbka osadu pofermentacyjnego)	-----
Koszty operacyjne układu do oczyszczania biogazu (zatlaczanie do sieci)	-----
Utylizacja frakcji stałej (spalanie)	-----
Utylizacja odcieku (oczyszczalnia)	-----
Podatek od budowli	√
Podatek od gruntów	√
Wynagrodzenie pracowników	√
Ubezpieczenie pracowników	√
Ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej (przeciwko przerwom w dostawie)	√
Ubezpieczenie majątku	√
Obsługa prawna	√
Pozostałe koszty	√
Ochrona terenu i budynków	√
Koszt bhp i szkolenia	√
Materiały biurowe, usługi telekomunikacyjne	√
Amortyzacja	√

Oznaczenia

- √ wybrany koszt operacyjny występuje w danej, przyjętej do dalszych analiz opcji technologicznej
 ----- nie dotyczy wybranej i analizowanej dalej opcji technologicznej

Inwestycje biogazowe generują własne przychody ze sprzedaży towarów (ew. usług pochodnych), takich jak: energia elektryczna, ciepło, pulpa pofermentacyjna na cele nawozowe. Na etapie wstępnych analiz ekonomicznych przychody te określa się mnożąc prognozowane ilości wytworzonych produktów przez ich jednostkowe ceny. Tabela 18 przedstawia przykładowe ceny jednostkowe - dla przychodów ze sprzedaży produktów i świadectw pochodzenia (są to dane średnie z rynku, ale nie są cenami gwarantowanymi - każdorazowo podlegają negocjacji z kupującym).

Tabela 18 Kategorie przychodów biogazowni

	Jednostkowe przychody	Uwagi
Sprzedaż energii elektrycznej	197,21 zł/MWh	Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2009 (URE 2010(a))
Sprzedaż zielonych ŚP	275,73 zł/MWh	Średnia cena PMOZE_A z TGE (TGE 2010), negocjacje z OSD
Sprzedaż złotych ŚP	124,61 zł/MWh	Średnia cena jednostek PMGM z TGE (TGE 2010), negocjacje z OSD
Sprzedaż fioletowych ŚP	59,16 zł/MWh	Przewidywana cena na podstawie informacji o opłacie zastępczej podawanej przez URE, negocjacje z OSD
Sprzedaż brązowych ŚP	nieznana	Negocjacje z PGNIG
Sprzedaż ciepła	34,9 zł/GJ*	Średnia cena ciepła z OZE (URE 2010(b))
Odpłatność za przyjęcie odpadów do utylizacji	120 zł/t	Negocjacje
Nawóz (wylewanie na pola własne)	50 zł/t	Średnia cena gnojowicy z rynku
Sprzedaż jako nawóz/opłata za przekazanie	20 zł/t	Negocjacje

*wskazana oficjalna cena ciepła jest tylko referencyjną; w praktyce lokalnemu operatorowi biogazowni nie udaje się uzyskać (wynegocjować) cen obowiązujących na rynku ciepłowniczym i do dalszych analiz przyjęto niższe ceny sprzedaży ciepła.

Koszty operacyjne dla instalacji oczyszczających biogaz

Modele biznesowe polegające na sprzedaży oczyszczonego biogazu (biometanu) do sieci (por. rozdział 2.2) nie są jeszcze sprawdzone w Polsce i wystarczająco rozpowszechnione za granicą, aby można było zaproponować rozwiązania i koszty referencyjne dla krajowych inwestorów. Jednak wraz z przewidywanym rozwojem regulacji pierwsze tego typu, komercyjne projekty pojawią się także w Polsce, dlatego warto poświęcić im chwilę uwagi. Budowa instalacji do uszlachetniania biogazu do parametrów gazu ziemnego wiąże się ze znacznymi nakładami. Całkowita wysokość nakładów inwestycyjnych oraz rocznych kosztów operacyjnych zależy przede wszystkim od wielkości instalacji i rodzaju zastosowanej technologii. Na podstawie analizy obecnie działających instalacji tego typu w Europie można oszacować, iż średnie koszty inwestycyjne wahają się w granicach od 0,5-0,8 miliona EUR w przypadku instalacji biogazowej produkującej 250 Nm³ biogazu/h (ekwiwalent 500 kW_{el}); do 1,2-1,5 miliona EUR dla instalacji wytwarzającej 1.000 Nm³/h (ekwiwalent 2 MW_{el} (Beil M. 2010)).

Natomiast jednostkowe koszty eksploatacyjne wykorzystania technologii produkcji biometanu są odwrotnie proporcjonalne do wydajności instalacji. Im mniejsza jest produkcja biogazu, tym wyższe są koszty eksploatacyjne na jednostkę produkowanej energii. W instalacjach funkcjonujących obecnie w Europie koszty te wahają się od ok. 13-17 EUR/MWh dla instalacji produkującej 250 Nm³ biogazu/h do 7-13 EUR/MWh przy wydajności 1.000 Nm³ biogazu/h. Należy mieć na uwadze, iż procesowi uszlachetniania biogazu do jakości gazu ziemnego towarzyszą też inne procesy, wymagające dodatkowych kosztów. Należą do nich m.in. takie procesy jak: odsiarczanie, osuszanie, dostosowanie wartości opałowej czy ciśnienia gazu. Przystępując do wyboru instalacji do oczyszczania biogazu należy wziąć pod uwagę zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło poszczególnych instalacji (Beil M. 2010).

6.4 Uproszczona metoda obliczeniowa korzyści środowiskowych

W analizach ekonomicznych, do typowych korzyści ekonomicznych (przychodów w bezpośrednim sensie finansowym) warto doliczyć korzyści środowiskowe takie jak redukcja emisji gazów cieplarnianych. Biogazownia przyczynia się do redukcji emisji poprzez zastąpienie kopalnych paliw, które inaczej przeznaczone byłyby do produkcji ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej i/lub ciepła. Ważne są również emisje utknięte w rolnictwie poprzez nawozowe wykorzystanie odchodów zwierząt oraz zastąpienie nawozów sztucznych. Sama biogazownia również może generować emisje spowodowane wyciekami biogazu w przypadku nieszczelnych zbiorników, niepełnego spalania w układzie do produkcji energii, przy transporcie substratów, rozwożeniu gnojowicy na pola, czy w końcu podczas produkcji roślin energetycznych przeznaczonych jako wsad do biogazowni. Do oceny korzyści ekologicznych na potrzeby instytucji finansujących nie analizuje się szczegółowo ww. emisji, obliczenia dotyczą tylko i wyłącznie redukcji emisji z tytułu produkcji energii (same emisje są ważne jako źródło opłat środowiskowych i kar dla energetyki opartej na paliwach kopalnych).

Do oceny ekologicznej wniosków w programach pomocowych oraz w funduszach ochrony środowiska stosuje się zazwyczaj – dynamiczny koszt jednostkowy (DGC). Przykładowo jest to jedno z kryteriów oceny wniosków do Programu Zielonych Inwestycji (GIS), finansowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). DGC pokazuje, jaki jest techniczny koszt uzyskania jednostki efektu ekologicznego (w tym przypadku redukcji emisji 1 tony CO₂). Koszt ten jest wyrażony w złotych na jednostkę efektu ekologicznego, w tym przypadku - zł/t unikniętej emisji CO₂. Im niższa jest wartość wskaźnika, tym przedsięwzięcie jest bardziej efektywne. Do obliczenia tego wskaźnika potrzebne będą: nakłady inwestycyjne, roczne koszty operacyjne oraz obliczony efekt ekologiczny z tytułu produkcji energii.

Na stronie internetowej NFOŚiGW¹¹ dostępny jest arkusz do automatycznego obliczania takiego wskaźnika dla inwestycji. Redukcję emisji liczy się jedynie dla wyprodukowanej energii elektrycznej i ciepła użytkowego (potrzeby własne plus sprzedaż), nie uwzględnia się innych czynników. Do prostego równania podstawia się jednostkowe wskaźniki emisji CO₂ dla polskiego systemu elektroenergetycznego oraz paliwa które zastąpi produkcję ciepła w danej lokalizacji.

W rozdziale 6.5 przedstawiono obliczenia korzyści środowiskowych na przykładzie dwóch poddanych analizie przykładowych biogazowni rolniczych.

6.5 Przykładowe obliczenia opłacalności ekonomicznej oraz dodatkowych korzyści środowiskowych dla średniej i dużej biogazowni

W rozdziale 6.3 podano jednostkowe nakłady inwestycyjne oraz koszty operacyjne dla biogazowni. Przykładowe analizy ekonomiczne przeprowadzono dla typowych, obecnie przygotowywanych projektów inwestycyjnych o mocy powyżej 500 kW_{el} (większość zrealizowanych projektów to duże biogazownie, a przygotowywane na rynek polski projekty mają średnią moc ok. 1,6 MW_{el}). Uproszczone analizy wykazują generalnie niską opłacalność mikrobiogazowni i małych biogazowni przy obecnych uwarunkowaniach prawnych (system wsparcia) i finansowych (dostępność do kredytu). Jednak wobec braku wiarygodnych w warunkach krajowych danych ekonomicznych w niniejszym przewodniku nie przedstawiono wyników oraz nie wykonano analizy ekonomicznej dla biogazowni o mocy poniżej 500 kW_{el}, które można by uznać za referencyjne i reprezentatywne.

Wybrane dwa przykłady - warianty technologiczne różnią się zasadniczo nie tylko mocą ale substratami: biogazownia oparta na wsadzie z kiszonki kukurydzy i gnojowicy o mocy 0,86 MW_{el} oraz biogazownia utylizacyjna o mocy 1,81 MW_{el} wykorzystująca produkty uboczne z przemysłu rolno-spożywczego. Taki wybór przypadków do analizy ekonomicznej pozwala badać wpływ nowego instrumentu wsparcia jakim jest możliwość łączenia przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia zielonych i kogeneracyjnych. Te ostatnie mają różną cenę rynkową, w zależności od tego czy moc układu kogeneracyjnego jest poniżej czy powyżej 1 MW_{el}.

Przy ocenie ekonomicznej wykorzystano dostosowaną do potrzeb ocen biogazowni rolniczych metodę i program symulacyjny (kalkulator) Instytutu Energetyki Odnawialnej - *BiogazInwest*. Prezentację wyników analiz ekonomicznych (NPV, IRR, SPBT) poprzedzono szczegółowymi założeniami technologicznymi (por. rozdział 2) oraz kalkulacjami wydajności .

Przykład 1. Biogazownia rolnicza o mocy poniżej 1 MW_{el} tj. 0,86 MW_{el}

Parametry technologiczne:

Fermentacja: mezofilowa, mokra

Zapotrzebowanie na wodę do rozcieńczenia: brak

Hydrauliczny czas retencji: 38 dni

Sumaryczna objętość komór fermentacyjnych: 4,7 tys. m³

Odzysk biogazu w zbiorniku wtórnym (tu laguny pod przykryciem): 3,7%

Wsad:

Gnojowica ściwniska: 30.000 t/r , substrat własny pozyskiwany jako darmowy odpad

Kiszonka kukurydzy: 15.000 t/r, pozyskiwana po cenie rynkowej - 100 zł/t

Produkcja biogazu:

3,2 mln m³/r

¹¹ www.nfosigw.gov.pl/

Dostępność urządzeń:

91% (8.000 h)

Moc zainstalowana:

Elektryczna: 0,86 MW_{el}

Ciepła: 0,97 MW_t

Sprawność produkcji energii elektrycznej w kogeneracji: 39%

Sprawność produkcji ciepła w kogeneracji: 44%

Produkcja energii:

Energii elektrycznej: 6,9 GWh/r

Ciepła: 28,0 TJ/r

Zużycie energii na potrzeby własne:

Energii elektrycznej: 9%

Ciepła: 24%

Sprzedż energii:

Sprzedż energii elektrycznej: 100% wyprodukowanej

Sprzedż ciepła użytkowego: 20% nadwyżki tj. po odjęciu ciepła na potrzeby własne

Pulpa pofermentacyjna:

Ilość: 41,2 tys. m³/r

Sposób przechowywania: laguny - 2,3 ha

Sposób zagospodarowania: wykorzystanie na polach własnych

Wymagana powierzchnia pól do nawożenia: 1,5 tys. ha.

Przechowywanie przefermentowanej pulpy:

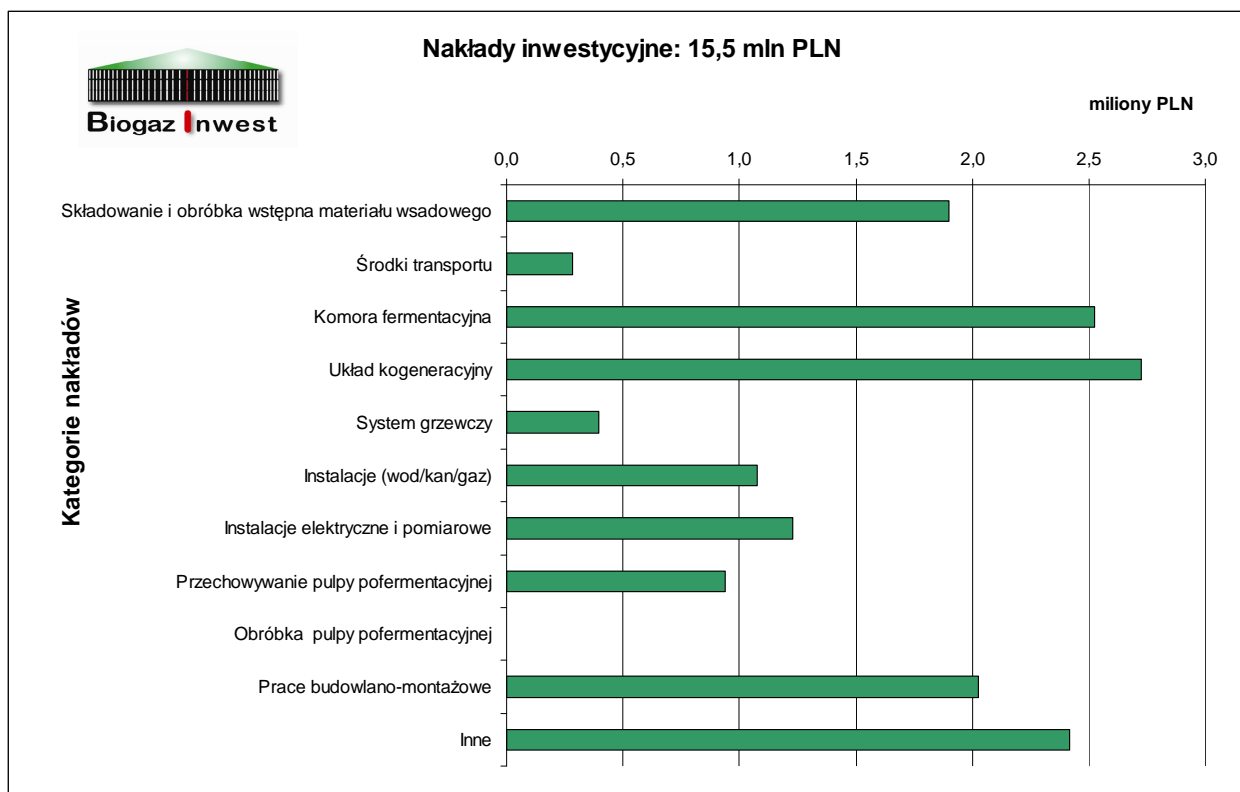
Dla analizowanej biogazowni do przechowywania przefermentowanej biomasy wybrano laguny, co jest rozwiązaniem znacznie tańszym niż budowa zbiornika żelbetowego. Należy jednak pamiętać, że spełniony musi być warunek dostępności wystarczającej ilości terenu pod inwestycję - w tym przypadku 4 ha. Wartość gruntu, nawet w przypadku gdy jest to teren należący do inwestora, należy uwzględnić w nakładach inwestycyjnych.

Struktura finansowania:

Środki własne: 20%

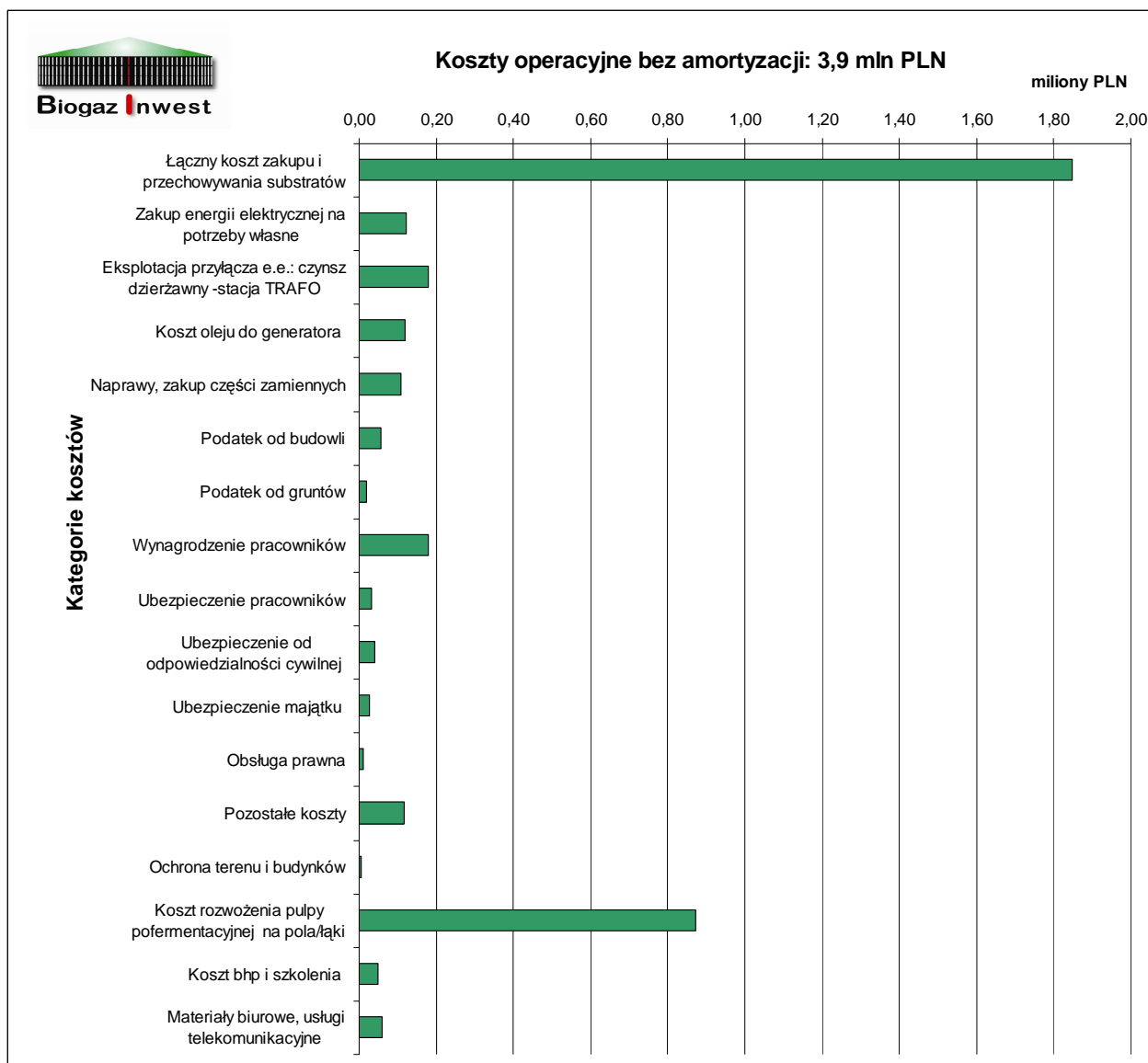
Kredyt bankowy: 80%, oprocentowanie w skali roku: 8,5%, okres kredytowania: 12 lat.

Na następnej stronie podano strukturę **nakładów inwestycyjnych** dla podanych uprzednio założeń projektowych. Sumaryczne nakłady wyniosą 15,5 mln zł, co daje wskaźnik rezultatu 18,6 mln zł/MW_{el}. Największy udział procentowy w strukturze nakładów mają układ kogeneracyjny (17%) oraz komora fermentacyjna (16%).



Rysunek 19 Struktura i wielkość nakładów inwestycyjnych dla biogazowni 0,86 MW_{el} – przykład 1.

W strukturze **kosztów operacyjnych** bez amortyzacji (3,9 mln zł) największy udział ma koszt zakupu i przechowywania substratów. Gnojowica będzie pozyskiwana bezkosztowo, kiszonka kukurydzy po cenie 100 zł/t. Dodatkowo założono, że będzie ona przechowywana w rękawie (+20% do ceny kiszonki). Kolejną znaczącą pozycją jest koszt rozwożenia przefermentowanej pulpy na łąki.



Rysunek 20 Struktura rocznych kosztów operacyjnych dla biogazowni 0,86 MW_{el} - przykład 1.

Założenia, które przyjęto do obliczenia **przychodów dla biogazowni**:

- cena sprzedaży energii elektrycznej: 197,21 zł/MWh
- cena sprzedaży ciepła: 22 zł/GJ
- cena zielonego świadectwa pochodzenia: 275,73 zł/MWh
- cena żółtego świadectwa pochodzenia (za kogenerację o mocy <1 MW_{el}): 124,61 zł/MWh

Podane powyżej dane są danymi średnimi z rynku za ostatni dostępny okres, przepływy finansowe w czasie szacowane są dla następujących założeń:

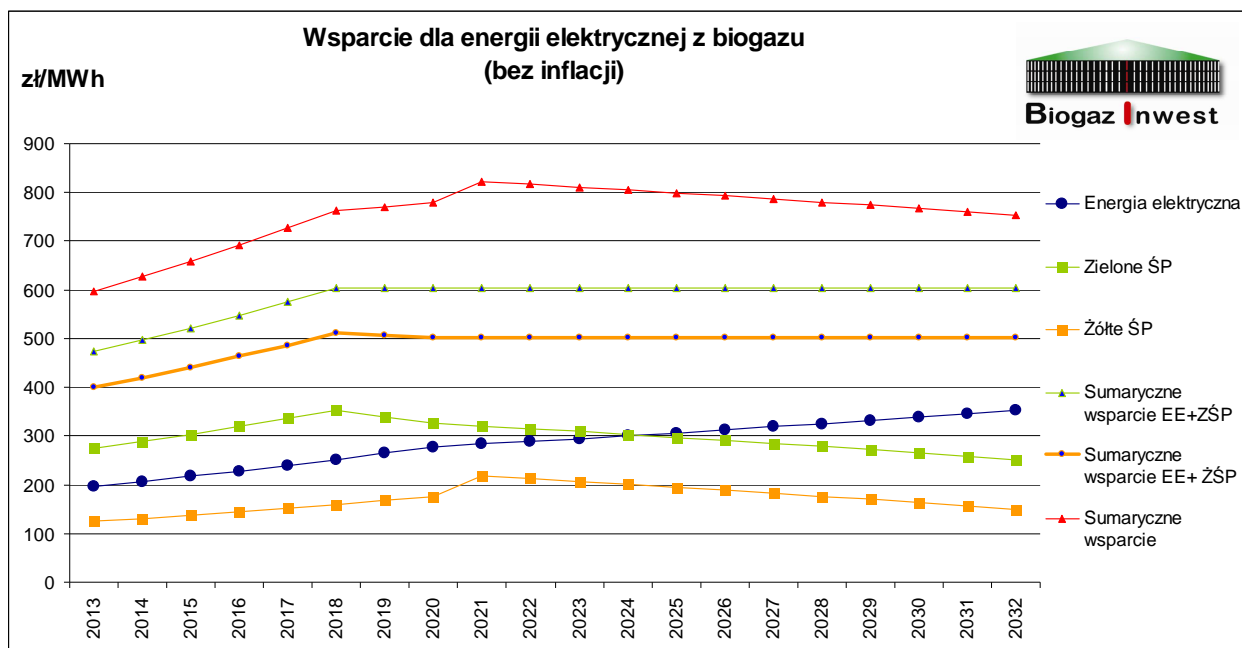
Stopa kosztu kapitału (stopa dyskonta)	8,00%
Współczynnik inflacji	2,50%

Roczna zmiana cen:

- Energii elektrycznej do 2020 roku 5,00%
- Energii elektrycznej po 2020 roku 2,00%
- Zielonych certyfikatów do 2018 roku 5,00%
- Żółtych certyfikatów do 2020 roku 5,00%
- Substratu 2,50%

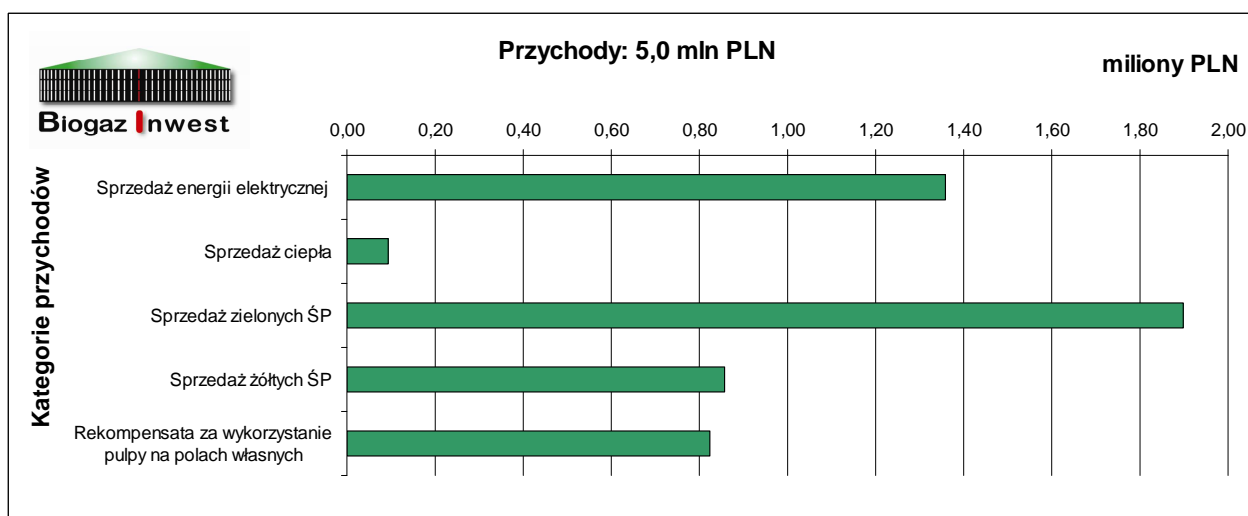
- Nawozu 2,50%
- Ciepła 2,50%

Założono, że do roku 2018 jednostkowe przychody z tytułu pozyskania zielonych ŚP oraz do roku 2020 kogeneracyjnych ŚP będą rosły zgodnie z tempem wzrostu cen energii elektrycznej (5%). Następnie założono utrzymanie obecnego systemu wsparcia, ale zmniejszenie jego intensywności i skompensowania względnego spadku cen jednostkowych świadectw wzrostem cen za sprzedawaną energię. Spełniony jest tym samym warunek zachowania stałego sumarycznego wsparcia dla ŚP i energii elektrycznej, natomiast cena samego ŚP stopniowo maleje (Rysunek 21).



Rysunek 21 Przewidywany poziom jednostkowego wsparcia dla energii elektrycznej z biogazu w kolejnych 20 latach dla biogazowni 0,86 MW_{el} - przykład 1. Oznaczenia: EE – energia elektryczna, ŚP- świadectwa pochodzenia, ŻSP – zielone świadectwa pochodzenia, ŻŚP – żółte świadectwa pochodzenia (opracowanie własne IEO).

Całkowite przychody dla analizowanej biogazowni w pierwszym roku funkcjonowania wyniosą 5,0 mln zł.



Rysunek 22 Struktura rocznych przychodów dla biogazowni 0,86 MW_{el} - przykład 1.

Dla opisanego powyżej wariantu biogazowni uzyskano następujące wyniki analizy przepływów finansowych:

- NPV: 4,9 mln zł
- IRR: 18%
- SPBT (prosty okres zwrotu): 6 lat
- Ogólna ocena inwestycji: opłacalna.

Największą wrażliwość na zmianę parametrów pracy biogazowni wykazały:

Konieczność zakupu gnojowicy po cenie np..50 zł/t: gnojowica w porównaniu z innymi substancjami charakteryzuje się niższą produktywnością biogazu. W porównaniu z kiszonką kukurydzy 1 tona gnojowicy wyprodukuje 6-cio krotnie mniej biogazu. Natomiast cena za zakup 1 tony gnojowicy jako substratu jest 2-krotnie niższa. Dlatego też, jeżeli za substraty trzeba będzie płacić, lepiej zdecydować się na materiał o wyższej produktywności biogazu.

Przekazywanie przefermentowanej pulpy za darmo okolicznym rolnikom: analizowana biogazownia wykorzystuje pulpę pofermentacyjną na polach własnych, natomiast w analizie wrażliwości analizowano również inne opcje np. możliwość przekazania okolicznym rolnikom. W taki przypadku główną przyczyną braku rentowności biogazowni wykazywanej przy takim założeniu jest w tym przypadku brak możliwości wykazania przychodów (rzędu 15% wszystkich przychodów) z tytułu wykorzystania pulpy jako nawozu na potrzeby własne.

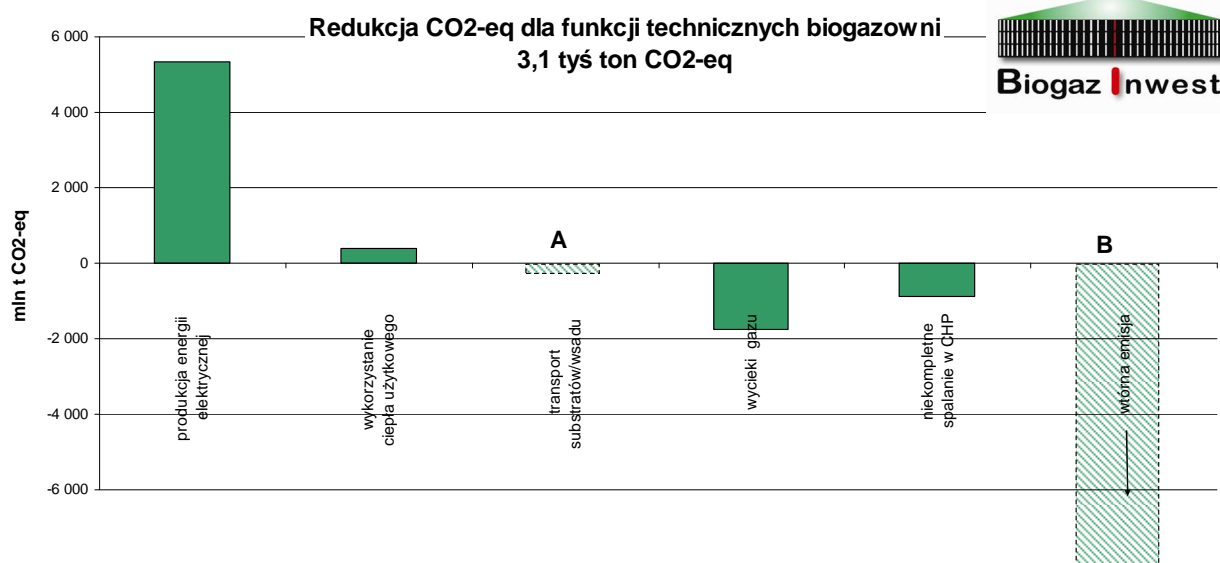
Brak wystarczającej ilości terenu co powoduje konieczność budowy zbiornika żelbetowego zamiast lagun: budowa zbiornika żelbetowego do przechowania takiej samej ilości pulpy pofermentacyjnej przez 6 miesięcy w roku charakteryzuje się wielokrotnie wyższymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi.

Poniżej przedstawiono **obliczenie redukcji emisji gazów cieplarnianych** dla biogazowni, która wynosi 3,1 tys. ton ekwiwalentu dwutlenku węgla rocznie. Wartości dodatnie oznaczają redukcję emisji, od których należy odjąć emisje własne biogazowni (wartości ujemne). Przedstawiono również dwa warianty realizacji biogazowni (A i B), które mają wpływ na ogólną redukcję emisji. Odległość transportowa dla dowożonych substratów nie wpływa znacząco na redukcję emisji netto, natomiast ogromny wpływ ma szczelne zamknięcie zbiorników do przechowywania masy pofermentacyjnej i wtórny odzysk biogazu.

A - odległość transportowa dla wsadu do biogazowni wzrasta o 50 km

B - zbiornik do przechowywania pulpy pofermentacyjnej nie jest szczelnie przykryty w związku z tym nie następuje wtórny odzysk biogazu

Pełna ocena cyklu życia biogazowni powinna obejmować również czynniki takie jak: redukcja emisji z tytułu przetwarzania odchodów zwierzęcych, redukcja emisji z tytułu substytucji nawozów, emisje związane z produkcją upraw energetycznych – po uwzględnieniu ww. czynników całkowita redukcja emisji byłaby kilkaset razy większa.



Rysunek 23 Obliczenie redukcji emisji gazów cieplarnianych dla biogazowni 0,86 MW_{el} - przykład 1.

Przykład 2. Biogazownia utylizacyjna o mocy powyżej 1 MW_{el} tj. 1,81 MW_{el}

Wsad:

Odpady przyjęte do utylizacji (opłata za przyjęcie do utylizacji(70 zł/t):

Krew	2.000 t/r
Tłuszcz z odłuszczaczy	3.000 t/r
Wnętrznoci i części mięsne	500 t/r
Skratki	2.000 t/r

Odpady nabywane po cenie rynkowej (50 zł/t):

Odpady kuchenne	9.000 t/r
Wywar pogorzelniany zbożowy	20.000 t/r
Odchody drobiowe podsuszone	10.000 t/r

Produkcja biogazu: 6,8 mln m³/r

Dostępność urządzeń: 91% (8.000 h)

Moc zainstalowana:

Elektryczna: 1,81 MW_{el}

Ciepła: 2,04 MW_t

Sprawność produkcji energii elektrycznej w kogeneracji: 39%

Sprawność produkcji ciepła w kogeneracji: 44%

Produkcja energii:

Energii elektrycznej: 14,5 GWh/r

Ciepła: 58,8 TJ/r

Zużycie energii na potrzeby własne:

Energii elektrycznej: 9 %

Ciepła: 21% (z uwzględnieniem higienizacji odpadów niebezpiecznych II i III kategorii)

Sprzedaż energii:

Sprzedaż energii elektrycznej: 100% wyprodukowanej

Sprzedż ciepła: 50% nadwyżki, tj. po odjęciu ciepła na potrzeby własne

Pulpa pofermentacyjna:

Ilość: 50,6 tys. t/r

Sposób przechowywania: zbiornik

Sposób zagospodarowania: wylanie na łaki

Parametry technologiczne:

Fermentacja mezofilowa, mokra

Hydrauliczny czas retencji: 37 dni

Sumaryczna objętość komór fermentacyjnych: 4,7 tys. m³

Odzysk biogazu w zbiorniku wtórnym: 3,7%

Parametry higienizacji odpadów kategorii II: 133°C

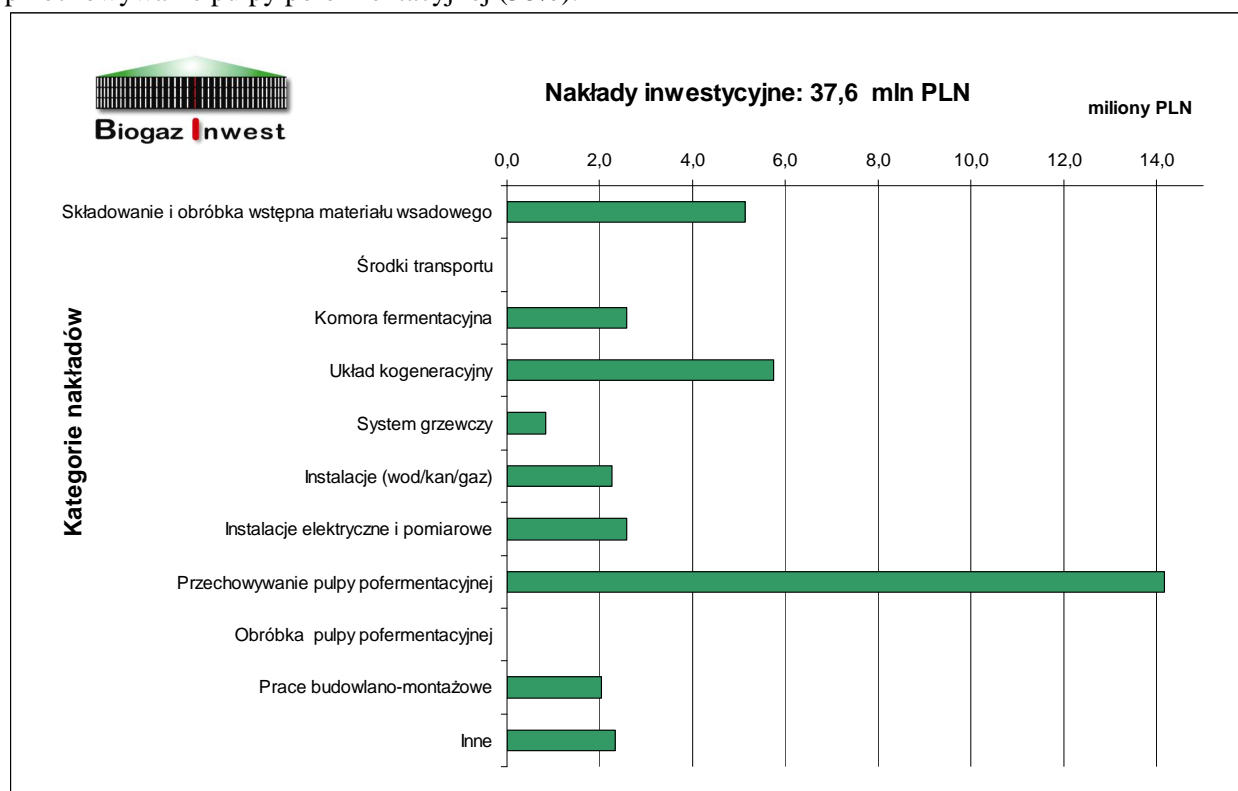
Parametry higienizacji odpadów kategorii III: 70°C

Struktura finansowania:

Środki własne: 20%

Kredyt bankowy: 80%, oprocentowanie w skali roku - 8,5%, okres kredytowania: 12 lat

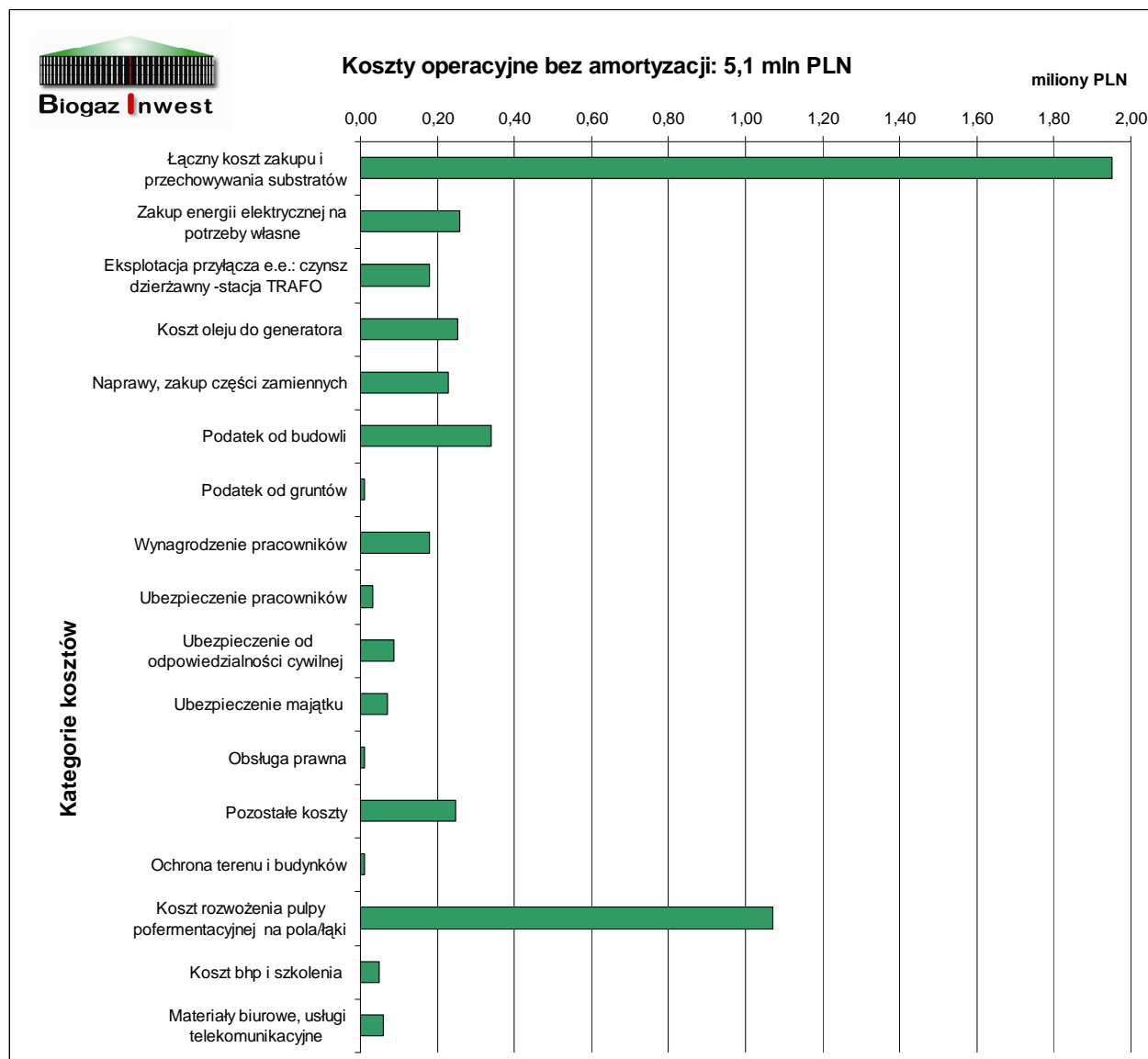
Poniżej podano strukturę **nakładów inwestycyjnych** dla podanych powyżej założeń projektowych. Sumaryczne nakłady wyniosą 37,6 mln zł, co daje wskaźnik rezultatu 21,0 mln zł/MW_{el}. Największy udział procentowy w strukturze nakładów ma zbiornik żelbetowy na przechowywanie pulpy pofermentacyjnej (38%).



Rysunek 24 Struktura nakładów inwestycyjnych dla biogazowni 1,81 MW_{el} - przykład 2.

W strukturze **kosztów operacyjnych** bez amortyzacji (5,1 mln zł) największy udział ma koszt zakupu i przechowywania substratów. Przyjęto, że biogazownia zakupuje sumaryczną ilość wsadu 39 tys. t/r po cenie 50 zł/t, oraz przyjmuje odpady poubojowe do utylizacji w ilości 7,5 tys. t/r, pobierając z tego tytułu również opłatę utylizacyjną w wysokości 70 zł/t. Możliwe jest uzyskanie zgody na wylanie pulpy pofermentacyjnej na łaki pastewne. Szacowana powierzchnia, która powinna być

dostępna do takiego nawożenia, to ponad 1,4 tys. ha (w tym celu należy uzyskać niezbędne pozwolenia). Należy również uwzględnić koszt takiego rozwożenia, który jest znaczący (kilkaset zł/ha).



Rysunek 25 Struktura kosztów operacyjnych dla biogazowni 1,81 MW_{el} - przykład 2.

Założenia, które przyjęto do obliczenia **przychodów dla biogazowni**:

- cena sprzedaży energii elektrycznej: 197,21 zł/MWh
- cena sprzedaży ciepła 22 zł/GJ
- cena zielonego świadectwa pochodzenia: 275,73 zł/MWh
- cena fioletowego świadectwa pochodzenia (za kogenerację o mocy > 1 MW_{el}): 59,16 zł/MWh.

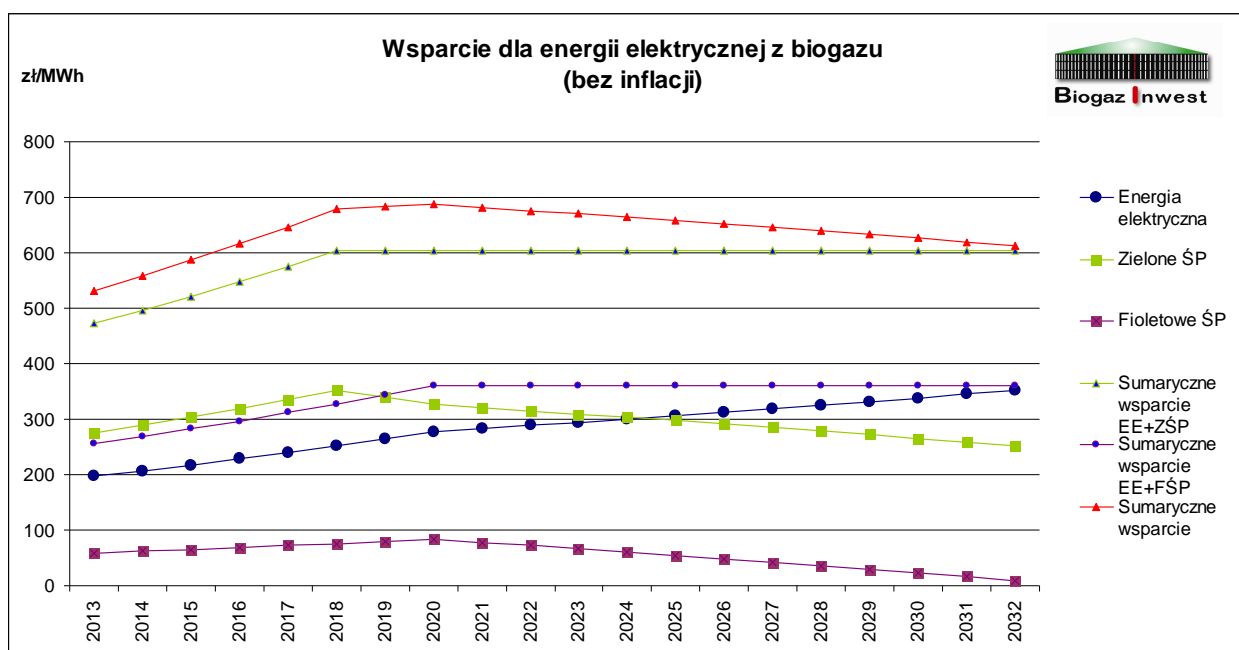
Podane powyżej dane są danymi średnimi z rynku za ostatni dostępny okres, przepływy finansowe w czasie szacowane są dla następujących założeń:

Stopa kosztu kapitału (stopa dyskonta) %	8,00%
Współczynnik inflacji %	2,50%

Roczna zmiana cen:

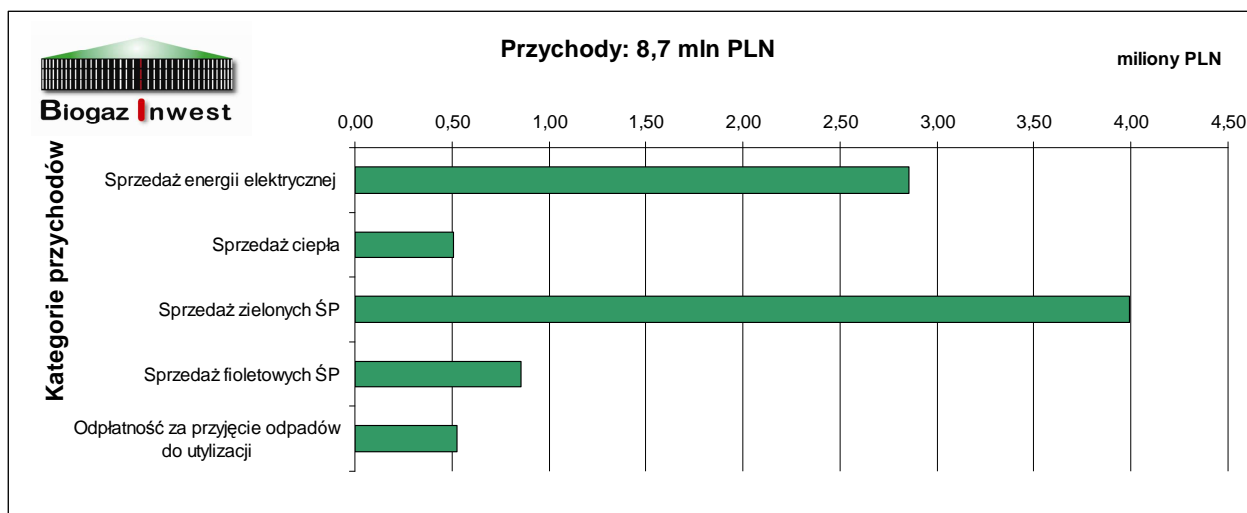
- Energii elektrycznej do 2020 roku 5,00%
- Energii elektrycznej po 2020 roku 2,00%
- Zielonych certyfikatów do 2018 roku 5,00%
- Fioletowych certyfikatów do 2020 5,00%
- Substratu 2,50%
- Wywożenia materiału pofermentacyjnego 2,50%
- Ciepła 2,50%

Do roku 2018 jednostkowe przychody z tytułu pozyskania zielonych ŚP oraz do roku 2020 kogeneracyjnych ŚP będą rosły zgodnie z tempem wzrostu cen energii elektrycznej, a następnie (podobnie jak w przykładzie 1) założono spadek cen jednostkowych. Spełniony jest warunek (co do zasady) zachowania systemu wsparcia oraz stałego sumarycznego wsparcia dla ŚP i energii elektrycznej, natomiast cena samego ŚP stopniowo maleje (Rysunek 26).



Rysunek 26 Przewidywany poziom jednostkowego wsparcia dla energii elektrycznej z biogazu w kolejnych 20 latach funkcjonowania biogazowni 1,81 MW_{el} - przykład 2. Oznaczenia: EE – energia elektryczna, ŚP- świadectwa pochodzenia, ZŚP – zielone świadectwa pochodzenia, FŚP – fioletowe świadectwa pochodzenia (opracowanie własne IEO).

Całkowite przychody dla analizowanej biogazowni w pierwszym roku funkcjonowania wyniosą 8,7 mln zł.



Rysunek 27 Struktura przychodów dla biogazowni 1,81 MW_{el} - przykład 2.

Dla opisanego powyżej wariantu biogazowni uzyskano następujące wyniki analizy przepływów finansowych:

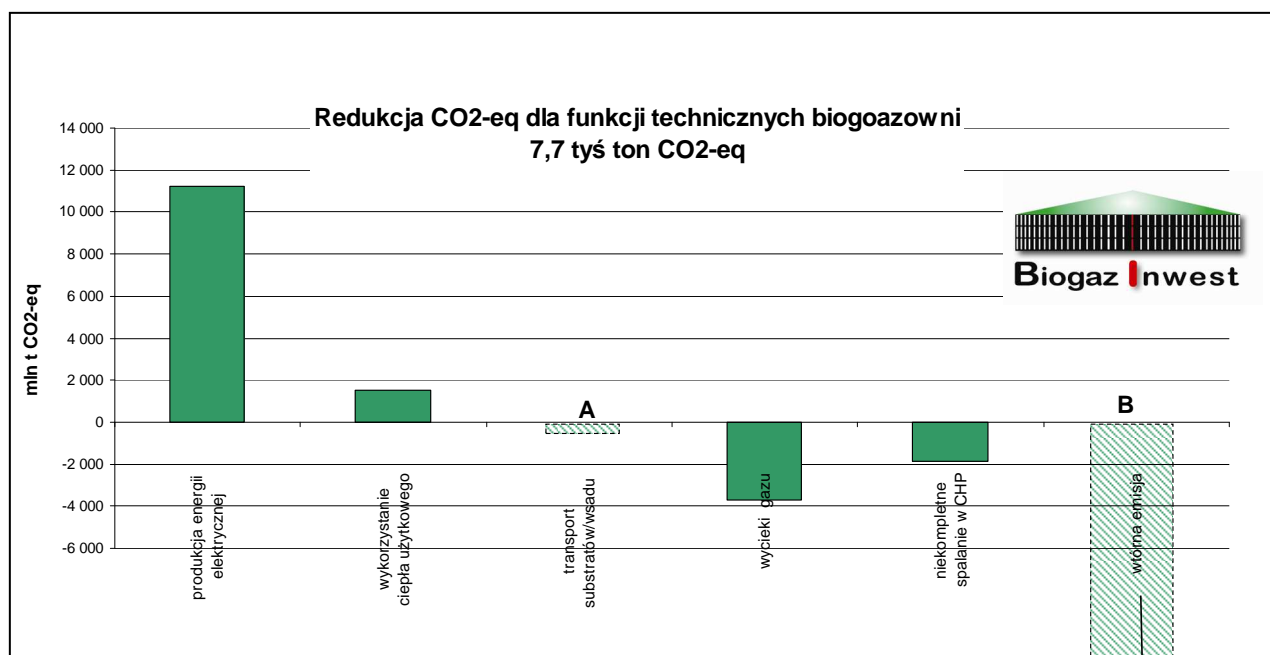
- NPV: 9,8 mln zł
- IRR: 18%
- SPBT (prosty okres zwrotu): 6 lat
- Ogólna ocena inwestycji: opłacalna.

Największą wrażliwość na zmianę parametrów pracy biogazowni wykazał *brak możliwości wylewania pulpy pofermentacyjnej na łąki*. Dla materiału pofermentacyjnego zawierającego materiał z produkcji przemysłowej możliwość taka istnieje, ale po spełnieniu określonych wymagań prawnych oraz logistycznych. W przypadku braku zgody na takie postępowanie pulę pofermentacyjną należy odwozić poprzez dekantację a następnie ewaporację. Suchą masę należy zutylizować poprzez spalanie w zakładzie utylizacyjnym, natomiast odciek zawrócić do zbiornika (co zmniejszy zapotrzebowania na wodę do rozcieńczania), a nadmiar skierować do oczyszczalni ścieków. Natomiast koszt spalania frakcji stałej w zakładzie utylizacyjnym wynosi kilkaset złotych, co w praktyce eliminuje możliwość stosowania takiego rozwiązania ze względów ekonomicznych.

Poniżej przedstawiono **obliczenie redukcji emisji gazów cieplarnianych** dla biogazowni, która wynosi 7,7 tys. ton ekwiwalentu dwutlenku węgla. Przedstawiono również dwa warianty realizacji biogazowni (A i B), które mają wpływ na ogólną redukcję emisji:

A - odległość transportowa dla wsadu do biogazowni wzrasta o 200 km.

B - zbiornik do przechowywania pulpy pofermentacyjnej nie jest szczelnie przykryty w związku z tym nie następuje wtórny odzysk biogazu.



Rysunek 28 Obliczenie redukcji emisji gazów cieplarnianych dla biogazowni 1,81 MW_{el} - przykład 2.

Podsumowanie

Na opłacalność biogazowni wpływa wiele uwarunkowań i zmiennych, które muszą być kontrolowane w taki sposób, aby na każdym etapie dążyć do optymalizacji kosztów i przychodów oraz zwiększenia rentowności całego przedsięwzięcia. Wymaga to od inwestora dokładnej analizy popytu i podaży. Najkorzystniejszy wariant związany jest z wpisaniem inwestycji w szersze ramy działalności (np. uprawa roli i hodowla zwierząt lub przetwórstwo rolno-spożywcze) prowadzonej przez rolnika lub przedsiębiorcę i bazowanie na „kosztach unikniętych” w innym elemencie łańcucha realizowanych procesów.

Konieczne jest maksymalne wykorzystanie wszystkich dostępnych w danym momencie i dla danego typu oraz wielkości biogazowni - instrumentów wsparcia. W Polsce ma miejsce proces doskonalenia tych mechanizmów, równoległe następuje spadek kosztów i poprawa wydajności dla technologii biogazu rolniczego. Obydwa procesy powinny zapewnić poprawę parametrów ekonomicznych w okresie życia inwestycji jednak należy mieć na uwagę też to, że dotychczas efekty w tym zakresie (badane od 1994 r.) przychodziły wolno (por. G Wiśniewski (red.) 2000).

Przyjęte założenia i zaprezentowane powyżej przykłady odpowiadają dominującym obecnie w Polsce koncepcjom i typowym kierunkom rozwoju i budowy biogazowni, bazującym na pozytywnym podejściu do ewolucji instrumentów i stabilności uwarunkowań zewnętrznych. Nie w każdym realnym przypadku uda się też zachować optymalne przepływy surowców, produktów ubocznych, paliw i energii, jakie próbowano uwzględnić w powyższych analizach ekonomicznych. Poniżej przedstawiono listę czynników których zmiany w największym stopniu wpływają na rentowność biogazowni, a w znacznym zakresie mogą być kontrolowane przez samego inwestora:

- zagadnienia surowcowe: wieloletnia gwarancja dostaw i możliwie najniższa cena zakupu substratów; wykorzystanie jako wsadu surowców o wysokiej produktywności biogazu, oraz będących odpadem z innej działalności produkcyjnej; ograniczenie do minimum odległości transportu materiału wsadowego do biogazowni;
- możliwość zagospodarowania pulpy pofermentacyjnej – na polach własnych lub gwarancja odbioru przez inne podmioty; ograniczenie do minimum odległości transportowej dla ostatecznego przeznaczenia pulpy pofermentacyjnej; dokładna analiza możliwości wykorzystania produktu końcowego w przypadku wykorzystania odpadów niebezpiecznych kategorii II i III;

- możliwość uzyskania wsparcia z tytułu wysokosprawnej kogeneracji (żółte lub fioletowe ŚP) tj. dobór agregatu kogeneracyjnego (sprawność wytwarzania energii, wykorzystanie ciepła użytkowego) w taki sposób, aby spełniony był warunek wysokosprawnej kogeneracji;
- dostępność do odpowiedniej infrastruktury: jak najmniejsze odległości do GPZ, odbiorcy ciepła czy sieci wodno-kanalizacyjnej; w szczególności dla małych biogazowni konieczność rozbudowy infrastruktury przyłączeniowej o kilka kilometrów może spowodować brak rentowności inwestycji;
- ograniczenie wielkości różnych zbiorników np. komór fermentacyjnych poprzez stosowanie fermentacji suchej; zastosowanie lagun do przechowywania pulpy pofermentacyjnej;
- wieloletnia gwarancja poziomu produkcji przez dostawcę technologii.

Czynniki te z jednej strony stanowią elementy ryzyka inwestycyjnego (uwzględnianego także przez banki i przekładającym się na warunki kredytowania), ale z drugiej strony stanowią mogą motywację dla inwestora aby w planowaniu własnej inwestycji poświęcił tym właśnie zagadnieniom stosunkowo najwięcej uwagi.

Literatura

1. Ballerman J. 2009. *Experiences and the latest agricultural biogas policies in Denmark* (Doświadczenia i aktualna polityka w zakresie biogazu rolniczego w Danii). Prezentacja wygłoszona podczas międzynarodowego seminarium BIOGAZ 2009 "Produkcja i wykorzystanie biogazu rolniczego, Przegląd krajowych prac i możliwości wykorzystania doświadczeń europejskich w Polsce", Warszawa. .
2. Barczyński A. 2009. *Wprowadzanie biogazu do sieci dystrybucyjnej – szanse i możliwości*. Prezentacja wygłoszona podczas Międzynarodowego Kongresu Energii Odnawialnej Green Power.
3. Beil M. 2010. Fraunhofer-Institute IWES. Biogasmax final workshop, Bruksela. URL: <http://www.biogasmax.eu/>
4. Curkowski A., Mroczkowski P., Oniszk-Popławska A., Wiśniewski G. 2009. *Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystywanie*. Mazowiecka Agencja Energetyczna: Warszawa.
5. Dudycz T., Wrzosek S. 2003. *Analiza finansowa – problemy metodyczne w ujęciu praktycznym*. Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu: Wrocław.
6. EurObserv'ER. 2009. *The state of renewable energies in Europe* (Raport nt. Odnawialnych źródeł w Europie). 9th EurObserv'ER Report. 2009. Observ'ER: Paris. ISSN 2101-9622.
7. EU Agrobiogas. 2007-2010. *Europejska inicjatywa instytucji badawczo-rozwojowych na rzecz zwiększenia efektywności wykorzystania biogazu*. Projekt 6 Programu Ramowego Badań i Rozwoju Unii Europejskiej. URL: <http://www.eu-agrobiogas.net/>
8. Fachagentur Nachwachsenderohstoffe (FNR). 2005. *Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung Ergebnisse des Biogas- Messeprogramms* (Podręcznik produkcja i wykorzystanie biogazu. Wyniki monitoringu biogazowni). Institut für Energetik und Umwelt gGmbH; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., Fachagentur Nachwachsenderohstoffe.V.: Gülzow. ISBN 3-00-0143333-5.
9. Fachagentur Nachwachsenderohstoffe (FNR). 2005. *Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung Ergebnisse des Biogas-Messeprogramms* (Wyniki monitoringu biogazowni). Institut für Energetik und Umwelt gGmbH; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., Fachagentur Nachwachsenderohstoffe.V.: Gülzow. ISBN 3-00-0143333-5.
10. Fachverband Biogas e.V. 2010. *Biogas Branchenzahlen 2009* (Dane nt. rynku biogazu w 2009 r.).
11. Feed-In Tariffs Ltd. 2010. Strona internetowa organizacji. URL: <http://www.fitariffs.co.uk/>
12. Finnerty. D. 1996. *Project financing: asset-based financial engineering* (Project finance: inżynieria finansowa dla projektów realizowanych w oparciu o spółki celowe). John Wiley & Sons, Inc: New York.
13. Główny Urząd Statystyczny (GUS). 2010. *Odnawialne źródła energii w 2009 roku*. Publikacja: *in press*.
14. Jadczyzyn T. 2008. *Zagospodarowanie pozostałości po produkcji biogazu w myśl przepisów prawa polskiego*. Instytut Uprawy Nawożenia i Gleboznawstwa – PIB w Puławach.
15. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). 2010. Strona internetowa organizacji. <http://www.nfosigw.gov.pl/>
16. Rapp M. 2010. *The role of biogas in the EWE's E3 programme* (Rola biogazu w programie E3 firmy EWE). Prezentacja wygłoszona podczas II-ego międzynarodowego seminarium BIOGAZ 2010 "Możliwości rozwoju i wyzwania dla sektora biogazu do 2020 r.", Warszawa.
17. Renergiehaus Ltd. 2010. Strona internetowa organizacji. URL <http://www.r-energiehaus.de/>
18. Renewable Energy Sources. 2010. Strona internetowa organizacji. URL: <http://www.renewable-energy-sources.com/>
19. Sholwin F., Pröter, J., Numann D., Nelles M., Engler N., Mauky E. 2009. *Improving process efficiency with fermentation auxiliaries* (Zastosowanie substancji pomocniczych do poprawy

- efektywności procesu fermentacji) in: Conference proceedings, 19 Annual Meeting of Fachverband Biogas e.V., s. 59.
20. Schulz H., Eder B. 2001. *Biogas Praxis, Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele*. (Praktyka biogazu, podstawy, planowanie, budowa, przykłady). Ökobuchverlag: Fryburg. ISBN 3-922964-59-1.
 21. Towarowa Giełda Energii (TGE). 2010. Raport Miesięczny- wrzesień 2010.
 22. Urban W., Zeidler-Fandrich B. 2009. *Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008* (Technologie i koszty uszlachetniania biogazu przy zatłaczaniu do sieci gazowej. Rynek w latach 2007-2008).
 23. Weiland P. *Experience with grid injection in Germany* (Doświadczenia w zatłaczaniu biogazu do sieci). 2010. IEA Task 37 Workshop "Digestate and biogas utilisation – practices and perspectives".
 24. Weiland P. 2009. *Status of Biogas Upgrading In Germany* (Stan technologii do uszlachetniania biogazu w Niemczech). . IEA Task 37 Workshop "Biogas Upgrading".
 25. Witt J., Hennig Ch., Rensberg N., Schwenker A., Scheftelowitz M., Krautz A., Schaubach K., Thrän D., Scholwin F., Kutne T., Hilse A., Vetter A., Graf T., Reinhold G. 2010. *Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse* (Monitoring wpływu ustawy OZE (EEG) na produkcję energii elektrycznej z biomasy). Deutsches Biomasse Forschungs Zentrumgemeinnütze GmbH, Progress report.
 26. Wiśniewski G. (red.):. *Ocena ekonomiczna i prawna wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce* . Ekspertyza dla Ministerstwa Środowiska. EC BREC, Warszawa. 2000 r.
 27. Wiśniewski G. (red.): *Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce do roku 2020 r.* 2007. Ekspertyza dla Ministerstwa Gospodarki, Instytutu Energetyki Odnawialnej (EC BREC IEO), Warszawa.
 28. Yescombe E.R. 2002. *Principles of Project finance (Zasady project finance)*. Academic Press: San Diego.
 29. Urząd Regulacji Energetyki (URE) (a). 2010. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 3/2010) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2009
 30. Urząd Regulacji Energetyki (URE) (b). 2010. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 4/2010) w sprawie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysoko sprawnej kogeneracji oraz średnich ceny sprzedaży ciepła za rok 2009.
 31. Urząd Regulacji Energetyki (URE). 2010 (a). Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 3/2010) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2009.