



Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny
Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
44-100 Gliwice, ul. Bolesława Krzywoustego 2

Symbol umowy nadany w NCBiR: SP/B/3/76469/10

Symbol umowy nadany w Politechnice Śląskiej: PBS-3/RIE6/2010

Tytuł projektu: Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków – projekt badawczy strategiczny

Numer i tytuł zadania badawczego: 3. Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł energii w budownictwie

Numer i tytuł etapu: 16. Opracowanie algorytmu programu komputerowego związanego z mikrokogeneracją oraz mikropoligeneracją z OZE, z uwzględnieniem mikrobiogazowni

Tytuł dokumentacji:

**OPRACOWANIE ALGORYTMU PROGRAMU KOMPUTEROWEGO
ZWIĄZANEGO Z MIKROKOGENERACJĄ ORAZ MIKROPOLIGENERACJĄ
Z OZE, Z UWZGLĘDNIENIEM MIKROBIOGAZOWNI**



Gliwice, styczeń 2012 r.

**OPRACOWANIE ALGORYTMU PROGRAMU KOMPUTEROWEGO
ZWIĄZANEGO Z MIKROKOGENERACJĄ ORAZ
MIKROPOLIGENERACJĄ Z OŹE, Z UWZGLĘDNIENIEM
MIKROBIOGAZOWNI**

ZESPÓŁ AUTORSKI

prof. dr hab. inż. Jan Popczyk – kierownik etapu zadania badawczego
dr inż. Jacek Kaniewski
dr inż. Henryk Kocot
dr inż. Roman Korab
dr inż. Edward Siwy
dr inż. Zbigniew Jan Schmiegel
mgr inż. Andrzej Jurkiewicz
mgr inż. Bartosz Kubik
mgr inż. Paweł Kucharczyk

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie.....	3
1. Koncepcja integracji mikrosystemu „Gospodarstwo rolne prosumenta (energetycznego)” ze Smart Gridem (integracja z silnoprądową siecią elektroenergetyczną – rozdzielczą, zarządzaną przez OSD – i przede wszystkim z infrastrukturą teleinformatyczną służącą do zarządzania Smart Grid-em)	
a. Opracowanie koncepcji integracji mikrosystemu „Gospodarstwo rolne prosumenta (energetycznego)” ze Smart Gridem, charakterystyka infrastruktury technicznej, określenie struktury sterowników.....	6
b. Określenie roli, funkcji, rozwiązań technicznych smartgrid-u na poziomach: gospodarstwa rolnego prosumenta (szczegółowe rozwiązania techniczne w zakresie współpracy źródeł wytwórczych prosumenta z siecią elektroenergetyczną niskiego napięcia - zarówno w przypadku pracy wyspowej, jak i współpracy z KSE), gminnego centrum energetycznego, gminy, powiatu.....	33
2. Określenie warunków kompatybilności formatu danych wejściowych oraz wynikowych dla rozpatrywanego modułu programu z modułami generowanymi w etapach paralelnych	82
3. Opracowanie modelu matematyczno-logicznego implementacji technologii energetycznych mikrokogeneracji, mikropoligeneracji z uwzględnieniem mikrobiogazowni w budynkach	
a. Opracowanie modeli matematyczno-logicznych w zakresie obliczeń wspomagających dobór parametrów mikrobiogazowni fermentacyjnej.....	85
b. Opracowanie algorytmów symulacji godzinowych układów kogeneracyjnych z uwzględnieniem OZE.....	150
4. Przeprowadzenie weryfikacji uniwersalizacji algorytmu	
5. Stworzenie kompleksowego modułu programu komputerowego asocjatywnego z modelem matematycznym; kompleksowość modułu wynika z integracji trzech podprogramów: mikrokogeneracji, mikropoligeneracji, mikrobiogazowni	
6. Rozwinięcie podprogramu mikrobiogazowni w formie bloków: lokalizacja, substraty, instalacje, ekonomika	
7. Zdefiniowanie praktycznych i empirycznych metod walidacji wyżej zdefiniowanego modułu	
8. Przeprowadzenie wstępnej walidacji modułu programu komputerowego	
Załącznik: Materiały prezentacji z seminarium podsumowującego prace wykonane w roku 2011.....	162

PODSUMOWANIE REALIZACJI ETAPU 16 ZADANIA BADAWCZEGO

Tematem etapu 16 zadania nr 3 „Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł energii w budownictwie” w ramach projektu badawczego strategicznego „Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków” jest „Opracowanie algorytmu programu komputerowego związanego z mikrokogeneracją oraz mikropoligeneracją z OZE z uwzględnieniem mikrobiogazowni”. Prace badawcze w ramach etapu 16 zaplanowano na okres 12 miesięcy, tj. na okres od 1.05.2011 r. do 30.04.2012 r. Zgodnie z ofertą oraz umową, realizowane badania objęły prace w następującym zakresie:

- a. Opracowanie koncepcji integracji mikrosystemu „Gospodarstwo rolne prosumenta (energetycznego)” ze Smart Gridem (integracja z silnopiętą siecią elektroenergetyczną – rozdzielczą, zarządzaną przez OSD – i przede wszystkim z infrastrukturą teleinformatyczną służącą do zarządzania Smart Grid-em)
- b. Określenie warunków kompatybilności formatu danych wejściowych oraz wynikowych dla rozpatrywanego modułu programu z modułami generowanymi w etapach paralelnych
- c. Opracowanie modelu matematyczno-logicznego implementacji rozpatrywanych (tytułowych) technologii energetycznych OZE w budynkach z wykorzystaniem wyników prac przeprowadzonych w ramach badań nad stosowaniem mikrokogeneracji i kogeneracji małej skali oraz technologii zintegrowanych z wykorzystaniem OZE (z uwzględnieniem mikrobiogazowni i innych technologii OZE) w różnych kategoriach budynków (etap 6 projektu)
- d. Przeprowadzenie weryfikacji uniwersalizacji algorytmu
- e. Stworzenie kompleksowego modułu programu komputerowego asocjatywnego z modelem matematycznym; kompleksowość modułu wynika z integracji trzech podprogramów: mikrokogeneracji, mikropoligeneracji, mikrobiogazowni
- f. Rozwinięcie podprogramu mikrobiogazowni w formie bloków: lokalizacja, substraty, instalacje, ekonomika
- g. Zdefiniowanie praktycznych i empirycznych metod walidacji wyżej zdefiniowanego modułu
- h. Przeprowadzenie wstępnej walidacji modułu programu komputerowego

Prace realizowane były w zespole badawczym o następującym składzie: prof. dr hab. inż. Jan Popczyk, dr inż. Jacek Kaniewski, dr inż. Henryk Kocot, dr inż. Roman Korab, dr inż. Zbigniew Jan Schmiegel, dr inż. Edward Siwy, mgr inż. Bartosz Kubik, mgr inż. Paweł Kucharczyk.

W ramach prac związanych z integracją mikrosystemu gospodarstwa rolnego prosumenta z siecią smart grid, prowadzono badania nad zastosowaniem smart grid jako narzędzia do rozliczania celów Pakietu 3x20 dla prosumentów. Smart grid to obecnie często poruszany temat w elektroenergetyce, przy czym zwykle ogranicza się go do pomiarów energii elektrycznej u odbiorcy z tworzeniem profilu takiego odbiorcy i ewentualnie (w przyszłości) do aktywnego uczestnictwa odbiorcy w rynku, poprzez śledzenie bieżącej ceny energii i modyfikacji swojego zużycia wraz z jej zmianami. Takie podejście do smart gridu jest niewystarczające. Jego możliwości powinny być znacznie rozbudowane, szczególnie jeśli chodzi o działania prosumenta energii (nie tylko elektrycznej). Infrastruktura ta, to przede wszystkim: mikro-sieci inteligentne prosumentów (w tym inteligentne liczniki), mini-sieci gmin wiejskich, sieci miast, sieci do realizacji nowych łańcuchów wartości – z uwzględnieniem samochodu elektrycznego. Zakłada się tu odwrócenie sposobu budowy infrastruktury Smart Grid w stosunku do obecnych koncepcji rozpatrywanych w krajowej energetyce wielkoskalowej – głównie jako wspomnianej już wyżej infrastruktury pomiarowej. Pierwszym krokiem działań, w ramach prac nad Projektem, jest tworzenie łańcuchów wartości. Na początku łańcucha wartości w energetyce OZE/URE jest zawsze konsument (prosument). Kupuje on urządzenia OZE/URE na własne potrzeby.

Ponadto jest to aktywny klient energetyki WEK, tzn. taki, który nie tylko kupuje od energetyki WEK paliwa/energię, ale wchodzi z nią w aktywne relacje kupna-sprzedaży, produkując energię w technologiach URE i odsprzedając jej nadwyżki. Sprzedaje także usługi systemowe, takie jak redukcja zapotrzebowania. Wyposaża się w zasobnikowe technologie URE zapewniające mu rezerwowe zasilanie w energię, zwłaszcza elektryczną (w przypadku awarii sieciowych). Tworzenie tych łańcuchów powinno być adekwatne do wymienionych wyżej struktur inteligentnych sieci (prosument, gmina wiejska, miasto). Drugim elementem działań jest tworzenie konkretnych struktur inteligentnych sieci na ww. poziomach wyznaczających efekty działań w sferze pakietu 3x20. Struktury te badane są pod kątem możliwości efektywnego zarządzania energią oraz możliwości raportowania osiągniętych celów, szczególnie w zakresie produkcji i zużycia energii odnawialnej. Energetyka odnawialna rodzi się jako wielogłęziowy (obecnie głównie trójgłęziowy) segment technologiczny. Przede wszystkim są to technologie biomasowe, technologie słoneczne (kolektory słoneczne i ogniwa fotowoltaiczne) oraz technologie wiatrowe. Celem prac w ramach projektu jest powiązanie elementów technicznych tych technologii, w ramach jednego obiektu, z zarządzaniem powstałą strukturą i możliwością określenia ilościowego wypełnionych celów pakietu.

W ramach prac wykonanych w roku 2011 przeanalizowano możliwości techniczne w zakresie integracji jednostek wytwórczych prosumenta z siecią elektroenergetyczną niskiego napięcia zarówno w trybie pracy równoległej z siecią jak i wyspowej. Przedstawiono sposoby przyłączenia prosumentów energetycznych wyposażonych w OZE (biogaz, turbiny wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne). Opisano wymagania formalno-prawne oraz techniczne. Omówiono i zaproponowano zasobniki energii (również mobilne) do współpracy z OZE prosumenta. Wskazano na sposób sterowania i nadzoru nad pracą jednostek wytwórczych, określono hierarchę kompetencji, przepływ oraz wymianę informacji w sieci smart grid. Zaproponowano zagadnienia, które należałoby szerzej rozpatrzeć w kontekście funkcjonowania sieci smart grid.

W ramach prac nad algorytmami symulacyjnymi zastosowania mikrokogeneracji opartej na OZE w budynkach opracowano założenia w zakresie struktury tworzonego algorytmu (w szczególności symulacji godzinowych) i miejsca tego algorytmu wśród innych modułów oprogramowania komputerowego tworzonego w ramach projektu badawczego. Tworzony moduł oprogramowania komputerowego umożliwi uzyskanie informacji o ilości energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w module kogeneracyjnym w poszczególnych godzinach typowego roku zgodnie z założonym schematem współpracy tego źródła z innymi źródłami zlokalizowanymi w rozpatrywanym budynku prosumenta (np. przydomowa elektrownia wiatrowa, ogniwa fotowoltaiczne, pompa ciepła, kocioł na biomasę) oraz systemem elektroenergetycznym a także umożliwi optymalizację doboru struktury elementów składowych mikrobiogazowni do zestawu substratów dostępnych w gospodarstwie rolnym prosumenta.

Jacek KANIEWSKI

**KONCEPCJA INTEGRACJI MIKROSYSTEMU „GOSPODARSTWO
ROLNE PROSUMENTA (ENERGETYCZNEGO)” ZE SMART GRIDEM
(INTEGRACJA Z SILNOPRĄDOWĄ SIECIĄ
ELEKTROENERGETYCZNĄ – ROZDZIELCZĄ, ZARZĄDZANĄ
PRZEZ OSD – I PRZEDE WSZYSTKIM Z INFRASTRUKTURĄ
TELEINFORMATYCZNĄ SŁUŻĄCĄ DO ZARZĄDZANIA SMART
GRIDEM)**

Opracowanie dotyczy możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych prosumentów energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej nN. Opisano wymagania formalno-prawne oraz techniczne. Przedstawiono również koncepcję integracji mikrosystemu prosumenta energetycznego z siecią Smart Grid.

Etap nr 16

Opracowanie algorytmu programu komputerowego związanego z mikrokogeneracją oraz mikropoligeneracją z OZE, z uwzględnieniem mikrobiogazowni

Spis treści

1. Wstęp	8
2. Ogólne wymagania formalno-prawne	9
3. Wymagania techniczne	11
3.1. Postanowienia ogólne dotyczące przyłączania jednostek wytwórczych do SD	
3.2. Wymagane urządzenia łączeniowe	
3.3. Wymagania dotyczące zabezpieczeń	
3.4. Kryteria oceny możliwości przyłączania jednostek wytwórczych do SD	
3.5. Załączanie jednostek wytwórczych	
3.6. Dodatkowe wymagania dla mikroźródeł współpracujących z SD	
3.7. Zagadnienia kompensacji mocy biernej	
4. Koncepcja integracji jednostki wytwórczej z siecią dystrybucyjną nN	16
4.1. Sposób przyłączenia jednostki wytwórczej do SD	
4.2. Praca równoległa jednostek wytwórczych z SD	
4.3. Praca wyspowa jednostek wytwórczych	
4.4. Koordynacja zabezpieczeń	
5. Praca jednostki wytwórczej w sieci Smart Grid	26
5.1. Komunikacja jednostki wytwórczej z SD (AMI/HAN)	
5.2. Bilansowanie systemu elektroenergetycznego	
6. Podsumowanie	30

1. WSTĘP

Pojęcie Smart Grid można zdefiniować, jako system energetyczny integrujący w sposób inteligentny działania wszystkich uczestników generacji, transmisji, dystrybucji i użytkowania, w celu dostarczania energii elektrycznej w sposób ekonomiczny, trwały i bezpieczny. Obecny system elektroenergetyczny bazuje głównie na dużych ciepłych elektrowniach systemowych. Wykorzystywane technologie nie zmieniły się od blisko 100 lat. Zarządzanie systemem, kontrola i bilansowanie pozostają mocno scentralizowane. Mała elastyczność i ograniczone możliwości międzysystemowe, to główne wady obecnie pracującego systemu elektroenergetycznego. Ciągłe rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, rosnące koszty wytwarzania i przesyłu, niedostatki infrastruktury generacyjnej i sieciowej powodują, że obecny system przestaje być efektywny. Podstawowe założenia infrastruktury Smart Grid to między innymi lokalne zarządzanie energią oraz pełna integracja z wielkimi elektrowniami systemowymi. Elastyczna i optymalna rozbudowa sieci, eksploatacja i sterowanie. Intensywna generacja rozproszona podłączona blisko końcowych odbiorców. Takie podejście wymaga konieczności opracowania procedur (zarówno formalnych jak i technicznych) umożliwiających podłączanie do SD małych jednostek wytwórczych, mikroźródeł instalowanych np. w niewielkich gospodarstwach rolnych, gdzie z biogazu uzyskiwana jest energia elektryczna.

Opracowanie dotyczy koncepcji integracji mikrobiogazowni rolniczej, jako jednostki wytwórczej podłączonej do sieci dystrybucyjnej (SD) należącej do operatora. W pracy przedstawiono przybliżoną drogę formalno-prawną jaką należy pokonać przy podłączaniu mikroźródeł do SD oraz jakie dokumenty należy złożyć u operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) u którego ma być podłączona jednostka wytwórcza. Główna część opracowania dotyczy zagadnień technicznych związanych z integracją mikrobiogazowni z SD (wymagania dotyczące zabezpieczeń, aparatury łączeniowej, sposobu przyłączenia oraz możliwych trybów pracy). Zaproponowano również koncepcję pracy jednostki wytwórczej w sieci Smart Grid ze wskazaniem na sposób komunikacji z OSD oraz określono rolę jaką jednostka wytwórcza pełnić będzie w sieci Smart Grid. Opracowanie powstało na podstawie [1] - [4]. Należy podkreślić, że Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych poszczególnych operatorów [1] w fundamentalnych zagadnieniach związanych z przyłączaniem jednostek wytwórczych do sieci nN nie różnią się znacząco między sobą. Do celów niniejszego opracowania bazowano głównie na IRiESD Enea Operator z uwagi na jej najnowsze wydanie. W instrukcji tej zamieszczono między innymi pojęcie mikroźródła, które nie występuje w IRiESD Vattenfall Distribution Poland S.A., czy Energa S.A.

2. OGÓLNE WYMAGANIA FORMALNO-PRAWNE

Procedura formalno-prawna

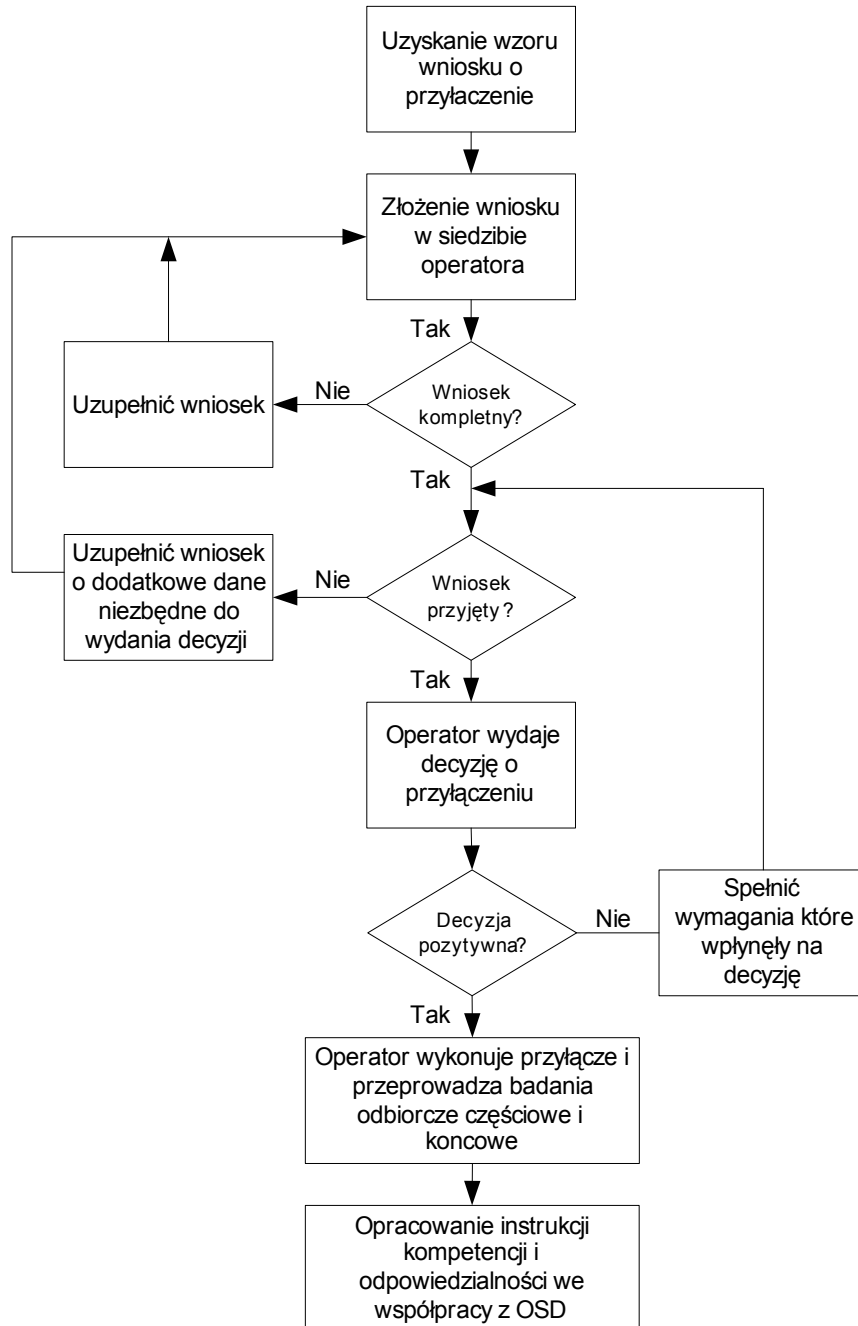
Poniżej przedstawiono w punktach procedurę formalno-prawną jaką należy przejść w przypadku przyłączania podmiotów do SD operatora.

1. Od operatora sieci, u którego planowane jest przyłączenie należy uzyskać wzór wniosku o przyłączenie i określenie warunków przyłączenia (*Wnioski dostępne są u przedstawicieli operatora i na stronach internetowych operatora*).
2. Wniosek należy złożyć u operatora sieci, do której planowane jest przyłączenie wraz ze wszystkimi załącznikami wymaganymi we wniosku. (*Operator ma 14 dni na rozpatrzenie wniosku, Po tym czasie operator może poprosić podmiot ubiegający się o przyłączenie o ewentualne uzupełnienie wniosku, jeśli jest niepełny, lub jeśli nie zawiera niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia. Ponadto operator informuje pisemnie, listem wysłanym na adres określony we wniosku, o wydaniu warunków przyłączenia*).
3. Operator wydaje i przekazuje warunki przyłączenia wraz z projektem umowy podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie.
4. Operator wykonuje przyłączenie wraz z niezbędnymi próbami i odbiorami częściowymi i końcowymi oraz zastrzega sobie prawo do dokonywania sprawdzenia przyłączonych instalacji.
5. Wytwórcy przyłączeni do SD niezależnie od poziomu napięcia przygotowują w porozumieniu z OSD instrukcję współpracy, która uwzględnia:
 - *podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych*
 - *organizację przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej*
 - *koordynację pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej*
 - *wykaz osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień*
 - *określenie zasad i odpowiedzialności związanej usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynację prac eksploatacyjnych.*

W przypadku jednostek wytwórczych produkujących energię elektryczną możliwe jest uzyskanie „świadectwa pochodzenia” wydawanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), potwierdzającego pochodzenie energii elektrycznej z OZE. Jest to elektroniczny dokument, który służy wyłącznie, jako dowód dla odbiorcy końcowego, że dana część lub ilość energii została wyprodukowana ze źródeł odnawialnych zgodnie z wymogami art. 3 ust. 6 dyrektywy 2003/54/WE. W przypadku jednostki wytwórczej takiej jak biogazownia – wytwarzającej jednocześnie energię elektryczną i ciepłą, możliwe jest uzyskanie tzw. „świadectwa pochodzenia z kogeneracji” wydawanego przez Prezesa URE na

wniosek złożony za pośrednictwem operatora SD, u którego znajduje się jednostka wytwórcza. Informacje o tym, co zawiera „świadczenie pochodzenia z kogeneracji” oraz jakie dane zawierać wniosek określa Art. 9I ustawy „Prawo Energetyczne”.

Uproszczony diagram obrazujący procedurę postępowania w przypadku ubiegania się o przyłączenie jednostki wytwórczej do SD pokazano na rysunku 2.1.



Rys. 2.1. Uproszczony diagram przedstawiający procedurę formalno-prawną uzyskania decyzji w sprawie warunków przyłączenia do SD

3. WYMAGANIA TECHNICZNE

W niniejszej części opracowania przedstawiono wymagania techniczne dotyczące integracji (przyłączenia) jednostek wytwórczych zasilanych biogazem z siecią dystrybucyjną operatora. Wskazano na wymagane zabezpieczenia, wymaganą aparaturę łączeniową ze względu na rodzaj użytego generatora (synchroniczny, asynchroniczny), jego moc oraz tryb pracy (równoległe z siecią, praca wyspowa). Wskazano również na zapisy w IRiESD jakie należałoby wprowadzić lub zmienić celem umożliwienia integracji mikroźródeł z SD

3.1. Postanowienia ogólne dotyczące przyłączenia jednostek wytwórczych do SD

1. Sposób przyłączenia jednostki wytwórczej do SD powinien umożliwić jej odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej (*jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 KVA powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. Operator decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z SD w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie*)
2. Dla jednostek wytwórczych planowanych do przyłączenia do SD SN lub nN, moc zwarciova (S_k) w miejscu przyłączenia powinna być przynajmniej 20 razy większa od łącznej mocy znamionowej jednostek wytwórczych przyłączonych lub planowanych do przyłączenia do SD zasilanej z tej samej, co dany punkt przyłączenia stacji transformatorowej 110 kV/SN. (*W przypadku opracowania przez operatora SD ekspertyzy wpływu przyłączenia jednostek wytwórczych na pracę sieci dystrybucyjnej lub indywidualnej analizy dla konkretnego punktu w sieci dystrybucyjnej, dla oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych przyjmuje się wnioski wynikające z ww. opracowań. Wówczas kryterium określonego w pkt. 2. nie stosuje się*).
3. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

3.2. Wymagane urządzenia łączeniowe

1. Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
 - łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej,
 - łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.

(Operator SD koordynuje pracę łączników i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy)

Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje. Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.

2. W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.
3. Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika.
4. Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3.3. Wymagania dotyczące zabezpieczeń

1. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia oraz wzrostem prędkości obrotowej generatora.

Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia, obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości.

2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenia umożliwiające łączenie z siecią.
3. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia (pod i nad napięciowe), zabezpieczenia nadprądowe, zabezpieczenia przed pracą niepełnofazową, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz pracę synchroniczną z siecią (pętla synchronizacji fazowej PSF).
4. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową, stąd zabezpieczenia dodatkowe mogą być zawarte w zestawie zabezpieczeń podstawowych generatora. *(W innych przypadkach operator SD może zdecydować o potrzebie wyposażenia jednostek*

wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej i pracy wyspowej. Zabezpieczenia dodatkowe powinny powodować otwarcie łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej łącznikiem sprzęgającym jest:

- łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej, gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,

- łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części SD, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej).

5. Operator SD ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń dodatkowych w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do SD.
6. Zabezpieczenie dodatkowe do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.
7. Dla zabezpieczeń dodatkowych do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń dodatkowych: zerowonadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.

Ponadto wszystkie jednostki wytwórcze, celem zapewnienia bezpiecznej eksploatacji, muszą spełniać wymagania techniczne zgodne z [4].

Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.

Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.

Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
- 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
- 3) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej.

Operator decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w zabezpieczenie od skutków mocy zwrotnej.

Nastawy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z operatorem SD lub ustalone przez niego.

3.4. Kryteria oceny możliwości przyłączania jednostek wytwórczych do sieci nN

1. Podstawowym wymaganiem dla źródeł przyłączanych do sieci nN jest spełnienie zależności, aby całkowita moc przyłączeniowa wszystkich źródeł (pracujących lub planowanych do przyłączenia) nie przekroczyła mocy znamionowej transformatora zainstalowanego w stacji SN/nN. Należy również wziąć pod uwagę, aby moc przyłączeniowa wszystkich generatorów przyłączonych do stacji transformatorowej SN/nN nie przekraczała mocy szacowanego lub zmierzonego obciążenia transformatora (np. model średniorocznego obciążenia, dane z rejestratorów).
2. Źródła przyłączane lub przyłączone do sieci nN muszą być wyposażone w automatykę powodującą trwałe odłączenie źródła od sieci nN, w przypadku zaniku napięcia w tej sieci. Załączenie źródła może nastąpić po ponownym pojawieniu się napięcia ze zwłoką czasową określoną przez OSD w warunkach przyłączenia lub umowie o przyłączenie.

3.5. Wymagania dotyczące załączania jednostek wytwórczych przyłączonych do SD

1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową rzędu kilku minut pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
2. **Dla generatorów asynchronicznych**, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105 % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzbudnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych
3. **Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik** obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.
4. **Dla generatorów synchronicznych** wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:

- a) różnica napięć – $\Delta U < \pm 10 \% U_n$,
- b) różnica częstotliwości – $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$,
- c) różnica kąta fazowego – $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$.

(Operator SD może ustalić węższe granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane powyżej)

- 5. **W przypadku generatorów pracujących z falownikami** - falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.
- 6. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z operatorem.

3.6. Dodatkowe wymagania dla mikroźródeł współpracujących z siecią dystrybucyjną

Mikroźródło zgodnie z IRiESD definiuje się jako źródło energii o znamionowym prądzie nie większym niż 16A (do 3 kW instalacja 1-fazowa/od 3 kW do 10 kW instalacja 3-fazowa).

Punktem przyłączenia do sieci dystrybucyjnej mikroźródła, brany pod uwagę przy ocenie możliwości przyłączenia niezależnie od rzeczywistego miejsca przyłączenia, jest złącze w sieci dystrybucyjnej nN. Rzeczywistym miejscem przyłączenia jest punkt przyłączenia mikroźródła do sieci lub instalacji. Rzeczywisty punkt przyłączenia jest uzależniony od sposobu przyłączenia mikroźródła:

- a) jednofazowo – w obwodzie istniejącej wewnętrznej instalacji elektrycznej odbiorcy lub w szafce pomiarowej,
- b) wielofazowo – w szafce pomiarowej.

Mikroźródło przyłączane do sieci dystrybucyjnej w określonym punkcie powinno spełniać następujące kryteria:

- a) stabilności lokalnej,
- b) moc zwarciova w punkcie przyłączenia powinna być przynajmniej 20 razy większa od mocy znamionowej mikroźródła,
- c) względna zmiana napięcia w sieci dystrybucyjnej nN przy zrzucie mocy mikroźródła nie może przekroczyć 3%. *(Wymagania dotyczące urządzeń łączeniowych, zabezpieczeń oraz załączania mikroźródeł są takie same jak dla innych jednostek wytwórczych i zostały opisane powyżej).*

3.7. Zagadnienia kompensacji mocy biernej

Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa operator SD w warunkach przyłączenia [1].

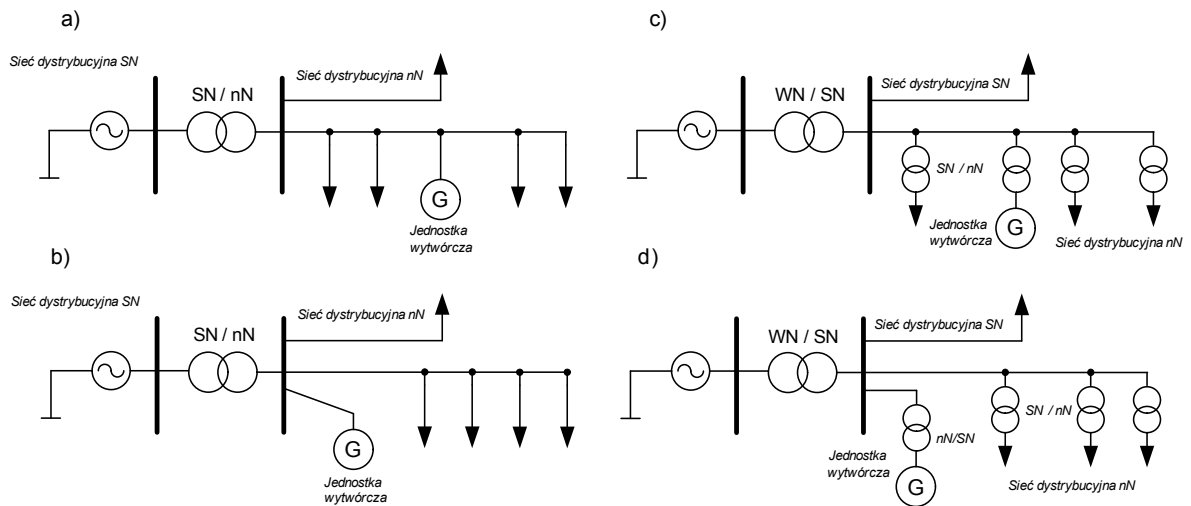
1. **Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA** W jednostkach wytwórczych o mocach osiągalnych powyżej 4,6 kVA należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.
2. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w farmach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
3. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.
4. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowzbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. **W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.**

4. KONCEPCJA INTEGRACJI JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH Z SD

4.1. Sposób przyłączenia JW do SD nN

Na podstawie obowiązujących zasad i wymagań opisanych powyżej dotyczących zabezpieczeń, aparatury łączeniowej, sposobów załączania jednostek wytwórczych do SD opracowano kilka koncepcji integracji jednostki wytwórczej zasilanej biogazem z siecią dystrybucyjną, w zależności od tego czy jednostka generatorowa jest wyposażona w generator synchroniczny, czy asynchroniczny lub współpracuje z falownikiem. Dla każdego rodzaju uwzględniono również sposób pracy równoległe z siecią oraz w trybie pracy wyspowej. Ponadto zaprezentowano sposób przyłączenia jednostki wytwórczej do SD za pośrednictwem transformatora nN / SN. W opracowaniu znalazły się również uwagi dotyczące konieczności stosowania zabezpieczeń dodatkowych w przypadku, gdy moc jednostki wytwórczej jest większa niż 100 kVA.

Jednostki wytwórcze mogą być przyłączone do SD nN lub SN. Ponadto mogą być przyłączone w sposób bezpośredni do SD lub za pomocą wydzielonej linii do stacji rozdzielczej (Rys. 4.1).

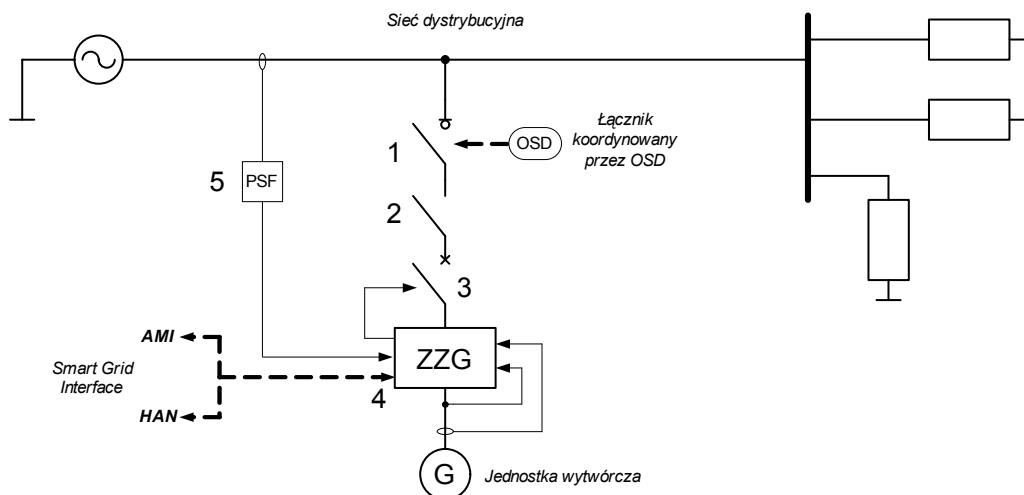


Rys. 4.1. Sposoby przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, a) bezpośrednio do SD nN, b) wydzieloną linią do rozdzielni SN/nN, c) przez transformator bezpośrednio do SD SN, d) wydzieloną linią przez transformator do rozdzielni SN

W związku z tym, że rozważane układy jednostek wytwórczych zasilanych biogazem zainstalowane są w gospodarstwach rolnych, a ich jednostki generatorowe są o niewielkich mocach, układy te przyłączane są do sieci dystrybucyjnej o napięciu do 1 kV. Z założenia wszystkie poniżej opisane sposoby przyłączenia do SD dotyczą bezpośredniego przyłączenia jednostki wytwórczej do SD nN lub przez transformator do SD SN.

4.2. Praca jednostek wytwórczych równoległe z SD

Na rysunku 4.2 pokazano schemat przyłączenia jednostki wytwórczej z generatorem synchronicznym bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN w trybie pracy równoległej z siecią.



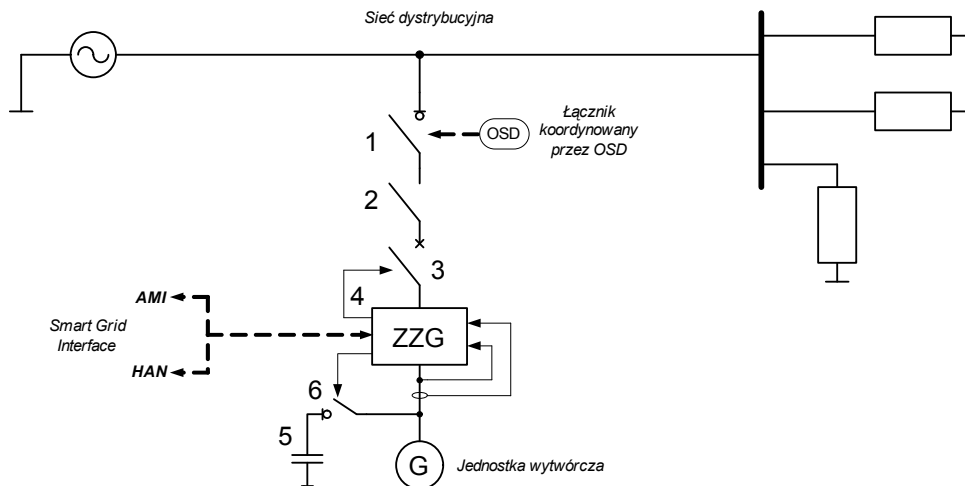
Rys. 4.2. Przykład przyłączenia jednostki wytwórczej z generatorem synchronicznym w trybie pracy równoległej z siecią; 1 – łącznik do odłączenia jednostki wytwórczej i tworzący przerwę izolacyjną (może być koordynowany przez OSD i wyposażony w system odwzorowania stanu pracy w systemie operatorskim), 2 – odłącznik, 3 – wyłącznik koordynowany przez ZZG, 4- ZZG – zespół zabezpieczeń generatora, 5 – PSF- pętla synchronizacji fazowej

Zgodnie z wymogami IRiESD jednostka wytwórcza przyłączona jest do sieci przez łącznik zdolny do wyłączenia jednostki wytwórczej oraz łącznik tworzący widoczną przerwę w obwodzie (w celach serwisowych). Ponieważ operator może wymagać możliwości zarządzania przyłączaniem jednostki wytwórczej, łącznik 1 ma możliwość koordynacji przez OSD oraz może być wyposażony w system odwzorowania stanu pracy w systemie operatorskim. Ponadto ze względu na zastosowany generator synchroniczny, jednostka wytwórcza musi być wyposażona w urządzenia do synchronizacji z siecią (PSF). Zespół zabezpieczeń generatora musi być wyposażony w następujące układy zabezpieczeń:

- zabezpieczenie zerowo-napięciowe
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe
- zabezpieczenie podnapięciowe ($<U$)
- zabezpieczenie nadnapięciowe ($>U$)
- zabezpieczenie od wzrostu prędkości obrotowej generatora ($>\omega$)
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe ($>f$)
- zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne ($>I_{zwłoczne}$)
- zabezpieczenie nadprądowe zwarciove ($>I_{zwarciowe}$)
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe ($<f$) – w przypadku jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA
- zabezpieczenie nadprądowe od zwarć międzyfazowych ($>I_{zwarciowe}$) - w przypadku jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA
- zabezpieczenie od pracy niepełno fazowej

Zadziałanie każdego z zabezpieczeń musi odłączyć jednostkę wytwórczą od SD trójfazowo.

Na rysunku 4.3 pokazano przykład przyłączenia jednostki wytwórczej z generatorem asynchronicznym pracującym równoległe z siecią.



Rys. 4.3. Przykład przyłączenia jednostki wytwórczej z generatorem asynchronicznym w trybie pracy równoległej z siecią; 1 – łącznik do odłączenia jednostki wytwórczej i tworzący przerwę izolacyjną (może być koordynowany przez OSD i wyposażony w system odwzorowania stanu pracy w systemie operatorskim), 2 – odłącznik, 3 – wyłącznik koordynowany przez ZZG, 4- ZZG – zespół zabezpieczeń generatora, 5 – bateria kondensatorów, 6 – łącznik umożliwiający szybkie odłączenie baterii kondensatorów od zacisków generatora

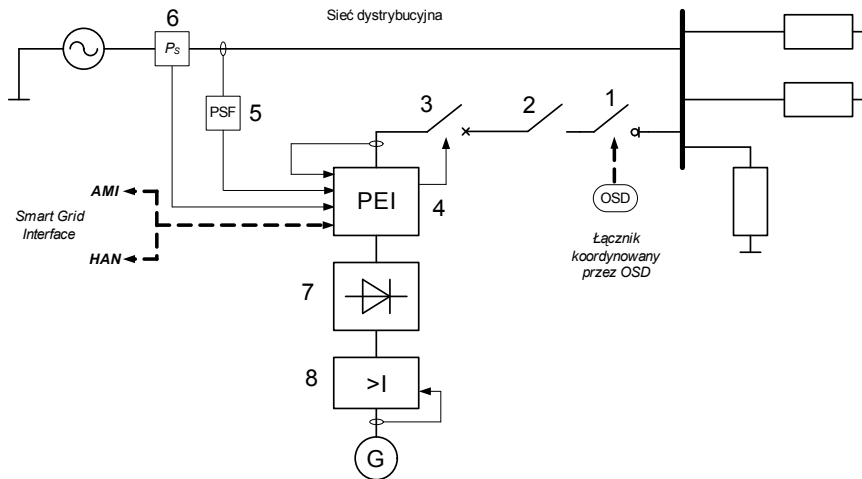
Przyłączenie jednostki wytwórczej z generatorem asynchronicznym, podobnie jak synchronicznym, realizowane jest przez łączniki 1 (Rys. 4.3) umożliwiające odłączenie jednostki wytwórczej od SD. Łącznik 3 jest koordynowany przez ZZG. Również w tym przypadku operator SD może wymagać możliwości koordynowania pracy jednostki wytwórczej za pomocą łącznika 1. W związku z tym musi być on wyposażony w systemy umożliwiające zdalne sterowanie łącznikiem przez OSD oraz system odwzorowania stanu pracy w systemie operatorskim.

Zespół zabezpieczeń generatora (ZZG) musi być wyposażony w następujące układy zabezpieczeń:

- zabezpieczenie zerowo-napięciowe
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe
- zabezpieczenie podnapięciowe ($<U$)
- zabezpieczenie nadnapięciowe ($>U$)
- zabezpieczenie od wzrostu prędkości obrotowej generatora ($>\omega$)
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe ($>f$)
- zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne ($>I_{zwłoczne}$)
- zabezpieczenie nadprądowe zwarciove ($>I_{zwarciowe}$)
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe ($<f$) – w przypadku jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA
- zabezpieczenie nadprądowe od zwarć międzyfazowych ($>I_{zwarciowe}$) - w przypadku jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA
- zabezpieczenie od pracy niepełnofazowej

W porównaniu z jednostkami wytwórczymi z generatorami synchronicznymi, jednostki wytwórcze z generatorami asynchronicznymi nie muszą mieć urządzeń synchronizujących z siecią. Jednak **w przypadku generatorów asynchronicznych, gdzie rozruch następuje w trybie pracy silnikowej, prąd rozruchowy nie może przekraczać 60 A ($I_{rozruch.} < 60 A$) dla generatorów o mocy do 100 kVA.** W innych przypadkach, prąd rozruchowy nie może negatywnie oddziaływać na sieć. W obu powyższych przypadkach (Rys. 3 i 4) operator decyduje o instalacji zabezpieczeń kierunkowo-mocowych. Kondensatory przyłączone do zacisków generatora są źródłem mocy biernej dostarczanej do generatora asynchronicznego. Warunkiem koniecznym prawidłowej pracy jednostki wytwórczej z generatorem asynchronicznym w sieci dystrybucyjnej jest utrzymanie $tg\varphi$ rozumianego jako stosunek mocy biernej pobieranej przez generator z sieci do mocy czynnej oddawanej przez niego do sieci poniżej 0,4 w całym zakresie obciążenia generatora. Ponadto przyłączenie baterii kondensatorów do zacisków generatora musi być zrealizowane przez łącznik koordynowany przez ZZG. W przypadku odłączenia jednostki wytwórczej od SD, musi nastąpić szybkie odłączenie kondensatorów od zacisków generatora. W przeciwnym razie na zaciskach generatora w wyniku nagłego odciążenia i wzrostu prędkości obrotowej, może pojawić się napięcie samowzbudzenia generatora o wartości mogącej uszkodzić generator.

Koncepcje przyłączenia jednostki wytwórczej z generatorem współpracującym z falownikiem bezpośrednio do SD w trybie pracy równoległej z siecią pokazano na rysunku 4.4.



Rys. 4.4. Przykład przyłączenia jednostki wytwórczej z falownikiem do SD w trybie pracy równoległej; 1 – łącznik do odłączenia jednostki wytwórczej i tworzący przerwę izolacyjną (może być koordynowany przez OSD i wyposażony w system odwzorowania stanu pracy w systemie operatorskim), 2 – odłącznik, 3 – wyłącznik koordynowany przez PEI, 4 – PEI – interfejs energoelektroniczny, 5 – pętla synchronizacji fazowej, 6 – zabezpieczenie kierunkowo-mocowe, 7 – prostownik, 8 – zabezpieczenie nadprądowe generatora

Jednostki wytwórcze z generatorami współpracującymi z falownikami przyłączone równolegle do SD muszą być wyposażone w następujące urządzenia (Rys. 5): łącznik umożliwiający wyłączenie przez OSD jednostki wytwórczej i tworzący przerwę izolacyjną, odłącznik, pętle synchronizacji fazowej (PSF), zabezpieczenie nadprądowe generatora, prostownik, interfejs energoelektroniczny zawierający przekształtnik (falownik) oraz realizujący funkcje zespołu zabezpieczeń generatora (PEI), zabezpieczenie kierunkowo-mocowe (P_S), łącznik koordynowany z interfejsu energoelektronicznego umożliwiający odłączenie jednostki wytwórczej w chwili zadziałania któregośkolwiek z zabezpieczeń realizowanych przez PEI.

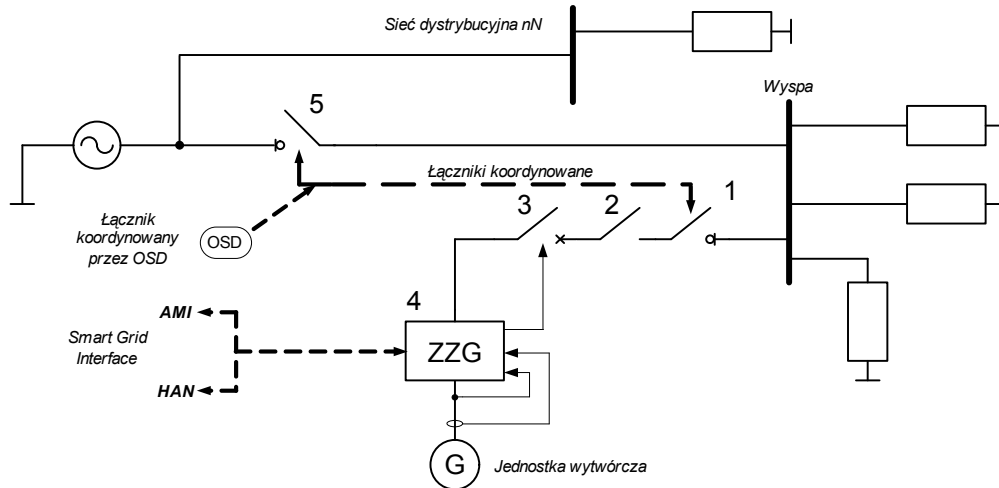
Interfejs energoelektroniczny (PEI) realizujący funkcje przekształtnika oraz układu zabezpieczeń generatora, musi realizować następujące zabezpieczenia:

- zabezpieczenie zerowo-napięciowe
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe
- zabezpieczenie podnapięciowe ($<U$)
- zabezpieczenie nadnapięciowe ($>U$)
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe ($>f$)
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe ($<f$)
- zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne ($>I_{zwłoczne}$)
- zabezpieczenie nadprądowe zwarciove ($>I_{zwarciove}$)
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe ($<f$) – w przypadku jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA
- zabezpieczenie nadprądowe od zwarc międzyfazowych ($>I_{zwarciove}$) - w przypadku jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA
- zabezpieczenie od pracy niepełno fazowej

Należy zwrócić uwagę na fakt, że w takim układzie falownik pracuje jako falownik prądu, z tego powodu wynika konieczność stosowania pętli synchronizacji fazowej oraz zabezpieczenia kierunkowo-mocowego.

4.3. Praca wyspowa jednostek wytwórczych

Schemat przyłączenia jednostki wytwórczej z generatorem synchronicznym w trybie pracy wyspowej pokazano na rysunku 4.5.



Rys. 4.5. Schemat przyłączenia jednostki wytwórczej z generatorem synchronicznym do pracy wyspowej; 1 – łącznik do odłączenia jednostki wytwórczej i tworzący przerwę izolacyjną (może być koordynowany przez OSD i wyposażony w system odwzorowania stanu pracy w systemie operatorskim), 2 – odłącznik, 3 – wyłącznik koordynowany przez ZZG, 4- ZZG – zespół zabezpieczeń generatora, 5 – łącznik umożliwiający odłączenie jednostki wytwórczej i tworzący przerwę izolacyjną oraz oddzielający wyspę od SD w przypadku pracy wyspowej (skoordynowany z łącznikiem 1 i wyposażony w system odwzorowania stanu pracy w systemie operatorskim)

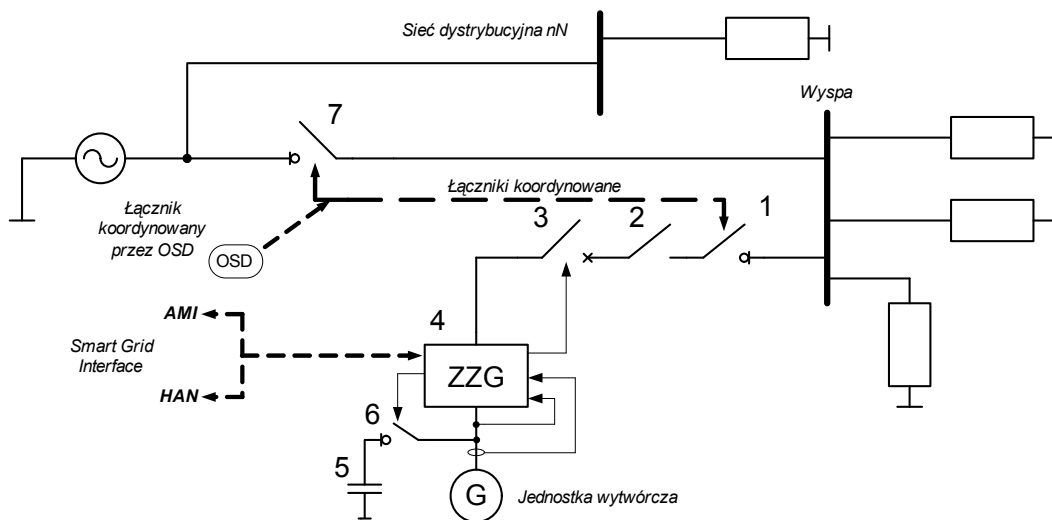
Zabezpieczenia jakie musi realizować zespół ZZG w przypadku pracy wyspowej:

- zabezpieczenie zerowo-napięciowe
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe
- zabezpieczenie podnapięciowe ($<U$)
- zabezpieczenie nadnapięciowe ($>U$)
- zabezpieczenie od wzrostu prędkości obrotowej generatora ($>\omega$)
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe ($>f$)
- zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne ($>I_{zwłoczne}$)
- zabezpieczenie nadprądowe zwarciove ($>I_{zwarciowe}$)
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe ($<f$) – w przypadku jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA
- zabezpieczenie nadprądowe od zwarć międzyfazowych ($>I_{zwarciowe}$) - w przypadku jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA
- zabezpieczenie od pracy niepełno fazowej

W porównaniu do trybu pracy równoległej z siecią, jednostka wytwórcza z generatorem synchronicznym nie musi być wyposażona w urządzenia synchronizujące (PSF). Jednak w przypadku możliwości pracy wyspowej jednostka wytwórcza musi być wyposażona w dodatkowy łącznik (5) do odłączenia jednostki wytwórczej od SD i oddzielenia wyspy od pozostałej części SD. **Należy podkreślić, że zgodnie z IRiESD, jednostki wytwórcze przyłączone do sieci nN muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.** Praca wyspowa możliwa jest jedynie na wyspę urządzeń własnych wytwórcy. Jest

to zapis, który należałoby przedyskutować w świetle struktury sieci Smart Grid. Zdolność mikroźródeł i jednostek wytwórczych o małych mocach do pracy wyspowej zwiększyłaby znacząco bezpieczeństwo zasilania odbiorców końcowych funkcjonujących w sieci Smart Grid.

Schemat przyłączenia jednostki wytwórczej z generatorem asynchronicznym do pracy wyspowej pokazano na rysunku 4.6. Jak w każdym przypadku, w którym jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej, musi być wyposażona w dodatkowy łącznik umożliwiający odłączenie jednostki wytwórczej od SD i oddzielenia wyspy od reszty SD. Z uwagi na zasadę działania generatora asynchronicznego i sposobu pracy, do jego zacisków musi być przyłączona bateria kondensatorów stanowiąca źródło mocy biernej.



Rys. 4.6. Schemat przyłączenia jednostki wytwórczej z generatorem asynchronicznym do pracy wyspowej; 1 – łącznik do odłączenia jednostki wytwórczej i tworzący przerwę izolacyjną (może być koordynowany przez OSD i wyposażony w system odwzorowania stanu pracy w systemie operatorskim), 2 – odłącznik, 3 – wyłącznik koordynowany przez ZZG, 4- ZZG – zespół zabezpieczeń generatora, 5 – bateria kondensatorów, 6 – łącznik umożliwiający bezwzględne odłączenia kondensatorów od generatora w chwili odłączenia generatora od wyspy, 7 – łącznik umożliwiający odłączenie jednostki wytwórczej i tworzący przerwę izolacyjną oraz oddzielający wyspę od SD w przypadku pracy wyspowej (skoordynowany z łącznikiem 1 i wyposażony w system odwzorowania stanu pracy w systemie operatorskim)

Wymagania dotyczące zespołu zabezpieczeń generatora:

- zabezpieczenie zerowo-napięciowe
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe
- zabezpieczenie podnapięciowe ($<U$)
- zabezpieczenie nadnapięciowe ($>U$)
- zabezpieczenie od wzrostu prędkości obrotowej generatora ($>\omega$)
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe ($>f$)
- zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne ($>I_{zwłoczne}$)
- zabezpieczenie nadprądowe zwarciove ($>I_{zwarciowe}$)

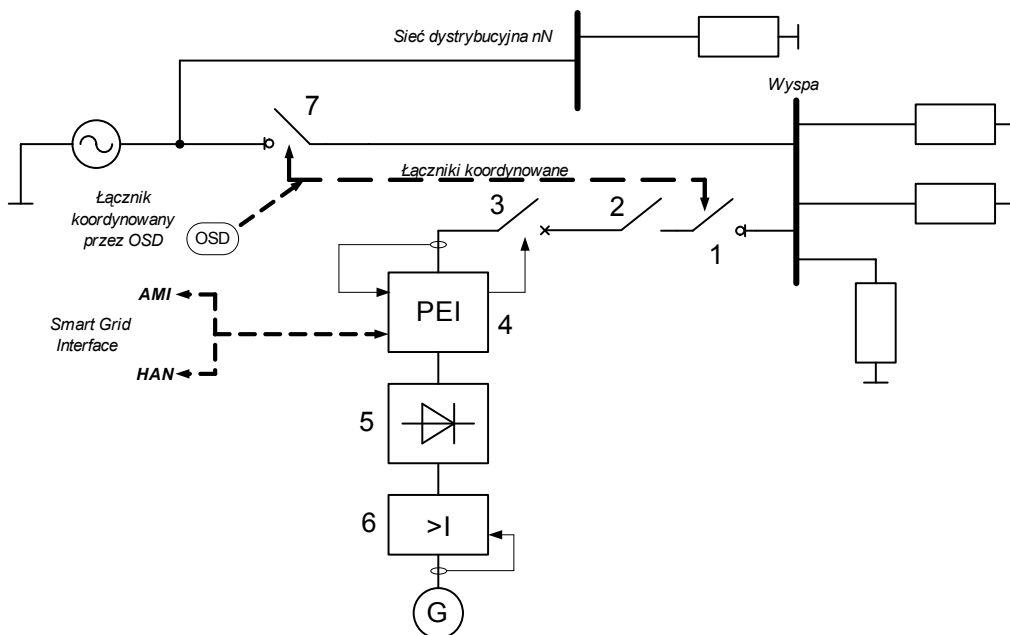
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe ($<f$) – w przypadku jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA

- zabezpieczenie nadprądowe od zwarcí międzyfazowych ($>I_{zwarcíowe}$) - w przypadku jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA

- zabezpieczenie od pracy niepełno fazowej

Wymogi dotyczące przyłączania jednostek wytwórczych z generatorem asynchronicznym do SD z możliwością pracy wyspowej są podobne jak w przypadku przyłączania jednostek wytwórczych z generatorami synchronicznymi. Ze względu na to, że jednostka wytwórcza z generatorem asynchronicznym w przypadku pracy wyspowej musi być wyposażona w źródło mocy biernej w postaci baterii kondensatorów, bateria kondensatorów do zacisków generatora musi być przyłączona przez łącznik koordynowany przez ZZG, umożliwiający jej szybkie odłączenie w przypadku, gdy jednostka wytwórcza zostanie odłączona od wyspy. W przeciwnym wypadku nagłe odciążenie generatora i wzrost prędkości obrotowej mogłoby spowodować pojawienie się napięcia samowzbudzenia na zaciskach generatora i uszkodzić generator.

Na rysunku 4.7 pokazano sposób przyłączenia jednostki wytwórczej z generatorem współpracującym z falownikiem do pracy wyspowej. Podobnie jak wszystkie jednostki wytwórcze mające możliwość pracy wyspowej, również w tym przypadku jednostka wytwórcza musi być wyposażona w dodatkowy łącznik umożliwiający odłączenie jej od SD i odseparowanie wyspy od reszty SD.



Rys. 4.7. Schemat przyłączenia jednostki wytwórczej z generatorem współpracującym z falownikiem do pracy wyspowej; 1 – łącznik do odłączenia jednostki wytwórczej i tworzący przerwę izolacyjną (może być koordynowany przez OSD i wyposażony w system odwzorowania stanu pracy w systemie operatorskim), 2 – odłącznik, 3 – wyłącznik koordynowany przez PEI, 4 – PEI – interfejs energoelektroniczny, 5 – prostownik, 6 – zabezpieczenie nadprądowe generatora, 7 - łącznik umożliwiający odłączenie jednostki wytwórczej i tworzący przerwę izolacyjną oraz oddzielający wyspę od SD w przypadku pracy wyspowej (skoordynowany z łącznikiem 1 i wyposażony w system odwzorowania stanu pracy w systemie operatorskim)

Interfejs energoelektroniczny łączy w sobie funkcje przekształtnika oraz zespołu zabezpieczeń generatora. Funkcje jakie musi realizować PEI są następujące:

- zabezpieczenie zerowo-napięciowe
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe
- zabezpieczenie podnapięciowe ($<U$)
- zabezpieczenie nadnapięciowe ($>U$)
- zabezpieczenie nad częstotliwościowe ($>f$)
- zabezpieczenie pod częstotliwościowe ($<f$)
- zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne ($>I_{zwłoczne}$)
- zabezpieczenie nadprądowe zwarciove ($>I_{zwarciowe}$)
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe ($<f$) – w przypadku jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA
- zabezpieczenie nadprądowe od zwarc międzyfazowych ($>I_{zwarciowe}$) - w przypadku jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA
- zabezpieczenie od pracy niepełno fazowej

Należy podkreślić, że w przypadku pracy wyspowej falownik pracuje jako falownik napięcia, w związku z tym nie jest wymagane stosowanie pętli synchronizacji fazowej z siecią dystrybucyjną.

W tabeli 4.1 zestawiono wszystkie analizowane układy integracji jednostek wytwórczych z siecią dystrybucyjną wraz z wymaganymi dla nich zabezpieczeniami i urządzeniami.

Jednostki wytwórcze o mocy do 100 kVA nie muszą być wyposażone w systemy zdalnego sterowania nadzorowane przez OSD, jednak operator może zażądać zainstalowania łączników koordynowanych przez OSD i / lub odwzorowujących stan pracy w systemie dystrybutorskim operatora. W związku z powyższym przy projektowaniu tego typu układów, należy to wziąć pod uwagę i wyposażyć jednostkę wytwórczą w łączniki mogące być zdalnie sterowane i koordynowane przez OSD oraz wyposażone w system odwzorowania stanu pracy. Takie rozwiązania poprawiają bezpieczeństwo funkcjonowania SD oraz zapewniają bezpieczeństwo jego użytkownikom.

Dla poszczególnych jednostek wytwórczych, w zależności od miejsca ich zainstalowania, podłączenia i charakteru, operator może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych. W takim wypadku zespół zabezpieczeń generatorowych lub interfejs energoelektroniczny, muszą realizować również tę funkcję.

Jeżeli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN umożliwiającego odłączenie jednostki wytwórczej i tworzącego przerwę izolacyjną, musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN (Rys. 4.8).

Zarówno łącznik 1 po stronie nN jak i łącznik 4 po stronie SN muszą być wyposażone w system odwzorowania stanu pracy w systemie dystrybutorskim. Dodatkowo łączniki te mogą być zdalnie sterowane przez OSD, a ich działanie jest ściśle skoordynowane.

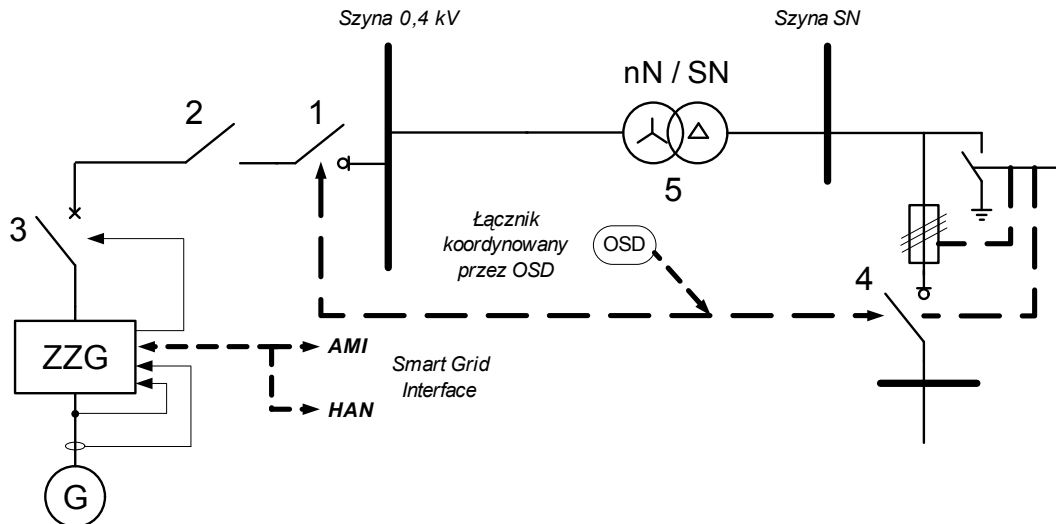
Tabela 4.1.

Wymagane zabezpieczenia i urządzenia	Praca równoległa z siecią jednostki wytwórczej			Praca wyspowa jednostki wytwórczej		
	Z generatorem synchronicznym	Z generatorem asynchronicznym	Z generatorem współpracującym z falownikiem	Z generatorem synchronicznym	Z generatorem asynchronicznym	Z generatorem współpracującym z falownikiem
Zerowo-napięciowe	√	√	√	√	√	√
Ziemno-zwarciove	√	√	√	√	√	√
Podnapięciowe ($<U$)	√	√	√	√	√	√
Nadnapięciowe ($>U$)	√	√	√	√	√	√
Przed wzrostem prędkości obrotowej generatora ($>\omega$)	√	√		√	√	
Nad częstotliwościowe ($>f$)	√	√	√	√	√	√
Pod częstotliwościowe ($<f$)	√*	√*	√*	√*	√*	√*
Nad prądowe zwłoczne ($>I_{zwłoczne}$)	√	√	√	√	√	√
Nad prądowe zwarciove ($>I_{zwarciove}$)	√	√	√	√	√	√
Nad prądowe rozruchowe (I_r)		√***				
Nad prądowe od zwarć międzyfazowych ($>I_{zw-międzyfazowe}$)	√*	√*	√*	√*	√*	√*
Zabezpieczenie od pracy niepełno fazowej	√	√	√	√	√	√
Zabezpieczenie przed asymetrią napięcia	√	√	√	√	√	√
Dodatkowy łącznik separujący jedn. wytwórczą i wyspę od SD				√	√	√
Urządzenia synchronizacji z siecią	√		√			
Zabezpieczenie mocowo-kierunkowe	√***	√***	√			

* - dla jednostek wytwórczych o mocy powyżej 100 kVA

** - dla generatorów asynchronicznych, których rozruch przeprowadzany jest z sieci $I_r < 60A$

*** - zabezpieczenie, które dodatkowo mogą być wymagane przez OSD



Rys. 4.8. Schemat przyłączenia jednostki wytwórczej do SD przez transformator nN/SN; 1 – łącznik koordynowany przez OSD do wyłączenia jednostki wytwórczej, 2 – odłącznik, 3 – wyłącznik koordynowany przez ZZG, 4 – łącznik po stronie SN do odłączenia jednostki wytwórczej i stworzenia przerwy izolacyjnej wyposażony w system odwzorowania stanu pracy w systemie operatorskim (może być wyposażony w system zdalnego sterowania), 5 – transformator nN / SN

4.4. Koordynacja zabezpieczeń jednostek wytwórczych

Źródła przyłączane lub przyłączone do sieci nN muszą być wyposażone w automatykę powodującą trwałe odłączenie źródła od sieci nN, w przypadku zaniku napięcia w tej sieci. Załączenie źródła może nastąpić po ponownym pojawieniu się napięcia ze zwłoką czasową określoną przez OSD w warunkach przyłączenia lub umowie o przyłączenie.

Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń dodatkowych i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.

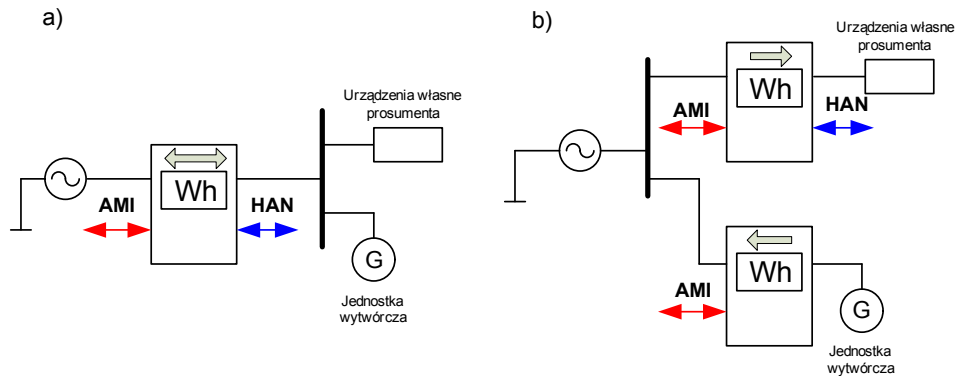
Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.

5. PRACA JEDNOSTKI WYTWÓRCZEJ W SIECI SMART GRID

5.1. Komunikacja jednostek wytwórczych z OSD (AMI/HAN)

Jednostki wytwórcze prosumentów energetycznych współpracujących z siecią dystrybucyjną operatora, pracujące w sieci Smart Grid, w celu zagwarantowania poprawnej, bezpiecznej i bezawaryjnej pracy muszą wymieniać informację z OSD. Aby taka komunikacja była możliwa (obecnie infrastruktura sieci komunikacyjnych na poziomie nN praktycznie nie istnieje), muszą one być wyposażone w tzw. interfejsy komunikacyjne Smart Grid (Smart Grid Interface). Interfejsy mogą pełnić również funkcję pomiarowo

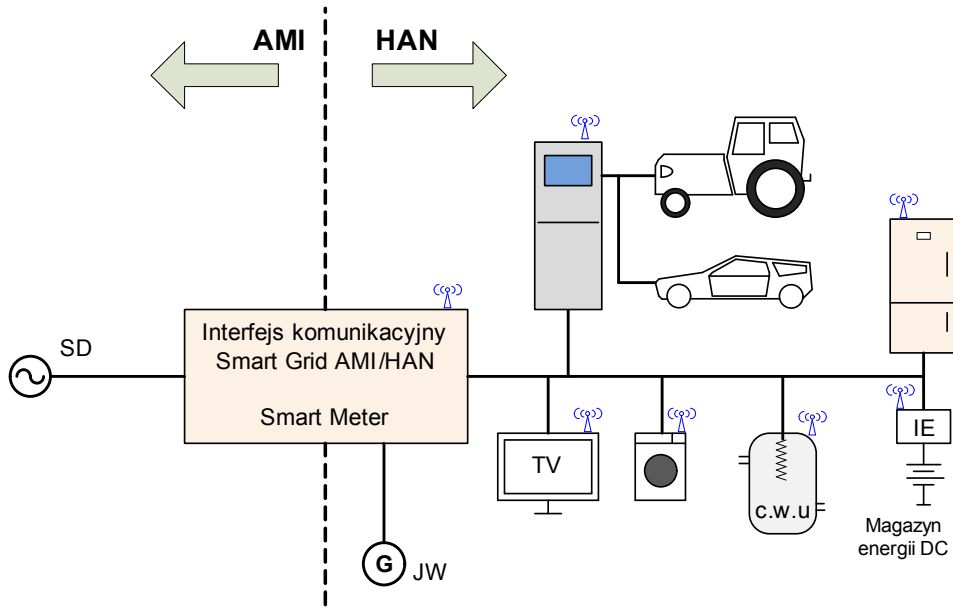
rozliczeniową (liczniki energii pobranej/oddanej do sieci). Punkt pomiarowo-rozliczeniowy jest elementem łączącym sieć dystrybucyjną z wewnętrzną lokalną siecią prosumenta. Jest zatem doskonałym punktem mogącym stanowić interfejs komunikacyjny pomiędzy prosumentem a OSD (AMI/HAN interface). Sposoby przyłączenia prosumenta do SD przez Smart Grid interfejs pokazano na rysunku (Rys. 5.1).



Rys. 5.1 Przyłączenie prosumenta do SD przez, a) dwukierunkowy układ pomiarowo-rozliczeniowy Smart Grid, b) dwa układy jednokierunkowe

Jednostki wytwórcze komunikują się z OSD za pomocą sieci **AMI** (Advanced Metering Infrastructure). Dodatkowo w celu zarządzania energią w lokalnej sieci prosumenta stosowana jest tzw. sieć **HAN** (Home Area Network). Należy podkreślić, że obecnie takie struktury jak AMI i HAN nie istnieją i należy je dopiero rozwijać. Różnica w przyłączeniu prosumenta do SD polega na umieszczeniu układu pomiarowo-rozliczeniowego (interfejsu smart grid). W pierwszym przypadku (Rys. 5.1a) zastosowany jest dwukierunkowy układ pomiarowo-rozliczeniowy. Jednostka wytwórcza prosumenta zarządzana jest przez sieć HAN, przy stałej komunikacji z AMI. Prosument w pierwszej kolejności zaspokaja własne potrzeby energetyczne, a nadwyżka wytwarzanej energii elektrycznej przesyłana jest do SD. W przypadku zastosowania dwóch jednokierunkowych układów pomiarowo-rozliczeniowych (Rys. 5.1b) jednostka wytwórcza kontrolowana jest przez OSD za pomocą AMI. Energia elektryczna w pierwszej kolejności przesyłana jest do SD (sprzedawana operatorowi) a następnie z SD do urządzeń odbiorczych prosumenta (kupowana przez prosumenta).

Za pomocą AMI operator sieci dystrybucyjnej, u którego przyłączona jest jednostka wytwórcza, może przez interfejs komunikacyjny zdalnie się z nią komunikować, monitorować jej aktualny stan oraz parametry pracy. Interfejs komunikacyjny zbiera również informacje z sieci HAN. W przypadku braku zasilania od strony SD lub pracy wyspowej jednostki wytwórczej, zarządzanie nad nią przejmuje sieć HAN prosumenta. Nie oznacza to jednak zerwania komunikacji z OSD za pomocą AMI. Ciągła komunikacja z OSD przez AMI jest konieczna z uwagi chociażby na oczekiwanie na informację od OSD o przywróceniu zasilania podstawowego i możliwości przejścia z pracy wyspowej na pracę równoległą z siecią. Sieć HAN przez interfejs komunikacyjny zintegrowany z układem pomiarowo-rozliczeniowym na bieżąco wymienia również informację z AMI dotyczące m.in. aktualnego obciążenia. Koncepcję interfejsu Smart Grid pełniącego funkcję pomiarowo-rozliczeniową oraz komunikacyjną pomiędzy siecią HAN prosumenta a siecią AMI, z przyłączoną jednostką wytwórczą (JW) pokazano na rysunku 5.2.



Rys. 5.2. Komunikacja jednostki wytwórczej z siecią AMI oraz HAN za pomocą interfejsu komunikacyjnego Smart Grid

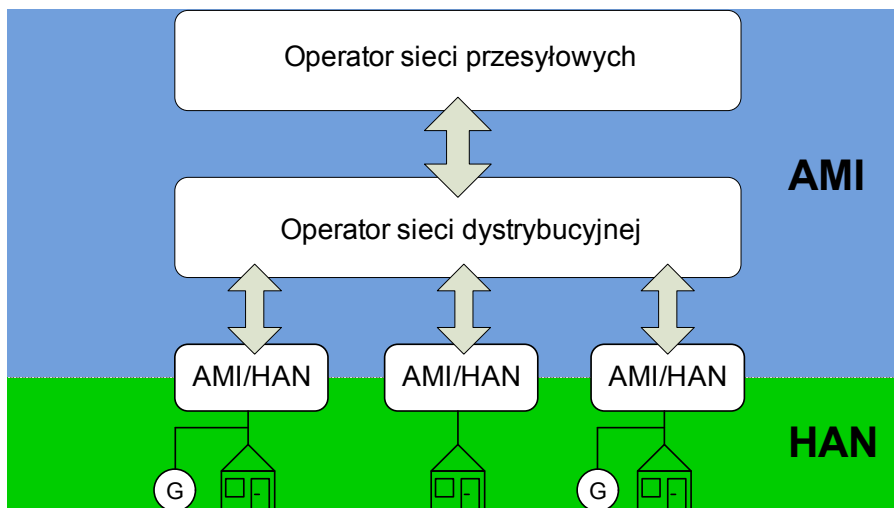
5.2. Bilansowanie systemu elektroenergetycznego

Praca jednostki wytwórczej w sieci Smart Grid musi przynosić korzyści zarówno prosumentowi energetycznemu jak również operatorowi sieci dystrybucyjnej. Jednostki wytwórcze małej mocy przyłączone do sieci dystrybucyjnej nN pokrywają lokalne zapotrzebowanie (na poziomie OSD) na energię elektryczną. W związku z tym zmniejszają obciążenie sieci dystrybucyjnej, linii przesyłowych, transformatorów, a tym samym powodują zmniejszenie strat przesyłowych. Ponadto możliwość pracy wyspowej jednostek wytwórczych zwiększa niezawodność i bezpieczeństwo zasilania.

Prosumenci energii elektrycznej mogą i powinni brać udział w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego. Ich udział w bilansowaniu systemu pozwoli na złagodzenie krzywej dobowej obciążenia systemu elektroenergetycznego, a to z kolei spowoduje odciążenie systemu w okresie największego zapotrzebowania na energię elektryczną, zmniejszając jednocześnie straty przesyłowe. W okresie tzw. „szczytu”, czyli największego zapotrzebowania na energię elektryczną i jednocześnie największego obciążenia systemu, OSD za pomocą AMI może wysłać do jednostek wytwórczych prosumentów przyłączonych do SD informację o zwiększeniu ilości wytwarzanej energii. Jednocześnie sterownik HAN po otrzymaniu informacji przez interfejs AMI/HAN od OSD, może zdecydować o czasowym wyłączeniu odbiorników energii elektrycznej, które w tym czasie nie wymagają zasilania lub których priorytet w zasilaniu został przez prosumenta oznaczony jako niski. Taki zabieg dodatkowo spowoduje odciążenie sieci elektroenergetycznej. Analogiczne działania będą podjęte w przypadku nadwyżki energii w systemie. Operator sieci dystrybucyjnej komunikując się przez AMI z prosumentem, wysyła informację o ograniczeniu ilości wytwarzanej energii przez jednostki wytwórcze. Ponadto bazując na informacjach

przesyłanych przez OSD za pomocą AMI, sterownik HAN prosumenta może również sterować zasilaniem urządzeń własnych prosumenta. Podjąć decyzję o załączeniu zasobników energii w tryb magazynowania (załączenie elektrolizerów, pieców akumulacyjnych, systemów ładowania baterii akumulatorów, itp.), załączeniu innych urządzeń, które były wyłączone lub ich zasilanie zostało czasowo ograniczone w czasie trwania „szczytu”, czy podłączeniu do ładowania mobilnych magazynów energii takich jak pojazdy elektryczne. Należy podkreślić, że **zgodnie z dokumentami konstytuującymi Pakiet 3x20 energia elektryczna (wytworzana w OZE) wykorzystana do napędu samochodu elektrycznego będzie się zaliczać ze współczynnikiem 2,5 do celu związanego z udziałem energii odnawialnej na rynkach końcowych energii**. Udział prosumentów w bilansowaniu systemu powinien im przynosić korzyści finansowe. Kwestia taryf i rozliczeń finansowych powinna być przedmiotem szerszej dyskusji.

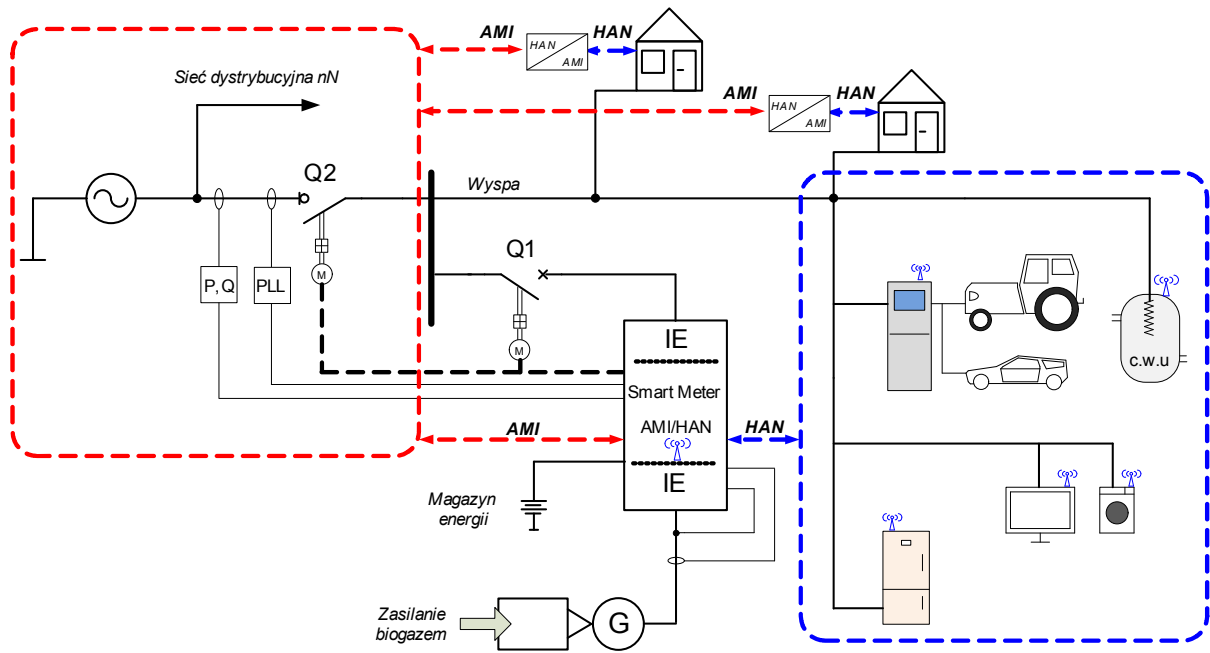
W celu umożliwienia prosumentom aktywnego udziału w bilansowaniu systemu, jednostki wytwórcze muszą wymieniać z OSD szereg informacji. Jednostka wytwórcza prosumenta powinna na bieżąco w czasie rzeczywistym (on-line) wysyłać do OSD informację na temat ilości aktualnie wytwarzanej energii i jej parametrach, o ilości energii elektrycznej zmagazynowanej w zasobnikach energii (również mobilnych takich jak pojazdy elektryczne) oraz o możliwościach regulacyjnych jednostki generatorowej. Schemat pokazujący przepływ informacji w sieci Smart Grid pokazano na rysunku 5.3.



Rys. 5.3. Wymiana informacji w sieci Smart Grid za pomocą HAN i AMI

Naturalnym wydaje się, że najwyższe kompetencje w zarządzaniu jednostką wytwórczą powinien mieć operator sieci dystrybucyjnej, ponieważ to do niego spływają informacje dotyczące dobowych zmian obciążenia systemu. Ponadto za pomocą AMI otrzymuje on na bieżąco informacje o stanie i parametrach pracy SD oraz wymienia informacje z operatorem sieci przesyłowych. Hierarchiczny i dwukierunkowy przepływ informacji pomiędzy operatorem sieci przesyłowych a operatorami sieci dystrybucyjnych a następnie pomiędzy OSD a prosumentami energii elektrycznej pozwala na jasne i przejrzyste zarządzanie systemem elektroenergetycznym.

Koncepcje integracji jednostki wytwórczej z siecią Smart Grid za pomocą inteligentnego interfejsu łączącego zarówno funkcje komunikacyjne, pomiarowo-rozliczeniowe jak również kontrolujące pracę jednostki wytwórczej pokazano na rysunku 5.4.



Rys. 5.4. Koncepcja integracji jednostki wytwórczej zasilanej biogazem z SD za pomocą Smart Grid interface

Należy podkreślić, że jednostki wytwórcze wyposażone jedynie w asynchroniczne lub synchroniczne zespoły generatorowe mają niewielki zakres regulacji, który może być niewystarczający do bilansowania sieci Smart Grid. Największe możliwości regulacyjne oraz dynamikę mają jednostki generatorowe współpracujące z przekształtnikami energoelektronicznymi (Interfejsami Energoelektronicznymi). Jednostki wytwórcze wyposażone w interfejsy energoelektroniczne (IE) stają się bardziej elastyczne. Przekształtniki energoelektroniczne mogą zabezpieczać prosumenta od zakłóceń pochodzących z SD i odwrotnie, mogą zabezpieczać SD przed zakłóceniami generowanymi przez urządzenia prosumenta.

6. PODSUMOWANIE

W opracowaniu przedstawiono koncepcje integracji jednostek wytwórczych zasilanych biogazem (z biogazowni rolniczych) z siecią dystrybucyjną. Z założenia jednostki generatorowe instalowane w biogazowniach rolniczych to jednostki wytwórcze o niewielkich mocach przyłączane bezpośrednio do sieci nN lub przez transformator nN/SN. Jednostki generatorowe w biogazowniach rolniczych mogą być wyposażone w generatory asynchroniczne, synchroniczne lub generatory współpracujące z przekształtnikami energoelektronicznymi (interfejsy energoelektroniczne). Wybór rodzaju jednostki generatorowej podyktowany jest między innymi miejscem jej zainstalowania, charakterem zasilanych odbiorników, względami ekonomicznymi, wymaganymi możliwościami regulacyjnymi, itp. Najkorzystniejszym rozwiązaniem z ekonomicznego punktu widzenia jest zastosowanie generatora asynchronicznego. Jednak ze względu na jego charakter (utrzymywanie maszyny asynchronicznej w trybie pracy generatorowej), w przypadku podłączenia do sieci, której obciążenie zmienia się dość dynamicznie, sterowanie mocą bierną

dostarczaną do generatora może być kłopotliwe. Zaletą natomiast jest brak urządzeń do synchronizacji z siecią. W przypadku sieci, których obciążenie zmienia się dynamicznie w szerokim zakresie, w punktach systemu gdzie wymagane są szerokie możliwości regulacyjne związane z bilansowaniem systemu, najkorzystniejszym rozwiązaniem będzie zastosowanie jednostki generatorowej współpracującej z falownikiem. W takim wypadku falownik może być częścią interfejsu energoelektronicznego realizującego funkcje zespołu zabezpieczeń generatora, układów synchronizacji z siecią czy zabezpieczeń kierunkowo-mocowych. Dodatkowo może pełnić rolę „zapory” przed zakłóceniami, zabezpieczając prosumenta przed zakłóceniami od strony sieci, jak również zabezpieczając sieć przed zakłóceniami generowanymi przez urządzenia własne prosumenta energii elektrycznej.

Generacja rozproszona i zdecentralizowany system elektroenergetyczny, a tym samym stosowanie jednostek wytwórczych o niewielkich mocach i mikroźródeł przyłączanych do sieci dystrybucyjnej jest jednym z głównych założeń sieci Smart Grid. W świetle obecnych uregulowań prawnych jednostki wytwórcze przyłączane do sieci dystrybucyjnej o napięciu do 1 kV muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą im pracę wyspowa. Praca wyspowa takich źródeł możliwa jest jedynie na wyspę urządzeń własnych wytwórcy. Wynika z tego, że biogazownia rolnicza nie może być traktowana jako rezerwowe źródło zasilania, tak jak np. generator napędzany silnikiem diesla z odpowiednim zapasem paliwa. Jest to zapis, jaki należałoby zmienić i umożliwić jednostką wytwórczym takim jak mikrobiogazownie rolnicze przyłączanie do sieci nN również w trybie pracy wyspowej. Generatory zasilane z mikrobiogazowni rolniczych należałoby wtedy traktować, jako źródła zasilania rezerwowego. W takim wypadku należałoby jednak wyraźnie określić ilość biogazu, jaka musi być utrzymywana w rezerwie, aby umożliwić pracę takiej jednostki wytwórczej przez określony czas, podobnie jak ma to miejsce w przypadku zespołów generatorowych napędzanych silnikami diesla.

Innym zagadnieniem wymagającym dyskusji jest kwestia wymiany i przepływu informacji w sieciach Smart Grid (AMI i HAN). Obecnie infrastruktura taka jak AMI czy HAN nie istnieje. Należy ustalić, jakie informacje powinny być wymieniane w sieci Smart Grid, ustalić priorytety i kompetencje w zakresie sterowania jednostkami wytwórczymi prosumentów. Ponadto należy ustalić sposób rozliczeń pomiędzy prosumentami energii elektrycznej biorącymi udział w bilansowaniu systemu a operatorami sieci dystrybucyjnych.

Rozwój sieci Smart Grid pozwoli na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, niezawodności zasilania, zwiększy też sprawność i efektywność sieci elektroenergetycznej. Podstawowym zagadnieniem wymagającym rozwiązania jest umożliwienie prosumentom energii elektrycznej stania się „aktywnym” podmiotem przyłączonym do sieci Smart Grid. Pod tym kątem należy rozwijać infrastrukturę kontrolno-pomiarową (AMI i HAN), umożliwić przyłączanie do sieci odnawialnych źródeł energii, pracę interfejsów energoelektronicznych w sieci elektroenergetycznej, układów elastycznego przesyłu prądu przemiennego (FACTS) oraz magazynów energii (baterie akumulatorów, piece akumulacyjne, pojazdy elektryczne – jako mobilne magazyny energii, ogniwa paliwowe, itp.).

Literatura:

- [1] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Enea Operator, (stan na 19.09.2011); IRiESD Vattenfall Distribution Poland S.A., 01.12.2008; IRiESD Energa S.A., 01.01.2007
- [2] Ustawa z dnia 19.04.1997 Prawo Energetyczne, wraz ze wszystkimi późniejszymi poprawkami, (stan na 1.07.2011)
- [3] Tadeusz Sutkowski, „Rezerwowe i bezprzerwowe zasilanie w energię elektryczną – urządzenia i układy”, Stowarzyszenie Elektryków Polskich Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictw, Warszawa 2007
- [4] PN-IEC 60364-5-551 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Niskonapięciowe zespoły prądowórcze

„Określenie roli, funkcji, rozwiązań technicznych smartgrid-u na poziomach: gospodarstwa rolnego prosumenta (szczegółowe rozwiązania techniczne w zakresie współpracy źródeł wytwórczych prosumenta z siecią elektroenergetyczną niskiego napięcia - zarówno w przypadku pracy wyspowej, jak i współpracy z KSE), gminnego centrum energetycznego, gminy, powiatu”

EKOENERGETYKA Zachód s.c. Bartosz Kubik Maciej Wojeński
ul. Prof. Z. Szafrana 2/024, 65-516 Zielona Góra
NIP: 929-181-67-67, REGON: 080356170

Opracowanie dotyczy możliwości technicznych w zakresie integracji jednostek wytwórczych prosumenta z siecią elektroenergetyczną niskiego napięcia zarówno w trybie pracy równoległej z siecią jak i wyspowej. Przedstawiono sposoby przyłączenia prosumentów energetycznych wyposażonych w OZE (biogaz, turbiny wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne). Omówiono i zaproponowano zasobniki energii (również mobilne) do współpracy z OZE prosumenta. Wskazano na sposób sterowania i nadzoru nad pracą jednostek wytwórczych, określono hierarchę kompetencji, przepływ oraz wymianę informacji w sieci Smart Grid. Zasugerowano zagadnienia, które należałoby szerzej rozpatrzyć w kontekście funkcjonowania sieci Smart Grid.

Etap nr 16

Opracowanie algorytmu programu komputerowego związanego z mikrokogeneracją oraz mikropoligeneracją z OZE, z uwzględnieniem mikrobiogazowni

Spis treści

1. Wstęp	36
2. Integracja jednostki wytwórczej zasilanej biogazem z siecią dystrybucyjną nN	37
2.1. Opis układów	37
2.2. Praca i rola mikrobiogazowni w sieci Smart Grid	40
2.3. Wymagania dotyczące pracy wyspowej	42
2.4. Podsumowanie	42
3. Integracja małych turbin wiatrowych z siecią dystrybucyjną nN	43
3.1. Opis układów małych turbin wiatrowych	43
3.2. Praca i rola mikroturbin wiatrowych w sieci Smart Grid	45
3.3. Podsumowanie	46
4. Integracja ogniw fotowoltaicznych z siecią dystrybucyjną nN	47
4.1. Opis układów z PV	47
4.2. Praca i rola ogniw fotowoltaicznych w sieci Smart Grid	50
4.3. Podsumowanie	50
5. Zasobniki (magazyny) energii w sieci Smart Grid	50
5.1. Stacjonarne zasobniki energii	51
5.2. Mobilne zasobniki energii	55
5.3. Współpraca OZE z zasobnikami energii	56
5.4. Podsumowanie	57
6. Koordynacja pracy jednostek wytwórczych prosumenta w sieci Smart Grid	58
6.1. Sposób przyłączenia prosumenta do sieci Smart Grid	58
6.2. Przepływ informacji w sieci Smart Grid	61
6.3. Podział kompetencji	62
6.4. Sterowanie jednostkami wytwórczymi (infrastruktura HAN, AMI)	63
7. Infrastruktura sieci Smart Grid - rozwiązania techniczne	68
7.1. Zabezpieczenia generatorowe	69
7.2. Przekształtniki energoelektroniczne	70
7.3. Aparatura łączeniowa	72
7.4. Komunikacja	73
7.5. Opomiarowanie	74
7.6. Interfejs energoelektroniczny	75
8. Podsumowanie	79
Literatura	81

Słownik

AMI – “(ang. Advanced Metering Infrastructure) Obecnie jest to przede wszystkim infrastruktura pomiarowa ukierunkowana na pomiary rozliczeniowe energii elektrycznej u wszystkich, bez wyjątku, odbiorców energii elektrycznej, praktycznie nieobejmująca innych mediów (energetycznych i nie tylko). Kreowana jest przez wąskie grupy interesów z obszaru elektroenergetyki i przemysłu ICT. Raczej przywołująca syndrom Wielkiego Brata niż nadzieję na budowę społeczeństwa wiedzy” [11]

EV – (ang. Electrical Vehicle) Pojazd elektryczny

IE – interfejs energoelektroniczny – przekształtnik (lub zespół przekształtników) energoelektroniczny wyposażony w układy pomiarowe, jednostki sterujące, zabezpieczenia oraz systemy komunikacyjne, sprzęgający odnawialne źródła energii z siecią dystrybucyjną oraz zasobnikami (magazynami) energii

HAN – (ang. Home Area Network) Lokalna sieć należąca do prosumenta, komunikująca się z urządzeniami własnymi prosumenta i zarządzająca ich pracą.

OSD – operator sieci dystrybucyjnej - Niezależny operator na rynku energii elektrycznej, działający w UE (OSD – od 1 lipca 2007), ustanowieni mocą dyrektywy 2003/54/WE – elektroenergetycznej [11]

OZE – Odnawialne źródła energii (energia wiatrowa, słoneczna, biomasa, itp.)

SD – sieć dystrybucyjna

WLZ – wewnętrzna linia zasilająca

Jednostka wytwórcza zasilana biogazem (JW) - mikroinstalacja (wydajność biogazu w przeliczeniu na czysty metan: do 100 tys. m³; moc elektryczna źródeł kogeneracyjnych: do 50 kW; prosumenckie łańcuchy wartości z pompą ciepła oraz z samochodem elektrycznym)

Mikrogenerator zasilany biogazem – generator prądu pracujący w jednostce wytwórczej zasilanej biogazem

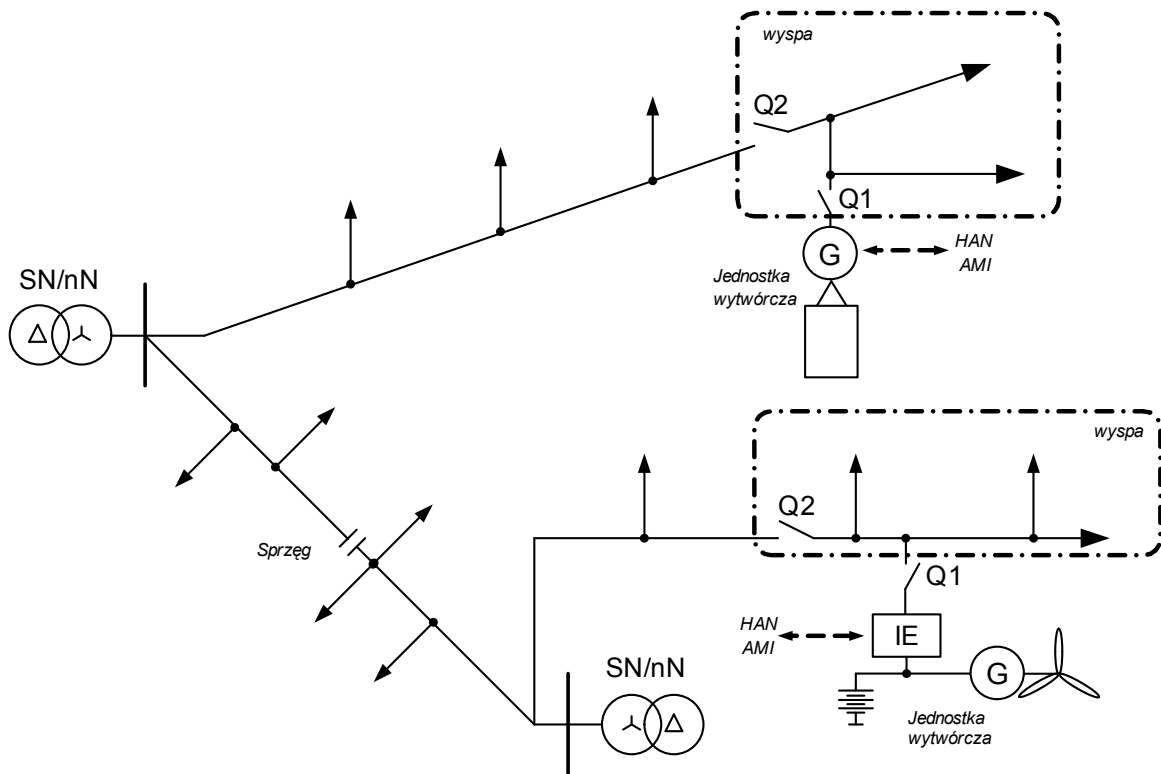
Mikroturbina wiatrowa – turbina wiatrowa o mocy od 3 kW do 10 kW (instalacja 3-fazowa) i do 3 kW (instalacja 1-fazowa)

Mikroźródło – źródło energii elektrycznej o znamionowym prądzie nie większym niż 16A (do 3 kW instalacja 1-fazowa/od 3 kW do 10 kW instalacja 3-fazowa)

Prosument – „jest aktywnym klientem, tzn. takim, który nie tylko kupuje (paliwa, energię) od tradycyjnych dostawców, ale wchodzi z nimi w aktywne relacje kupna-sprzedaży. Produkuje on energię z wykorzystaniem technologii URE i odsprzedaje jej nadwyżki. Sprzedaje także usługi systemowe, m.in. takie jak redukcja zapotrzebowania. Wyposaża się w zasobnikowe technologie URE zapewniającemu rezerwowe zasilanie w energię, zwłaszcza elektryczną, w przypadku awarii sieciowych” [11].

1. Wstęp

Rozwój sieci Smart Grid, wymaga nie tylko zmiany sposobu myślenia, ale przede wszystkim zmiany sposobu zarządzania systemem elektroenergetycznym. Rozwój generacji rozproszonej oraz odnawialnych źródeł energii (OZE), pozwolą na elastyczne i efektywne wykorzystanie systemu elektroenergetycznego przy zachowaniu bezpieczeństwa zasilania. W celu umożliwienia rozwoju sieci Smart Grid należy wypracować procedury dotyczące przyłączania jednostek wytwórczych (między innymi małych jednostek wytwórczych instalowanych w gospodarstwach rolnych, takich jak mikrobiogazownie rolnicze, małe generatory wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne, czy zasobniki energii) ich kontroli i sterowania, określenia wymaganych informacji, jakie powinny być wymieniane z operatorem systemu oraz podziału kompetencji w zarządzaniu jednostkami wytwórczymi przyłączonymi do sieci nN. Przykładową strukturę sieci dystrybucyjnej nN z przyłączonymi do niej małymi jednostkami wytwórczymi umożliwiającymi również pracę w trybie wyspowym w przypadku awarii sieci dystrybucyjnej pokazano na rysunku 1.1.



Rys. 1.1. Przykładowa struktura sieci nN z przyłączonymi bezpośrednio do niej jednostkami wytwórczymi z możliwością pracy wyspowej

Opracowanie procedur ruchowych i eksploatacyjnych, jasny podział kompetencji pomiędzy wytwórcą energii (w tym przypadku gospodarstwem rolnym prosumenta) a operatorem sieci dystrybucyjnego (OSD) ma fundamentalne znaczenie pod względem bezpieczeństwa pracy JW. Należy przewidzieć szereg scenariuszy i zdarzeń, jakie mogą wystąpić w SD i opracować algorytmy działania zabezpieczeń i aparatury łączeniowej w

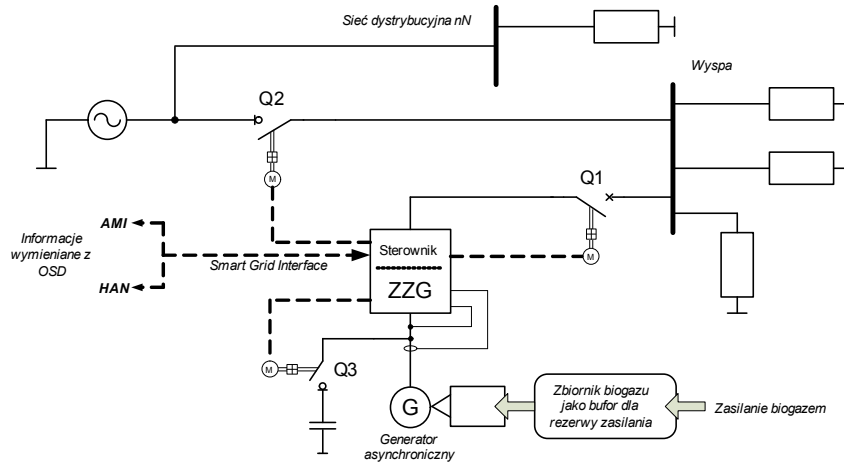
sposób umożliwiający bezpieczne działanie SD z uwzględnieniem ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Chcąc zapewnić takie działania jednostki wytwórcze muszą wymieniać z operatorem systemu szereg informacji dotyczących m. in. stanu pracy JW, aktualnej mocy generowanej przez JW, zapasu energii zgromadzonej w zasobnikach, itp. W związku z tym JW muszą zostać wyposażone w tzw. Interfejsy komunikacyjne Smart Grid, pozwalające na współpracę z sieciami **AMI (Advanced Metering Infrastructure)** i **HAN (Home Area Network)**. Wymieniane informacje pozwolą w sposób efektywny zarządzać pracą JW przyłączonej do SD. W dalszej części opracowania zostaną zaprezentowane rozwiązania układowe oraz rola i funkcje jednostek wytwórczych zasilanych biogazem, małych turbin wiatrowych, zasobników energii, ogniw fotowoltaicznych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia (nN). Należy założyć i podkreślić, że energia elektryczna otrzymywana z OZE musi mieć priorytet przed energią pozyskiwaną ze źródeł konwencjonalnych. W związku z powyższym OSD powinien w pierwszej kolejności dystrybuować energię z OZE (biogazownie, generatory wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne, itp.) Należy podkreślić, że w świetle obowiązujących zapisów [1] wszystkie jednostki wytwórcze podłączone bezpośrednio do sieci nN muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową. Praca wyspowa możliwa jest jedynie na wyspę urządzeń wytwórcy. Wychodząc od obowiązujących regulacji prawnych zapisanych w [1]–[3], zostaną określone propozycje zmian oraz wprowadzenie nowych regulacji prawnych i procedur eksploatacyjnych umożliwiających rozwój generacji rozproszonej w sieciach nN, a tym samym przyłączanie jednostek wytwórczych do sieci nN również z możliwością pracy wyspowej.

2. Integracja jednostki wytwórczej zasilanej biogazem z siecią dystrybucyjną nN

2.1. Opis układów

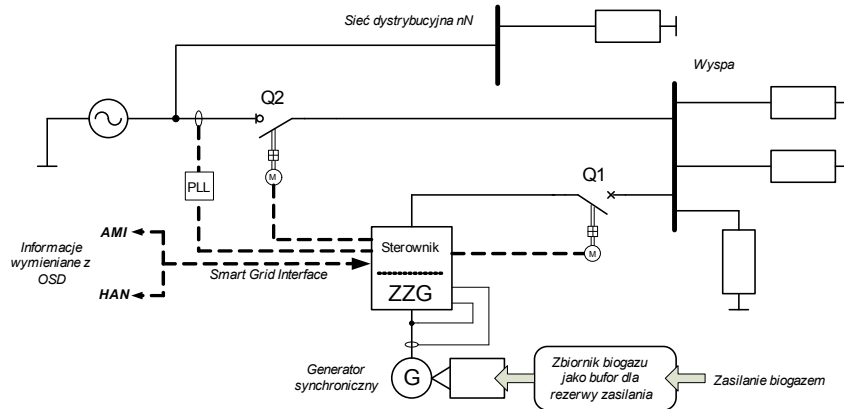
Jednostka wytwórcza współpracująca z silnikiem spalinowym zasilana biogazem może być wyposażona w generator asynchroniczny (rys. 2.1), synchroniczny (rys. 2.2) lub jednostkę generatorową współpracującą z falownikiem (rys. 2.3). Sposób eksploatacji jednostki wytwórczej, jej załączanie, wyłączenie, mierzone parametry, itp. zależą bezpośrednio od zastosowanego rodzaju jednostki generatorowej. W zależności od zastosowanego układu generacyjnego jednostki wytwórcze muszą być wyposażone w źródła mocy biernej (generatory asynchroniczne), układy synchronizacji z siecią (generatory synchroniczne i generatory współpracujące z falownikami). Jednostka wytwórcza przyłączona do sieci nN z możliwością pracy wyspowej, bez względu na zastosowaną jednostkę generatorową musi być wyposażona w łącznik umożliwiający odłączenie JW od sieci dystrybucyjnej (Q1) oraz drugi łącznik odłączający jednostkę wytwórczą i wyspę od SD (Q2) w trybie pracy wyspowej (rys. 2.1, 2.2, 2.3). Schemat przyłączenia do sieci dystrybucyjnej (SD) jednostki wytwórczej

(JW) z generatorem asynchronicznym zasilanej biogazem z możliwością pracy wyspowej pokazano na rysunku 2.1.



Rys. 2.1. Schemat przyłączenia jednostki wytwórczej zasilanej biogazem z generatorem asynchronicznym z możliwością pracy wyspowej do SD; Q1 – łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej wyposażony w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy w systemie dyspozytorskim, Q2 - łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej i wyspy oraz tworzący przerwę izolacyjną, wyposażony w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy w systemie dyspozytorskim

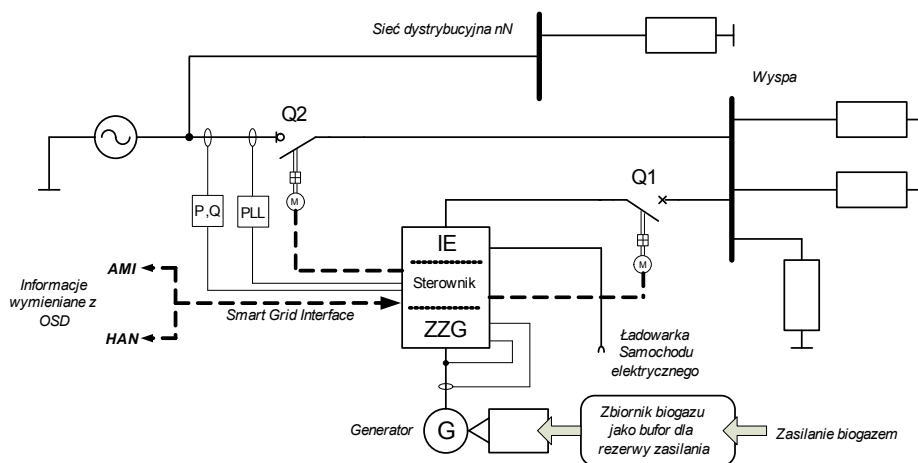
Jednostki generatorowe z generatorami asynchronicznymi charakteryzują się niewielkimi kosztami, natomiast mają mocno ograniczone możliwości regulacyjne. W związku z tym zastosowanie ich do ewentualnego bilansowania systemu może być kłopotliwe. Schemat jednostki wytwórczej zasilanej biogazem z generatorem synchronicznym i możliwością pracy wyspowej pokazano na rysunku 2.2.



Rys. 2.2. Schemat przyłączenia jednostki wytwórczej zasilanej biogazem z generatorem synchronicznym z możliwością pracy wyspowej do SD; Q1 – łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej wyposażony w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy w systemie dyspozytorskim, Q2 - łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej i wyspy oraz tworzący przerwę izolacyjną, wyposażony w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy w systemie dyspozytorskim

Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi mają nieco szersze możliwości regulacyjne w porównaniu z generatorami asynchronicznymi. Mimo to z punktu widzenia

sieci Smart Grid i udziału w bilansowaniu systemu ich zakres regulacji może być niewystarczający. Na rysunku 2.3 pokazano sposób przyłączenia jednostki generatorowej współpracującej z interfejsem energoelektronicznym charakteryzującej się szerokimi możliwościami regulacyjnymi.



Rys. 2.3. Schemat przyłączenia do SD jednostki wytwórczej współpracującej z falownikiem (interfejs energoelektroniczny IE) zasilanej biogazem; Q1 – łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej wyposażony w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy w systemie dyspozytorskim, Q2 - łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej i wyspy oraz tworzący przerwę izolacyjną, wyposażony w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy w systemie dyspozytorskim

Należy podkreślić, że każda z jednostek generatorowych musi być wyposażona w tzw. Smart Grid Interface, do komunikacji z sieciami AMI i HAN. Więcej o komunikacji, wymianie informacji i roli sieci AMI i HAN w sterowaniu JW przedstawiono w rozdziale 6.

Konfiguracja łączników determinująca tryb pracy jednostki wytwórczej pokazano w tabeli 2.1. W przypadku jednostki generatorowej z generatorem asynchronicznym łącznik Q3 służy do odłączenia baterii kondensatorów (źródło mocy biernej dla generatora asynchronicznego) w przypadku odłączenia generatora od sieci (rys. 2.1).

Tabela 2.1. Tabela stanów pracy łączników

Tryb pracy układu \ stan łącznika	Q1	Q2
Praca jednostki równoległa wytwórczej z SD	1	1
Praca wyspowa jednostki wytwórczej	1	0
Jednostka wytwórcza odłączona od SD	0	1

Odpowiednie sterowanie łączników Q1 i Q2 pozwala na bezpieczną eksploatację JW w SD. W trybie pracy równoległym z siecią łączniki Q1 i Q2 są zamknięte (Tabela 2.1). W przypadku pracy wyspowej niezbędne jest otwarcie łącznika Q2 i odseparowanie wyspy od reszty SD. Zapobiega to wtórnemu zasilaniu sieci dystrybucyjnej od strony jednostki wytwórczej. Zasilanie systemu przez jednostkę wytwórczą byłoby niebezpieczne z dwóch względów. Po pierwsze moc JW nie jest wystarczająca do zasilania większej liczby odbiorców.

Drugą przyczyną są względy bezpieczeństwa. W przypadku awarii sieci i próby jej usunięcia wystąpiłoby ryzyko zasilenia wtórnego sieci "z drugiej strony" (przez JW), a tym samym porażenia ewentualnych osób pracujących przy usuwaniu awarii.

Każda jednostka generatorowa wyposażona jest w zespół zabezpieczeń generatorowych (ZZG). Funkcja, jaką pełni ZZG polega na kontroli parametrów pracy generatora oraz monitorowaniu i kontroli parametrów energii elektrycznej na wyjściu jednostki generatorowej. Wymagania dotyczące zabezpieczeń dodatkowych, w jakie musi być wyposażona JW w zależności od zastosowanego rodzaju generatora opisano w [13].

Obecnie w ofercie handlowej można znaleźć gotowe rozwiązania łączników dedykowanych do załączania układów jednostek generacyjnych. Łączniki te wbudowane mają praktycznie komplet wymaganych zabezpieczeń jak również wyposażone są w wejścia sterujące pozwalające na dowolną konfigurację układu nadzoru i sterowania łącznie z kontrolą zdalną, która jest niezbędna przy pracy generatora w sieci Smart Grid. W swojej ofercie rozwiązania takie posiadają wszyscy znaczący producenci osprzętu elektroenergetycznego (patrz rozdz. 7.3).

2.2. Praca i rola mikrobiogazowni w sieci Smart Grid

Generatory zasilane biogazem są tzw. źródłami stabilnymi i przewidywalnymi (w przeciwieństwie do turbin wiatrowych czy ogniw fotowoltaicznych) zwłaszcza, jeżeli zostaną wyposażone dodatkowo w zbiornik (bufor) gazowy pełniący rolę zasobnika energii. W związku z tym ich rola w sieci Smart Grid, jak również priorytet działania jest znacznie wyższy niż w przypadku źródeł o mniejszym stopniu przewidywalności. Jednostki wytwórcze zasilane biogazem pracując w trybie równoległym z siecią mogą pokrywać zapotrzebowanie zarówno wytwórcy (właściciela JW, prosumenta energetycznego), jak również innych odbiorców przyłączonych do sieci nN. W przypadku wielu biogazowych źródeł przyłączonych do sieci nN, energia elektryczna może być przesyłana do sieci SN i dalej dystrybuowana do innych odbiorców. Duża liczba JW przyłączonych do sieci nN niesie jednak ze sobą ryzyko związane z możliwością wystąpienia zakłóceń w postaci wahań napięcia. W celu uniknięcia niepożądanych stanów należy opracować odpowiednie procedury sterownia JW oraz systemy komunikacji. Określić możliwy udział prosumentów energetycznych w wytwarzaniu energii elektrycznej oddawanej do sieci Smart Grid w porównaniu do jednostek centralnie dysponowanych. Jest to zagadnienie, które z pewnością będzie wymagało kompleksowego rozwiązania. Pomóc w tym może zaawansowany system przepływu informacji, pomiarowy jak również umożliwiający sterowanie i nadzór nad systemem elektroenergetycznym Smart Grid - AMI (Advanced Metering Infrastructure). Za pomocą AMI operator może zarządzać jednostkami wytwórczymi (o ile prosument energetyczny wyrazi na to zgodę) i używać ich do bilansowania sieci Smart Grid. Propozycja sterowania i kontroli JW prosumentów energetycznych oraz podziału kompetencji została opisana w rozdziale 6. Jednostki wytwórcze zasilane biogazem, ze względu na swój stabilny charakter pracy w znacznym

stopniu mogą wpłynąć na odciążenie SD (linii, transformatorów stacyjnych SN/nN) a tym samym na zmniejszenie strat przesyłowych.

Załączanie JW zasilanej biogazem do SD

Przyłączenie jednostki wytwórczej do SD, bez względu na charakter pracy (wyspowa, równoległe z siecią) jest możliwe jedynie po spełnieniu wszystkich warunków związanych z zachowaniem parametrów energii elektrycznej bez względu na rodzaj jednostki generatorowej. Dotyczą one m.in. wartości napięć, częstotliwości, wartości kąta fazowego, itp. i są szczegółowo określone w IRiESD [1] lub mogą być dodatkowo ustalane bezpośrednio z operatorem sieci dystrybucyjnej, do której przyłączona jest jednostka wytwórcza i określone w umowie. Obecnie podstawowym wymaganiem dla źródeł przyłączanych do SD nN jest to, aby ich całkowita moc nie przekraczała mocy znamionowej transformatora zainstalowanego w stacji SN/nN. Ponadto według przyjętych zasad moc zwarciowa generatora zasilanego biogazem musi być, co najmniej 20 razy większa od łącznej mocy jednostek wytwórczych przyłączonych do SD zasilanej z tej samej stacji. Jest to związane z pomijalnym w takim przypadku wpływem tych jednostek na działanie zabezpieczeń w czasie zwarcia. Należy jednak zwrócić uwagę na to, że jeżeli jednostka wytwórcza sprzęgana jest za pośrednictwem układu przekształtnikowego, to czas zadziałania zabezpieczeń przekształtnika będzie dużo krótszy od czasu zadziałania zabezpieczeń transformatora. Dzięki temu w chwili zwarcia generator zostanie wyłączony dużo szybciej, a więc nie zwiększy w sposób znaczący mocy zwarciowej. W przyszłości należy dążyć do zmiany tej zasady przy układach z przekształtnikiem energoelektronicznym, co umożliwi przyłączenie większej ilości źródeł do danego transformatora.

Odłączanie JW zasilanej biogazem od SD

Odłączenie jednostki wytwórczej zasilanej biogazem od SD musi nastąpić każdorazowo po wykryciu zaniku napięcia w sieci dystrybucyjnej. Jest to bardzo istotna operacja z uwagi na uniemożliwienie wtórnego zasilenia SD od strony prosumenta. Ponadto sama procedura wewnętrzna odłączenia generatora musi być uzależniona od rodzaju jednostki generatorowej. Przykładowo w przypadku generatorów asynchronicznych należy niezwłocznie po odłączeniu generatora od sieci odłączyć baterie kondensatorów (źródło mocy biernej) od zacisków generatora. Czasy związane z odłączeniem JW i ponownym jej przyłączeniem do sieci muszą uwzględniać m.in. czasy działania automatyki układów SPZ. Generator biogazowy może zostać odłączony od SD zarówno na polecenie OSD, jak i wytwórcy. Jeżeli JW ma możliwość pracy wyspowej, układ generacyjny może zostać odłączony od SD i przyłączony do zasilania wyspy urządzeń wytwórcy, a jeżeli jest to możliwe, również na urządzenia odbiorcze inne niż wytwórcy (Rys. 1, 2, 3). Szerzej na temat kompetencji i sterowania JW napisano w rozdziale 6.

Przełączanie JW pomiędzy trybami pracy wyspowej i równoległej

W przypadku zaniku napięcia w SD, jednostka wytwórcza może zostać przełączona w tryb pracy wyspowej (tabela 2.1). Załączenie w tryb pracy wyspowej możliwe jest tylko po spełnieniu warunków opisanych w punkcie 2.3. Ponowne załączenie JW z trybu pracy wyspowej do równoległego z siecią może nastąpić tylko po ponownym pojawieniu się napięcia w SD i ze zwłoką czasową ustaloną przez OSD. Obecnie praca wyspowa możliwa jest jedynie na wyspę urządzeń wytwórcy. W sieci Smart Grid, jednostki wytwórcze będą mogły pracować również na wyspę urządzeń inną niż tylko wytwórcy. Wymaga to jednak dodatkowych regulacji formalno-prawnych związanych z dystrybucją energii.

2.3. Wymagania dotyczące pracy wyspowej

Należy podkreślić, że zgodnie z obowiązującymi obecnie zapisami [1], jednostki wytwórcze przyłączone bezpośrednio do sieci nN muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową. Praca wyspowa możliwa jest jedynie na wyspę urządzeń wytwórcy, o ile uwzględnione jest to w warunkach przyłączenia. Obecne wymagania dotyczące pracy wyspowej szczegółowo opisano w [13]

Jednostka wytwórcza zasilana biogazem i przyłączona do sieci nN powinna być traktowana również, jako źródło zasilania rezerwowego (np. jak agregat prądotwórczy) [4]. Pomijając procedury załączania i wyłączenia JW zasilanych biogazem do SD i przechodzenia w tryb pracy wyspowej, aby miombogazownia mogła pracować na wyspę, musi być wyposażona w zasobnik energii w postaci bufora biogazu. Pojemność zbiornika (bufora) biogazu i ilość biogazu zakumulowanego w buforze powinna być ściśle określona na poziomie pozwalającym na zasilanie wybranych odbiorników lub wyspy przez określony czas. Ponadto współpraca JW z sieciami HAN i AMI pozwoli na efektywne zarządzanie energią elektryczną przesyłaną do wyspy urządzeń i zasilanie tylko tych odbiorników, które wymagają tego w pierwszej kolejności. Daje to możliwość na zasilanie większej liczby odbiorców. Więcej szczegółów na temat sieci HAN i AMI opisano w rozdziale 6.

2.4. Podsumowanie

Jednostki wytwórcze zasilane biogazem są jednostkami o dużym stopniu stabilności i przewidywalności. Stanowią więc stabilne źródło zasilania i mogą być wykorzystane, jako źródła zasilania rezerwowego, zwłaszcza po wyposażenie w zasobniki energii w postaci buforów biogazu. Ponadto mogą brać również udział w bilansowaniu systemu, o ile prosument dysponujący JW wyrazi na to zgodę. Należy pamiętać jednak o tym, że jednostki generatorowe wyposażone w generatory asynchroniczne mają najmniejsze możliwości regulacyjne. Nieco większe możliwości regulacyjne dają jednostki generatorowe z generatorami synchronicznymi. Największą elastycznością, funkcjonalnością i możliwościami charakteryzują się jednostki generatorowe współpracujące z interfejsami energoelektronicznymi. Zastosowanie przekształtników energoelektronicznych umożliwia zarówno dotrzymanie parametrów wytwarzanej energii, jak również ich poprawę.

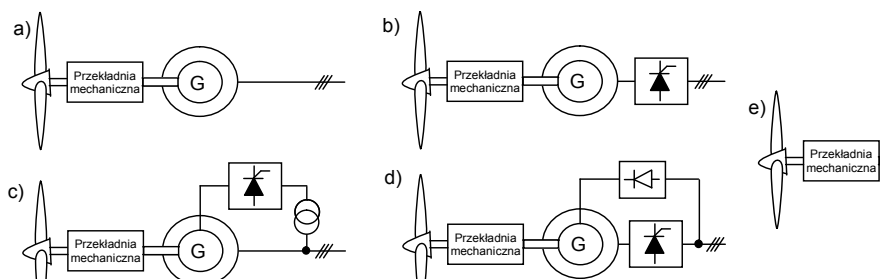
3. Integracja małych turbin wiatrowych z siecią dystrybucyjną nN

3.1. Opis układów małych turbin wiatrowych

Ze względu na ogólną dostępność energii promieniowania słonecznego i wiatru, oraz prostotę rozwiązań technicznych i koszty najczęściej spotykanymi układami OZE, z którymi można spotkać się w praktyce są turbiny wiatrowe oraz układy fotowoltaiczne. Turbiny małych mocy mogą być łączone z systemem dystrybucyjnym nN.

Ze względu na dużą zależność wydajności turbin wiatrowych od warunków atmosferycznych elektrownie takie charakteryzują się znaczną zmiennością produkcji energii w zależności od pory dnia jak i pór roku oraz warunków atmosferycznych. Zależność ta powoduje, że tego typu OZE nie mogą być brane pod uwagę, jako układy pracujące na wyspę, jeżeli nie będą wyposażone w współpracujące magazyny energii, które zapewnią stabilność zasilania wydzielonej wyspy.

W chwili obecnej moce produkowanych turbin wiatrowych zawierają się w zakresie od kilkuset watów do kilku MW. Generatory małych mocy wykonywane są zazwyczaj na bazie maszyn prądu zmiennego lub stałego, natomiast w turbinach wiatrowych większych mocy instalowane są generatory prądu przemiennego. W starszych rozwiązaniach stosowano zazwyczaj generatory asynchroniczne klatkowe. Obecnie spotkać można kilka rozwiązań układów turbin wiatrowych.

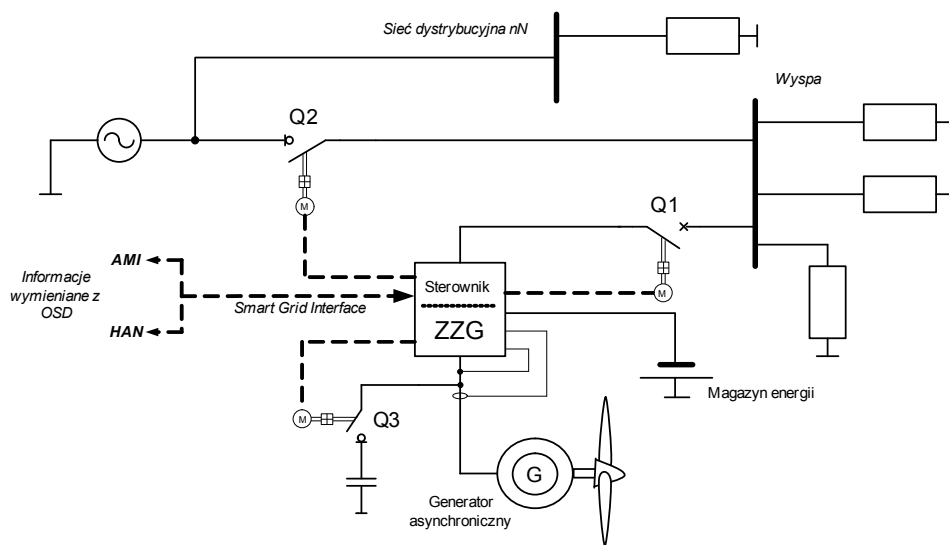


Rys. 3.1. Najczęściej spotykane układy turbin wiatrowych [6]: a) generator asynchroniczny klatkowy sprzęgany bezpośrednio, b) generator asynchroniczny klatkowy z przekształtnikiem pośredniczącym, c) generator asynchroniczny pierścieniowy podwójnie zasilany, d) generator synchroniczny, e) generator synchroniczny ze wzbudzeniem magnesami trwałymi

Często układy te były bezpośrednio podłączone do sieci elektroenergetycznej Rys. 3.1a) co było przyczyną występowania pulsacji mocy i napięcia w punkcie podłączenia do SE spowodowane zmiennością wiatru. Układ taki ze względu na brak obwodów sterujących nie umożliwiał kontroli mocy oddawanej przez turbinę. Rozwój turbin wiatrowych spowodował pojawienie się jednostek większych mocy, które zaczęto wyposażać w sprzęgające układy przekształtnikowe. Początkowo w obwody takie wyposażano generatory klatkowe Rys. 3.1b). Obecnie w większości pracujących turbin wiatrowych stosowane są generatory asynchroniczne pierścieniowe Rys. 3.1c), generatory synchroniczne Rys. 3.1d) oraz

generatory synchroniczne ze wzbudzeniem magnesami trwałymi Rys. 3.1e). Większość turbin wiatrowych większych mocy wyposażona jest w przekształtniki energoelektroniczne.

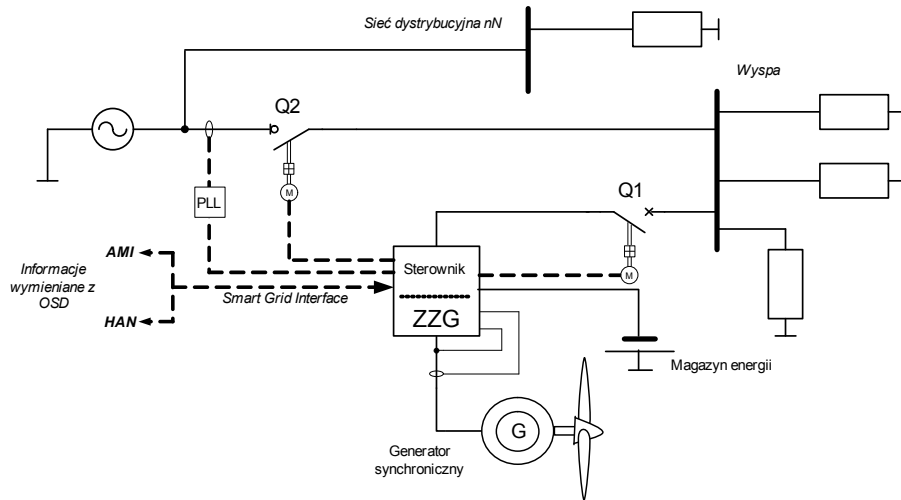
Sposób sterowania i eksploatacji turbiny wiatrowej, jej załączanie, wyłączenie, mierzone parametry, itp. zależą bezpośrednio od zastosowanego generatora [1]. Ponadto turbiny wiatrowe muszą być wyposażone w urządzenia umożliwiające bezpieczną współpracę z siecią elektroenergetyczną Smart Grid. Turbiny wiatrowe pracujące w mikrosystemie prosumenta na ogół nie są jednym źródłem energii odnawialnej. Najczęściej współpracują z innymi jednostkami generacyjnymi o bardziej stabilnym czasowo charakterze (np. mikrobiogazownie rolnicze) Schemat przyłączenia turbiny wiatrowej z generatorem asynchronicznym do sieci dystrybucyjnej z możliwością pracy wyspowej pokazano na rysunku 3.2.



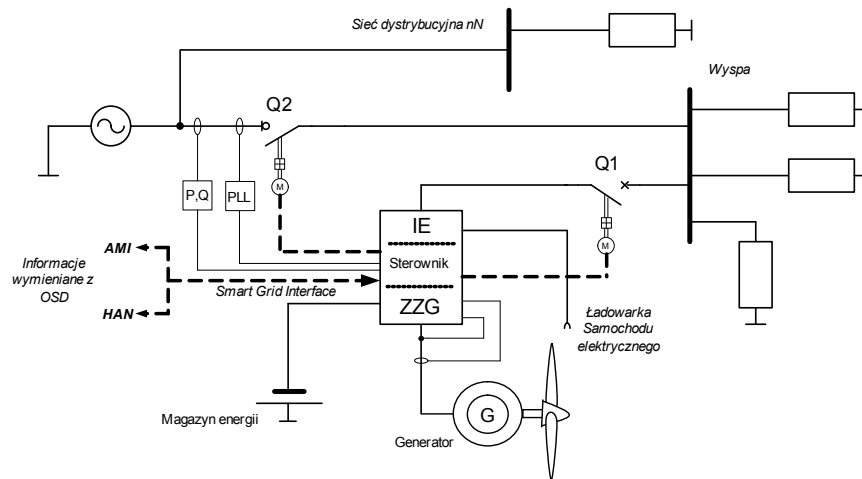
Rys. 3.2. Schemat przyłączenia turbiny wiatrowej z generatorem asynchronicznym z możliwością pracy wyspowej do SD; Q1 – łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej wyposażony w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy w systemie dyspozytorskim, Q2 - łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej i wyspy oraz tworzący przerwę izolacyjną, wyposażony w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy w systemie dyspozytorskim

Należy jednak podkreślić, że turbiny wiatrowe są jednostkami o niskiej przewidywalności i stabilności czasowej produkowanej energii z uwagi na uzależnienie od warunków pogodowych (zmiennosc siły wiatru). W związku z tym w mikrosystemie prosumenta, w którym pracują turbiny wiatrowe, a nie występują inne układy generacyjne o wyższej przewidywalności i stabilności, powinny być magazyny energii pozwalające niwelować wahania mocy związane ze zmiennymi warunkami pogodowymi.

Schemat turbiny wiatrowej z generatorem synchronicznym i możliwością pracy wyspowej oraz sposób przyłączenia turbiny wiatrowej współpracującej z interfejsem energoelektronicznym (IE) pokazano odpowiednio na rysunku 3.3 oraz 3.4.



Rys. 3.3. Schemat przyłączenia turbiny wiatrowej z generatorem synchronicznym z możliwością pracy wyspowej do SD; Q1 – łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej wyposażony w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy w systemie dyspozytorskim, Q2 - łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej i wyspy oraz tworzący przerwę izolacyjną, wyposażony w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy w systemie dyspozytorskim



Rys. 3.4. Schemat przyłączenia do SD mikroinstalacji wiatrowej współpracującej z interfejsem energoelektronicznym; Q1 – łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej wyposażony w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy w systemie dyspozytorskim, Q2 - łącznik dostosowany do wyłączenia jednostki wytwórczej i wyspy oraz tworzący przerwę izolacyjną, wyposażony w system zdalnego sterowania i odwzorowania stanu pracy w systemie dyspozytorskim

Konfiguracja łączników determinująca tryb pracy turbiny wiatrowej i jest analogiczna jak w przypadku biogazowni przyłączonych do SD nN (Tabela 2.1).

3.2. Praca i rola mikroinstalacji wiatrowych w sieci Smart Grid

Z punktu widzenia interesów prosumenta praca turbiny podlega tym samym uzależnieniom, co praca mikroinstalacji, czyli powinna mieć możliwość sprzedaży całej wyprodukowanej energii w dowolnym czasie, a w razie zaniku napięcia w SD powinna przejść

do pracy wyspowej. W porównaniu z biogazowniami turbiny wiatrowe, jak już wcześniej wspomniano, są jednostkami o niskiej przewidywalności i stabilności czasowej produkowanej energii, co powoduje konieczność wprowadzenia ograniczenia dotyczącego pracy na wyspę tylko do jednostek wyposażonych we współpracujące z nimi magazyny energii poprawiające stabilność generacji energii.

Turbiny wiatrowe w sieci Smart Grid, a zwłaszcza instalowane w mikrosystemie prosumenta energetycznego powinny być traktowane, jako dodatkowe (drugorzędne) źródła energii elektrycznej, ze względu na uzależnienie od warunków pogodowych. Powinny one współpracować z innymi źródłami energii elektrycznej o bardziej przewidywalnych charakterze, np. mikrobiogazownie lub małe elektrownie wodne.

W chwilach, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną w SD nie jest duże i jednostka wytwórcza prosumenta nie jest w pełni wykorzystywana, aby nie ograniczać energii wytwarzanej z OZE, energia z turbin wiatrowych może być magazynowana z zasobnikami energii. Mogą to być baterie akumulatorów, mobilne zasobniki energii (samochody elektryczne), piece kumulacyjne, ogniwa paliwowe, itp. W ostatecznych przypadkach, gdy nie ma możliwości konsumpcji ani zmagazynowania wytworzonej energii i istnieje realne zagrożenie destabilizacji sieci elektroenergetycznej, turbiny wiatrowe, jako źródła mniej stabilne i przewidywalne, mogą być odłączane od sieci Smart Grid w pierwszej kolejności (np. przed jednostkami wytwórczymi zasilanymi biogazem), aby nie destabilizować systemu elektroenergetycznego.

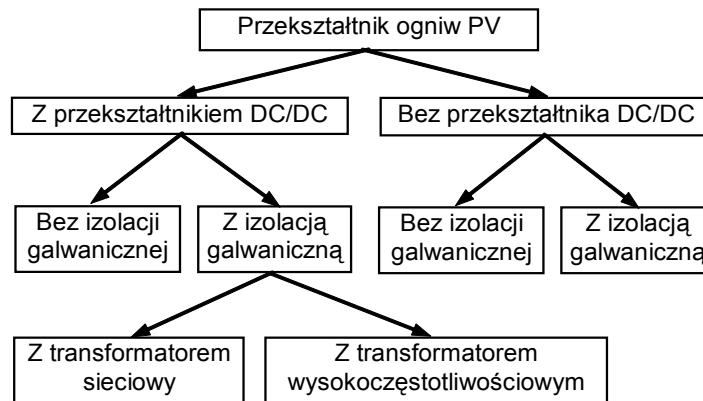
3.3. Podsumowanie

Turbiny wiatrowe są najczęściej spotykanym źródłem energii odnawialnej. Jednak zmienność warunków pogodowych powoduje, że są to źródła o niskiej przewidywalności i stabilności czasowej wytwarzanej energii. Ich praca jest uzależniona od prędkości wiatru. Producenci wyraźnie określają minimalną i maksymalną prędkość wiatru, przy jakiej turbina może pracować i być eksploatowana w sposób bezpieczny. W niesprzyjających warunkach pogodowych turbiny wiatrowe są zatrzymywane. W związku z tym, turbina wiatrowa nie może być wykorzystywana jako źródło zasilania wyspy urządzeń bez dodatkowych magazynów energii. Ponadto ilość energii zmagazynowanej musi być tak dobrana, aby umożliwić zasilenie wyspy odbiorców przez określony czas, nawet w przypadku, gdy turbina wiatrowa nie będzie pracować. Najkorzystniejszym rozwiązaniem byłoby, aby źródła takie jak turbiny wiatrowe pracowały razem ze źródłami o dużo większej przewidywalności - takimi jak mikrobiogazownie.

4. Integracja ogniw fotowoltaicznych z siecią dystrybucyjną nN

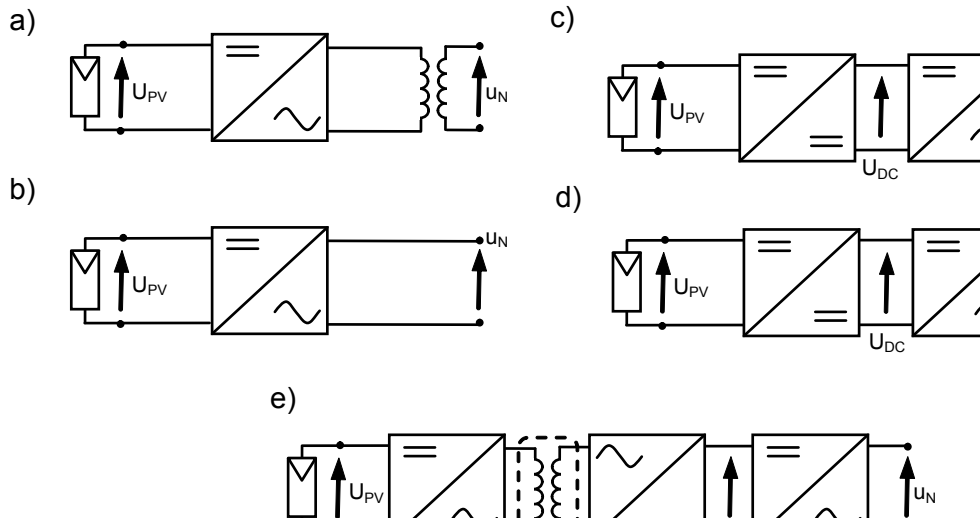
4.1. Opis układów z PV

Ogniwa fotowoltaiczne są źródłem napięcia stałego, więc do sprzęgnięcia ich z siecią napięcia przemiennego niezbędne jest zastosowanie układów falownikowych. W zależności od mocy, ilości i napięcia zainstalowanych ogniw, obwód sprzęgający może dodatkowo zawierać przekształtnik DC/DC oraz transformator zapewniający dopasowanie napięciowe i izolację galwaniczną. Na rysunku 4.1 pokazano ogólny podział klasycznych układów sprzęgnięcia ogniw PV z siecią.



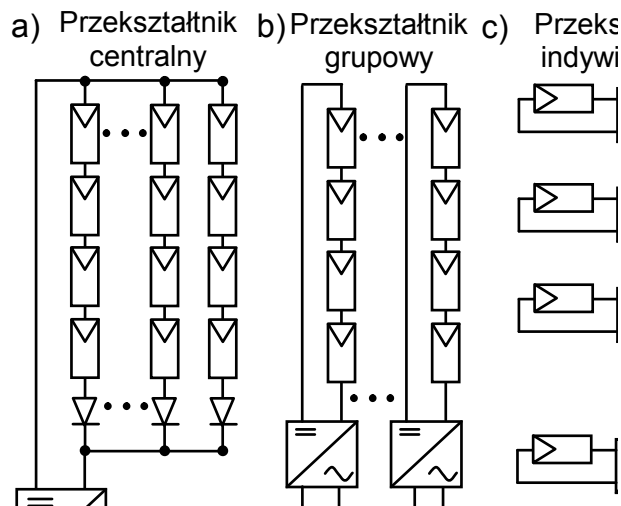
Rys. 4.1. Podział przekształtników stosowanych do sprzęgnięcia ogniw fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną [6]

Topologie układów sprzęgających, którymi można spotkać się najczęściej w zastosowaniach praktycznych zamieszczone zostały na rysunku 4.2. W zależności od zastosowania falowniki wyjściowe w przedstawionych układach mogą być zarówno układami jedno jak i trójfazowymi. Duża zależność napięcia ogniw PV od stopnia nasłonecznienia powoduje często konieczność stosowania pośrednich przekształtników DC/DC stabilizujących napięcie w obwodzie DC falownika. Rozwiązanie takie stosuje się w układach niedużych mocy, lub w przypadku małych wartości stabilizowanego napięcia DC.

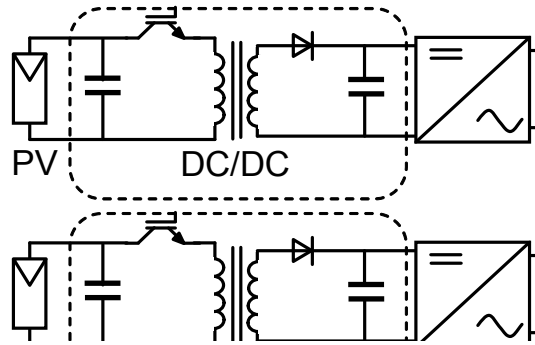


Rys. 4.2. Topologie układów sprzęgania ogniw PV z siecią elektroenergetyczną [6]: a) falownik z transformatorem sieciowym, b) falownik bez izolacji galwanicznej, c) falownik z pośredniczącym przekształtnikiem DC/DC i transformatorem sieciowym, d) falownik z pośredniczącym przekształtnikiem DC/DC bez izolacji galwanicznej, e) falownik z pośredniczącym przekształtnikiem DC/DC i transformatorem wysokoczęstotliwościowym

W przypadku układów dużej mocy lub konieczności uzyskania wyższych wartości napięcia wyjściowego stosuje się łączenie ogniw w stopy w sposób pokazany na rysunku 4.3, lub układy falowników wielopoziomowych (rys.4.4).

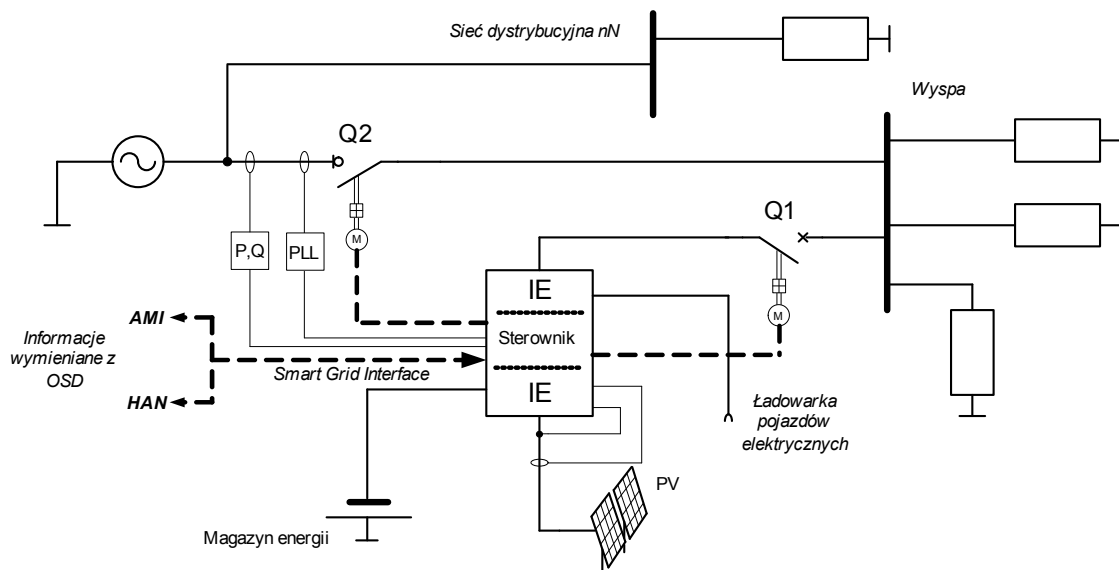


Rys. 4.3. Sposoby łączenia ogniw fotowoltaicznych w stopy i sprzęgania ich z siecią elektroenergetyczną [6]



Rys. 4.4. Sprzęganie ogniw fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną za pomocą falownika wielopoziomowego [6]

Sposób sterowania i eksploatacji ogniw PV, ich załączanie, wyłączenie zależą bezpośrednio od zastosowanego typu ogniw. W odróżnieniu od biogazowni i turbin wiatrowych ogniwa PV zawsze muszą być sprzęgane z SD za pomocą układu energoelektronicznego, który musi umożliwiać oddawanie energii do SD. Jednostka wytwórcza z ogniwami fotowoltaicznymi przyłączona do sieci nN z możliwością pracy wyspowej musi być wyposażona w łącznik umożliwiający odłączenie jej od sieci dystrybucyjnej oraz drugi łącznik odłączający jednostkę wytwórczą i wyspę od SD w trybie pracy wyspowej. Schemat przyłączenia do sieci dystrybucyjnej (SD) jednostki wytwórczej (JW) z ogniwami PV i możliwością pracy wyspowej pokazano na rysunku 4.5.



Rys. 4.5. Schemat przyłączenia jednostki wytwórczej z ogniwami fotowoltaicznymi do sieci dystrybucyjnej nN

Praca łączników Q1 i Q2 określa stan pracy jednostki wytwórczej i został opisany w tabeli 2.1.

4.2. Praca i rola ogniw fotowoltaicznych w sieci Smart Grid

Z punktu widzenia interesów prosumenta praca ogniw PV podlega tym samym uzależnieniom, co praca biogazowi i turbin wiatrowych, czyli powinna mieć możliwość sprzedaży całej wyprodukowanej energii w dowolnym czasie, a w razie zaniku napięcia w SD powinna przejść do pracy wyspowej. Podobnie jak turbiny wiatrowe, ogniwa PV są jednostkami o niskiej przewidywalności i stabilności czasowej produkowanej energii, co powoduje konieczność wprowadzenia ograniczenia dotyczącego pracy na wyspę tylko do jednostek wyposażonych we współpracujące z nimi magazyny energii poprawiające stabilność generacji energii. W związku z tym, podobnie jak ma to miejsce w przypadku turbin wiatrowych, wskazane jest, aby ogniwa fotowoltaiczne współpracowały razem ze źródłami o większej przewidywalności czasowej produkowanej energii. Jeżeli prosument energii elektrycznej posiada jedynie ogniwa fotowoltaiczne, jednostka taka powinna być wyposażona w magazyn energii. Dobierając magazyn energii (jego parametry), należy uwzględnić moce odbiorników energii elektrycznej przyłączonej do wyspy, która może być zasilana przez daną jednostkę wytwórczą z ogniwami PV.

Biorąc pod uwagę, że ilość ogniw PV instalowanych zazwyczaj w gospodarstwach domowych jest stosunkowo nieduża, więc moce sumaryczne będą się wahały od kilku do kilkudziesięciu kVA, zatem są w stanie pokrywać jedynie lokalne zapotrzebowanie na energię elektryczną na poziomie urządzeń własnych prosumenta.

4.3 Podsumowanie

Ogniwa fotowoltaiczne są obok turbin wiatrowych najbardziej rozpowszechnionym rodzajem OZE, z którymi możemy spotkać się w praktycznych zastosowaniach. Ze względu jednak na bezpośrednią zależność ich wydajności od warunków pogodowych są one źródłami o bardzo zmiennych w czasie parametrach generowanej energii. Z tego względu podobnie jak turbiny wiatrowe nie mogą być one traktowane, jako awaryjne źródło zasilania wyspy odbiorników bez współpracujących z nimi odpowiednio dobranych magazynów energii, lub współpracującego układu zasilania gwarantowanego. Jednak pomimo nieprzewidywalności tego typu OZE ich ilość może w przyszłości znacznie wzrosnąć, ze względu na możliwość montowania ogniw PV na niewykorzystanych powierzchniach dachów budynków gospodarczych i mieszkalnych. Należy więc traktować je jako jedno z bardziej rozpowszechnionych OZE pracujących w sieci Smart Grid.

5. Zasobniki (magazyny) energii w sieci Smart Grid

Rosnąca ilość rozproszonych OZE zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym powoduje coraz większe zainteresowanie tematyką związaną z wpływem tych źródeł na parametry jakości energii. Odnawialne źródła energii, takie jak turbiny wiatrowe, ogniwa

fotowoltaiczne są źródłami o niskiej przewidywalności i stabilności czasowej wytwarzanej energii. W przypadku turbin wiatrowych ich zdolność wytwórcza jest mocno uzależniona od warunków pogodowych i prędkości wiatru. Ogniwa fotowoltaiczne są bardzo podatne na zmiany nasłonecznienia oraz wahania temperatury. Zależność wartości generowanej energii od zmiennych warunków zewnętrznych może powodować wiele niepożądanych zjawisk w sieci. Przede wszystkim nagłe i gwałtowne zrzuty obciążenia i zmiany kierunków przepływu energii w sieciach, które powodują wahania napięcia, migotanie, trudności w planowaniu bilansu mocy i energii, problemy z regulacją napięcia i mocy biernej. W celu zabezpieczenia ciągłości dostaw energii występuje konieczność zwiększenia rezerw mocy w innych źródłach.

Zmniejszenie wpływu zależności OZE od warunków zewnętrznych na sieć można uzyskać poprzez budowę współpracujących z nimi układów magazynowania energii.

Zasobniki energii są nieodłącznym elementem infrastruktury Smart Grid, zwłaszcza w przypadku generacji rozproszonej pochodzącej z OZE. Odnawialne źródła energii, takie jak turbiny wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne są źródłami o niskiej przewidywalności i stabilności czasowej wytwarzanej energii. W przypadku turbin wiatrowych ich zdolność wytwórcza jest mocno uzależniona od warunków pogodowych i prędkości wiatru. Ogniwa fotowoltaiczne są bardzo podatne na zmiany nasłonecznienia oraz wahania temperatury. Cechy te mocno i skutecznie ograniczają zastosowania OZE bez magazynów energii. Dopiero zastosowanie zasobników energii elektrycznej do współpracy ze źródłami o niskiej stabilności i przewidywalności daje możliwość wykorzystania tych źródeł w sieci Smart Grid.

Jest wiele możliwości i sposobów magazynowania energii. Ważnymi zagadnieniami, na jakie należy zwrócić uwagę przy wyborze zasobnika, jest gęstość energetyczna, sprawność oraz żywotność magazynu energii. Nie bez znaczenia pozostają również parametry związane z szybkością, z jaką można magazynować energię oraz odprowadzać ją z magazynu (np. ładowanie i rozładowywanie akumulatorów), możliwy okres magazynowania oraz koszty.

5.1. Stacjonarne zasobniki energii

Stacjonarne zasobniki energii są to urządzenia magazynujące energię, które razem z całą infrastrukturą sterującą i kontrolującą procesy ładowania i rozładowywania magazynów są zainstalowane na stałe u prosumenta.

Zasobniki akumulatorowe

Magazynowanie energii w bateriach akumulatorów jest najprostszą i najczęściej spotykaną metodą. W okresach, kiedy występuje nadwyżka energii w systemie, akumulatory są ładowane. Natomiast, gdy zapotrzebowanie na energię wzrasta, jest ona pobierana z akumulatorów, w których wcześniej została zmagazynowana. Obecnie najbardziej popularne zasobniki akumulatorowe zbudowane są głównie na akumulatorach: kwasowo-ołowiowych, niklowo-kadmowych (NiCd), niklowo-metalowo-wodorkowych (NiMH) oraz żelowych.

Do głównych zalet akumulatorowych zasobników energii należy zaliczyć łatwość magazynowania energii, dobre charakterystyki napięciowe, nieduże wymiary oraz

zaawansowaną technologię wynikającą z długoletnich doświadczeń produkcyjnych i eksploatacyjnych. Za główne wady zasobników akumulatorowych należy uznać ograniczoną żywotność (ilość cykli ładowanie/rozładowanie), ograniczenia prądowe i napięciowe oraz nieprzyjazność dla środowiska. Należy pamiętać również o tym, że akumulatorowe magazyny energii wymagają dodatkowego wyposażenia w postaci układów nadzorujących ich eksploatację (ładowanie i rozładowywanie). Ciekawym rozwiązaniem są tzw. wanadowe akumulatory przepływowe (Vanadium Redox Battery - VRB) Jest to również odmiana elektrochemicznego magazynu energii. Energia elektryczna gromadzona jest za pomocą elektrolitu na bazie wanadu poddawanego procesom redox (reakcja chemiczna, w której dochodzi zarówno do redukcji i utleniania) w ogniwie paliwowym. W okresie niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną, akumulator przepływowy jest zasilany i elektrolit z jednego zbiornika pompowany jest do ogniwa i tam „ładowany”. Ponieważ proces jest odwracalny, w okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną, „naładowany” elektrolit jest pompowany przez ogniwo paliwowe gdzie zgromadzona energia jest odzyskiwana. Ponieważ elektrolit gromadzony jest w oddzielnych zbiornikach nie występuje proces samorozładowania, w związku z tym okres magazynowania jest bardzo długi. Ponadto w porównaniu z konwencjonalnymi akumulatorami, akumulatory przepływowe mają dużą żywotność (powyżej 10000 cykli) oraz szybkość ładowania i rozładowania i mogą stanowić ciekawą dla innych elektrochemicznych magazynów energii.

Sprężone powietrze

Jednym ze sposobów magazynowania energii jest wytwarzanie i przechowywanie sprężonego powietrza. W czasie niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną (np. w nocy) za pomocą sprężarek wytwarzane jest sprężone powietrze i magazynowane w zbiornikach ciśnieniowych. W okresach zwiększonego zapotrzebowania na energię (np. w godzinach tzw. „szczytu” w ciągu dnia) zgromadzone w ciągu nocy sprężone powietrze posłuży do napędu turbiny generatora. Należy jednak podkreślić, że takie rozwiązania mają sens jedynie w przypadku układów dużej mocy z dużymi zasobnikami sprężonego powietrza. W przypadku instalacji o małych mocach (takich jak układy generacyjne prosumentów energetycznych) sposób ten jest nieefektywny. Wynika to przede wszystkim z faktu, że sprężarki małych mocy mają mniejszą sprawność w porównaniu do kompresorów dużych mocy. W związku z tym zastosowanie tej techniki do magazynowania energii w gospodarstwie rolnym raczej nie znajdzie zastosowania. Małe sprężarki z zasobnikami sprężonego powietrza mogą być wykorzystane w takim przypadku, jedynie jako dodatkowe urządzenia prosumenta kontrolowane siecią HAN i biorące udział w bilansowaniu systemu (sprężarki włączane jedynie w okresie niskiego zapotrzebowania na energię w sieci). Zgromadzone powietrze może zostać wykorzystane do urządzeń rolniczych w gospodarstwie, jeżeli takie występują (np. transportery z napędem pneumatycznym do przenoszenia paszy).

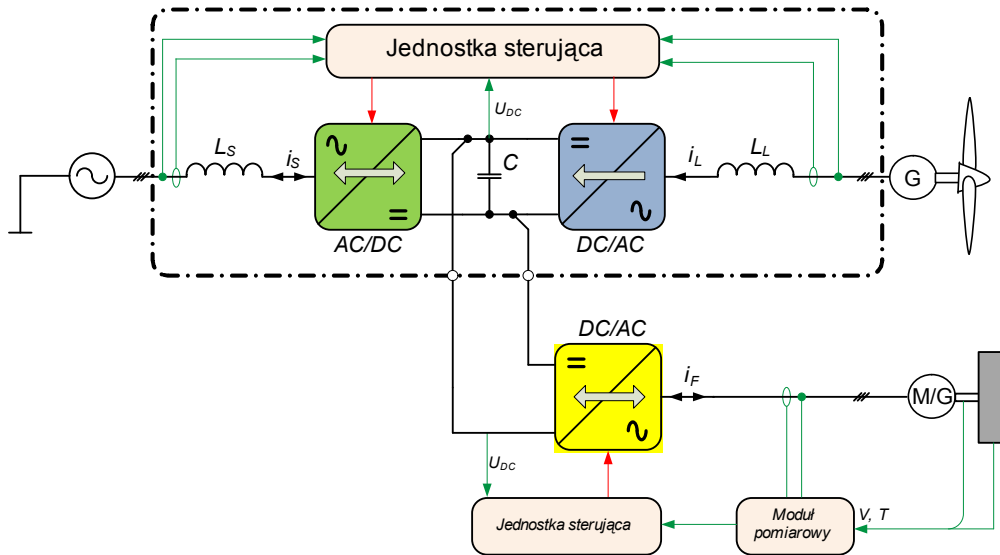
Piece akumulacyjne

Zakładając, że gospodarstwa domowe będą zarządzane siecią HAN i systemy klimatyzacji i ogrzewania będą zautomatyzowane i zelektryfikowane, piece akumulacyjne pozwolą na efektywne zarządzanie energią elektryczną w mieszkaniu oraz bilansowanie systemu. Odpowiednio dobrze ocieplone budynki są w stanie skutecznie utrzymywać ciepło przez wiele godzin. Daje to możliwość ogrzewania budynków w dogodnym dla prosumenta czasie (wtedy kiedy energia elektryczna jest tańsza – warunkiem jest posiadania kilku taryf). Piec akumulacyjny pozwala zgromadzić energię cieplną na wystarczająco długi okres, aby oddać ją w czasie, kiedy chce tego prosument. Energia elektryczna zamieniana na energię cieplną i wykorzystywana do grzania c.w.u. lub ogrzewania mieszkań, może być pobierana w okresie niskiego zapotrzebowania (np. w tzw. „dolinie” w nocy) i magazynowana w piecu akumulacyjnym. Piec akumulacyjny sterowany siecią HAN byłby kolejnym urządzeniem prosumenta biorącym udział w bilansowaniu systemu.

Piec akumulacyjny zbudowany jest z rdzenia z magnezytu, w którym umieszczone są wysokotemperaturowe grzałki. Rdzeń zamknięty jest termoizolacyjnej obudowie. W czasie, gdy magazynowana jest energia cieplna (okres niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną w sieci Smart Grid), rdzeń nagrzewa się do temp 600 – 700 °C Temperatura ta może być utrzymywana przez wiele godzin, a następnie w dzień (kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest wysokie, a energia jest droższa) wykorzystana do ogrzewania pomieszczeń.

Kinetyczne zasobniki energii - koła zamachowe

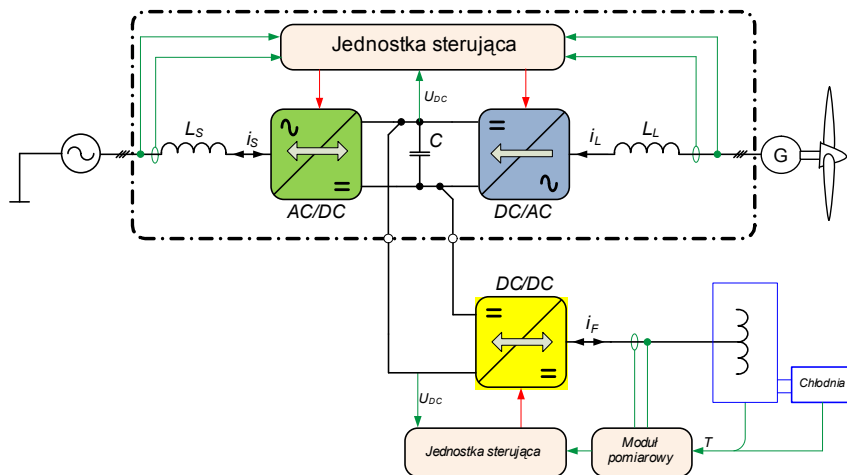
Energię na krótki okres czasu można zmagazynować w postaci energii kinetycznej wirującej masy koła zamachowego. Sposób ten jest znany od bardzo dawna i stosowany w silnikach spalinowych. Poza zastosowaniami w układach napędów hybrydowych nie jest stosowany na szerszą skalę. Gęstość gromadzonej energii jest na poziomie kilku Wh/kg w przypadku wolnoobrotowych kół zamachowych. W przypadku wysokoobrotowych kół kompozytowych gęstość gromadzonej energii jest wyższa i dochodzi do 100 Wh/kg. Zgromadzona energia zależy od momentu bezwładności koła zamachowego oraz jego prędkości. Kinetyczne zasobniki energii mogą posłużyć do wyrównania chwilowych wahań wytwarzanej energii, np. w turbinach wiatrowych lub ogniwach PV. Jednak z uwagi na krótki okres magazynowania oraz wymagane dodatkowe urządzenia przekształcające energię elektryczną na kinetyczną - magazynowanie oraz kinetyczną na elektryczną, mogą być wykorzystane jedynie, jako dodatkowe układy magazynujące. Schemat blokowy współpracy kinetycznego zasobnika energii z turbiną wiatrową pokazano na rysunku 5.1.



Rys. 5.1. Przykład integracji kinetycznego magazynu energii (Flywheel) z generatorem wiatrowym

SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)

Jednym z wielu rodzajów magazynów energii są tzw. nadprzewodnikowe magnetyczne zasobniki energii SMES. Urządzenia te gromadzą energię w polu magnetycznym cewki wykonanej z nadprzewodnika. Układy SMES charakteryzują się wysoką żywotnością (duża liczba cykli ładowania i rozładowania). Do ich głównych zalet zaliczyć można: możliwość osiągania dużych mocy oraz szybkość magazynowania energii. Głównymi wadami są natomiast konieczność stosowania dodatkowych urządzeń związanych z eksploatacją w bardzo niskich temperaturach, duże straty pasytywne oraz wysokie koszty. Przykładowy schemat blokowy integracji turbiny wiatrowej z nadprzewodnikowym zasobnikiem energii pokazano na rysunku 5.2.



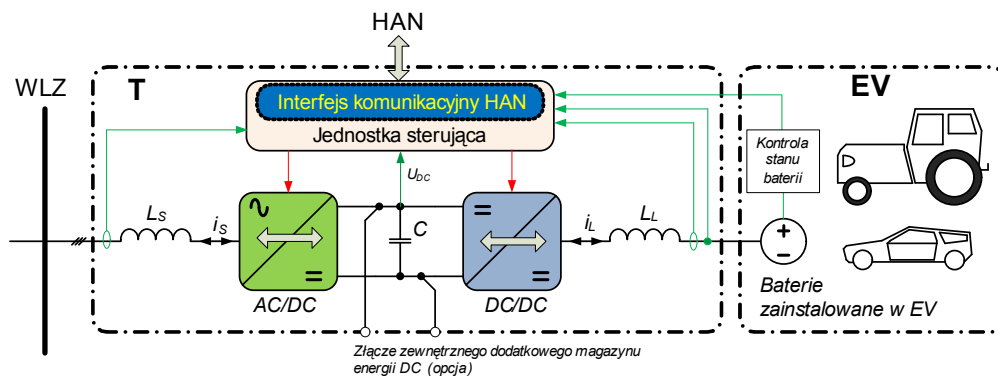
Rys. 5.2. Przykład współpracy zasobnika nadprzewodnikowego zasobnika energii z generatorem wiatrowym

Pompy ciepła

Jako układy magazynowania energii mogą być również wykorzystywane pompy ciepła zamontowane u odbiorcy przyłączonego do Smart Grid. Pompy mogą wykorzystywać nadmiar energii wyprodukowanej w OZE lub w dolinach energetycznych do ogrzewania budynków prosumenta i produkcji c.w.u. Zastosowanie układów pomp ciepła niesie za sobą dodatkowe korzyści, ponieważ zostały one zakwalifikowane w pakiecie 3x20, jako źródła energii odnawialnej, dzięki czemu ich szersze zastosowanie spowodowałoby zwiększenie udziału energii odnawialnej w rynku energetycznym.

5.2. Mobilne zasobniki energii

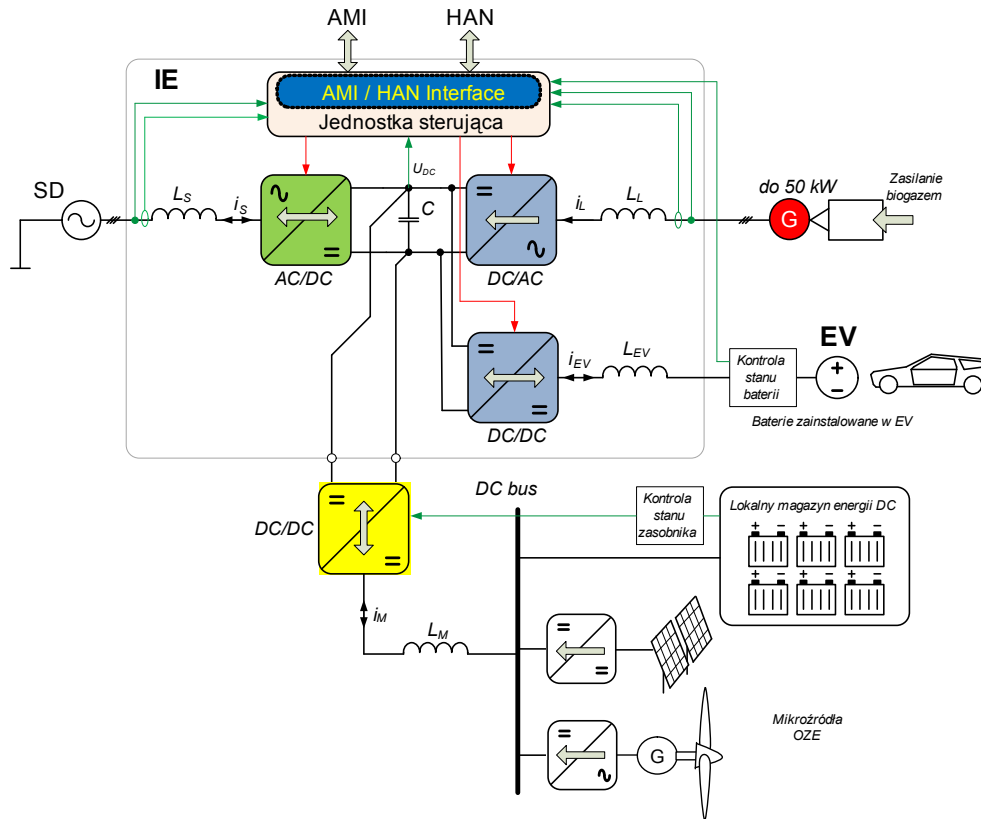
Zakładając rozwój sieci Smart Grid, a tym samym infrastruktury systemów ładowania pojazdów elektrycznych (inteligentne, dwukierunkowe terminale ładowania samochodów elektrycznych), każdy pojazd elektryczny (samochód, ciągnik rolniczy) może być traktowany, jako mobilny zasobnik energii z uwagi na dużą pojemność zainstalowanych akumulatorów. Inteligentne terminale ładowania, zarządzane przez HAN, ładowałyby pojazdy elektryczne gromadząc tym samym energię w zasobniach akumulatorowych pojazdu w okresie niskiego zapotrzebowania na energię w sieci. W tym czasie energia jest tańsza (konieczność systemu wielotaryfowego) i jest jej nadwyżka s sieci Smart Grid. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną w sieci, lub w przypadku zasilania wyspy urządzeń, energia zgromadzona w akumulatorach pojazdów elektrycznych podłączonych do inteligentnych terminali ładowania, zostałaby odprowadzona do sieci. Znaczącą upodobania prosumenta (np. samochód musi być naładowany, do co najmniej 90 % na godz. 7.00 rano, lub w godzinach 9.00 - 17.00 pojazd nie będzie użytkowany), operator sieci dystrybucyjnej może zarządzać mobilnym zasobnikiem energii, używając go do celów bilansowania systemu. Przyjmując rozwój pojazdów z napędem elektrycznym oraz infrastrukturę systemów ładowania, mobilne zasobniki energii będą stanowiły znaczny udział w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego. Schemat blokowy interfejsu energoelektronicznego (terminala) sprzęgającego mobilny zasobnik energii z wewnętrzną siecią prosumenta (wewnętrzna linia zasilająca WLZ) pokazano na rysunku 5.3. Terminal wyposażony jest dodatkowo w możliwość przyłączenia zewnętrznego zasobnika energii DC (np. baterii akumulatorów).



Rys. 5.3. Integracja mobilnych zasobników energii z siecią prosumenta za pomocą terminala (T) z dwukierunkowym przekształtnikiem energoelektronicznym

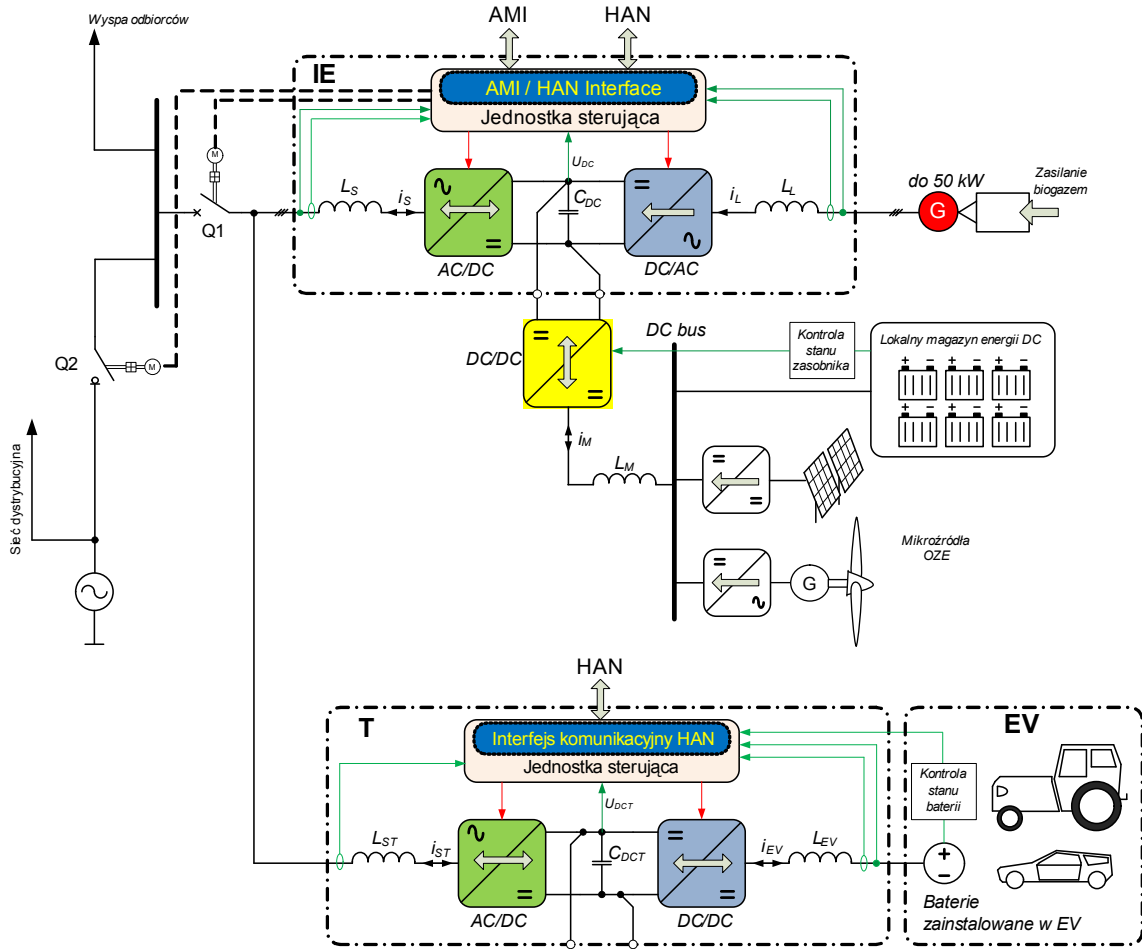
5.3. Współpraca OZE z zasobnikami energii

Przykład integracji mikroinstalacji prosumenta z akumulatorowym zasobnikiem energii oraz mikroźródłami OZE pokazano na rysunku 5.4.



Rys. 5.4. Schemat blokowy integracji mikroinstalacji prosumenta z zasobnikiem energii i mikroźródłami OZE

Ze względu na właściwości zasobników energii, do współpracy z mikroźródłami OZE rekomendowane są elektrochemiczne magazyny energii. Interfejs energoelektroniczny został wyposażony w dodatkowy przekształtnik i wyjście pozwalające na współpracę z mobilnym zasobnikiem energii (zintegrowany terminal ładowania pojazdów elektrycznych). Schemat blokowy integracji mikrosystemu prosumenta z mobilnym i stacjonarnym zasobnikiem energii oraz z mikroźródłami OZE pokazano na rysunku 5.5.



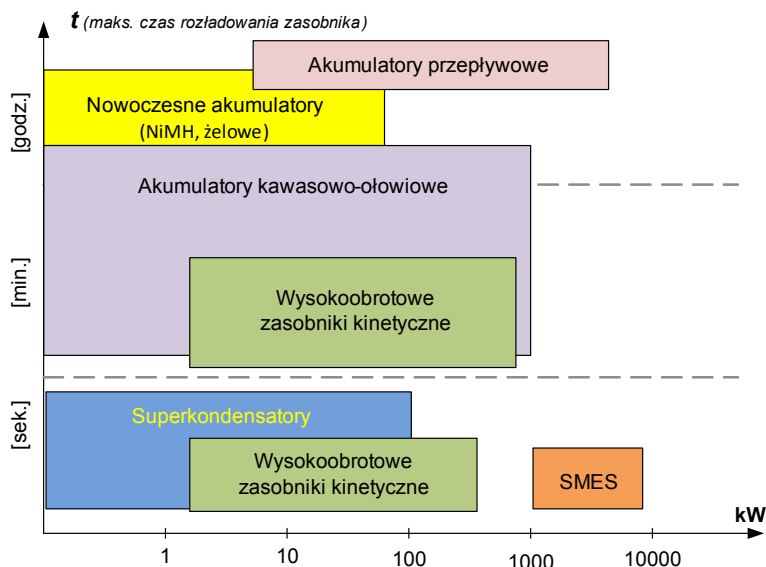
Rys. 5.5. Schemat blokowy integracji mikroinstalacji prosumenta z zasobnikiem energii stacjonarnym, mobilnym oraz mikroźródłami OZE

W tym przypadku (rys. 5.5) mobilny zasobnik energii przyłączony jest do wewnętrznej sieci prosumenta przez dwukierunkowy terminal ładowania pojazdów elektrycznych, natomiast lokalny stacjonarny zasobnik energii DC przyłączony jest do interfejsu energoelektronicznego sprzęgającego mikroinstalację z siecią dystrybucyjną nN.

Głównym elementem układów sprzęgających mikroinstalacje z zasobnikami energii oraz siecią dystrybucyjną są jedno- i dwukierunkowe przekształtniki, w zależności od potrzeb AC/DC lub DC/DC.

5.4. Podsumowanie

Zasobniki energii stanowią nieodłączny element infrastruktury Smart Grid. Sposobów gromadzenia energii jest bardzo dużo, począwszy od najczęściej spotykanych elektrochemicznych magazynów energii (również mobilnych), przez nadprzewodnikowe, kinetyczne, czy elektrotermiczne. Ze względu na swoje właściwości mają one różny okres magazynowania energii oraz są w stanie zgromadzić różne ilości energii (rys. 5.6).



Rys. 5.6. Orientacyjna zdolność gromadzenia energii przez wybrane zasobniki energii

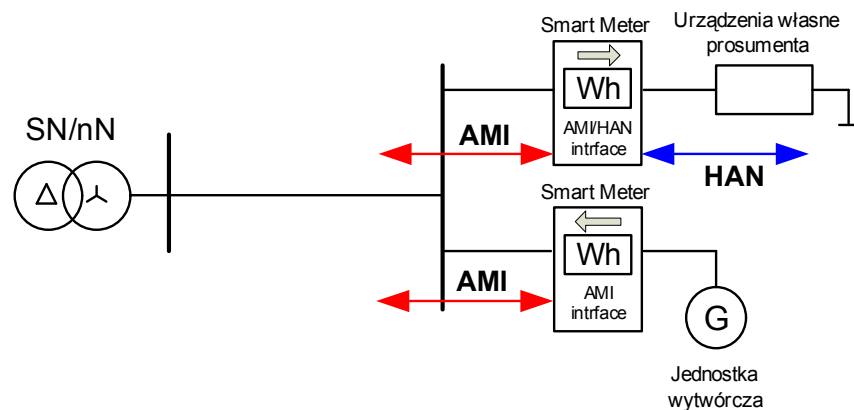
Z punktu widzenia mikrosystemu gospodarstwa wolnego prosumenta energetycznego, zasobniki energii muszą charakteryzować się przede wszystkim długim czasem magazynowania. Pozwoli to na bilansowanie systemu energetycznego (magazynowanie energii w okresie niskiego zapotrzebowania oraz oddawanie energii w okresie zwiększonego zapotrzebowania) oraz umożliwi pracę wyspą jednostką wytwórczym wyposażonym w takie magazyny energii. W związku z tym najkorzystniejszym rozwiązaniem są elektrochemiczne magazyny energii (akumulatory tradycyjne, akumulatory przepływowe, ogniwa paliwowe). Na uwagę zasługują również układy elektrotermiczne zdolne do magazynowania energii cieplnej. Systemy kinetycznych zasobników energii, układy sprężonego powietrza, ze względu na krótki czas magazynowania, nie nadają się jako zasobniki energii współpracujące z mikroinstalacjami prosumentów energii elektrycznej. Do sprzęgania magazynów energii z mikrosystemem prosumenta stosowane są przekształtniki energoelektroniczne, które w połączeniu z układami pomiarowymi i jednostkami sterującymi tworzą inteligentne interfejsy energoelektroniczne (IE).

6. Koordynacja pracy jednostek wytwórczych prosumenta w sieci Smart Grid

6.1. Sposób przyłączenia prosumenta do sieci Smart Grid

Prosument może być połączony z systemem dystrybucyjnym na dwa sposoby. Pierwszy sposób podłączenia pokazano na rysunku 6.1, drugi na rysunku 6.2. Różnica polega

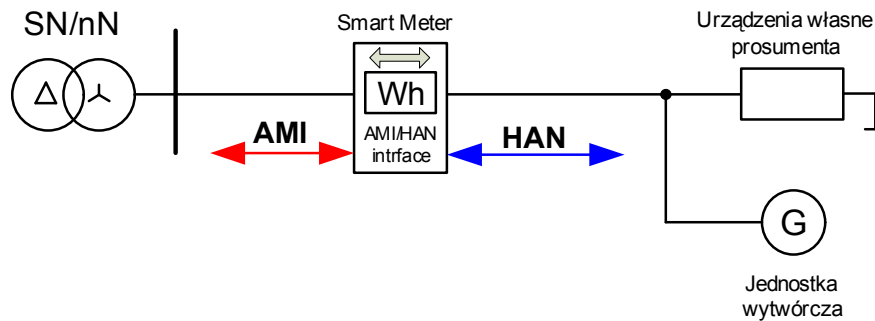
na umiejscowieniu układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej. Rysunek 6.1 przedstawia układ z niezależnymi dwoma jednokierunkowymi układami pomiarowymi energii. Pierwszy dla energii wytworzonej przez jednostkę wytwórczą z OZE należącą do prosumenta, drugi dla energii pobranej przez prosumenta z sieci dystrybucyjnej. W układzie tym energia wyprodukowana przez źródła OZE w całości jest odprowadzana do sieci, nie jest możliwe bilansowanie mocy na poziomie odbiorników przyłączonych do wspólnych z OZE szyn zbiorczych. Bilansowanie mocy odbywa się w tym przypadku na poziomie odbiorców przyłączonych do szyn transformatora SN/nN. W układzie tym jednostka wytwórcza z OZE dobierana jest zgodnie z wytycznymi opisanymi w [1] i przytoczonymi punkcie 2.2, natomiast ustawienia zabezpieczeń dobierane są na podstawie parametrów generatora jednostki wytwórczej zasilanej z OZE. Z punktu widzenia idei Smart Grid taki sposób połączenia OZE z siecią jest niepożądany, ponieważ ugruntowuje monopolistyczną rolę przedsiębiorstw energetycznych dyktujących ceny dla odbiorców. W przyszłości należy dążyć do zmian, które umożliwią bardziej „demokratyczne” zasady ustalania rozliczeń pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a właścicielami mikroźródeł.



Rys. 6.1. Układ połączenia OZE i prosumenta z OSD z niezależnymi układami pomiarowymi energii OZE i prosumenta

Rysunek 6.2 przedstawia układ, w którym jednostka wytwórcza z OZE włączona jest za układem pomiarowym prosumenta. Takie połączenie prosumenta energii elektrycznej z SD wymaga zastosowania dwukierunkowego układu pomiarowego, który będzie mógł wykonać pomiar energii pobranej z SD przez odbiorniki prosumenta oraz energii oddanej do SD w celu rozliczeń z operatorem. Układ taki umożliwi bilansowanie energii na poziomie układów odbiorczych prosumenta (wewnętrznej sieci lokalnej prosumenta), tzn. w pierwszej kolejności prosumenci zaspokajają zapotrzebowanie własne na energię elektryczną, a nadwyżki produkowanej energii przesyłane są do SD. Z punktu widzenia prosumenta powoduje to zmniejszenie poboru energii z SD. Oczywiście również w tym przypadku odbywa się bilansowanie mocy na poziomie odbiorców przyłączonych do szyn transformatora SN/nN powodując jego odciążenie. W układzie przedstawionym na rysunku 6.2 przyłącze energetyczne oraz układ pomiarowy i zabezpieczeniowy prosumenta należy dobrać na moc maksymalną w zależności czy będzie to moc jednostki wytwórczej, czy moc odbiorników.

Zabezpieczenia JW w tym układzie należy dobrać tak, aby były skojarzone z zabezpieczeniami przyłącza prosumenta, żeby uniknąć zbędnego wyłączenia odbiorów prosumenta w przypadku zadziałania zabezpieczeń OZE. W tym przypadku również należy dobierać moc generatora zgodnie z [1]. Sposób połączenia mikroźródeł prosumenta z siecią przedstawiony na rys.6.2 jest układem, który należy promować w przyszłości. Umożliwia on prosumentowi większy wpływ na zasady wzajemnego rozliczania z przedsiębiorstwami energetycznymi.



Rys. 6.2. Układ połączenia OZE i prosumenta z OSD z jednym układem pomiarowym energii OZE i prosumenta

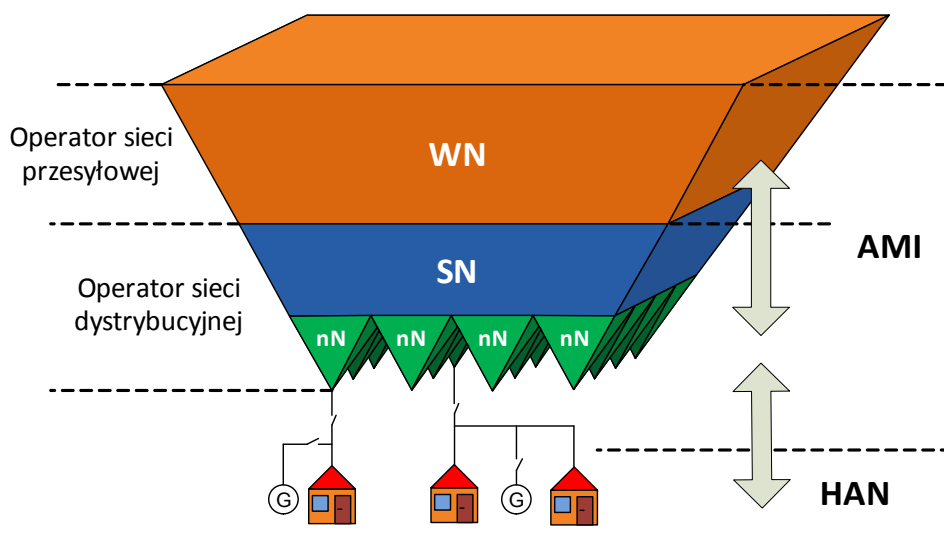
Przewidując pracę opisanych powyżej układów przyłączenia prosumenta do SD w sieci Smart Grid należy stwierdzić, że pod względem zarządzania i sterowania układy te różnią się między sobą zasadniczo. Układ z rysunku 6.1 w sieci Smart Grid sterowany będzie na poziomie AMI, a więc na poziomie OSD, u którego przyłączona jest jednostka wytwórcza. Jeżeli prosument w podpisanej umowie wyrazi zgodę na wykorzystanie jego układu do stabilizacji pracy systemu na poziomie lokalnym to w zależności od potrzeb i możliwości na poziomie AMI będzie podejmowana decyzja o załączeniu lub wyłączeniu OZE do systemu. Jeżeli w systemie wystąpi nadwyżka mocy, a prosument w danym momencie będzie mógł produkować energię, to umowa z operatorem sieci powinna przewidywać, jakie korzyści uzyska prosument z tytułu wyłączenia jego źródła w tym momencie. Natomiast jeżeli układy Smart Grid na danym terenie będą zaawansowane to nadwyżka energii z OZE w może być magazynowana w układach lokalnych odbiorców np. przez pojazdy elektryczne lub układu produkcji c.w.u., czy wody lodowej, co w niektórych przypadkach umożliwia zakwalifikowanie wyprodukowanej energii z wyższym przelicznikiem do ogólnego bilansu energii odnawialnej na rynku.

Jednostka wytwórcza przyłączona jak na rysunku 6.2 w sieci Smart Grid sterowana będzie na poziomie HAN, a więc na poziomie układu zarządzania wewnętrzną siecią lokalną prosumenta. Sieć HAN prosumenta przez interfejs AMI/HAN, w czasie rzeczywistym kontaktuje się z AMI. HAN ma za zadanie zarządzać źródłem (jednostką wytwórczą z OZE) i odbiornikami (urządzeniami własnymi) prosumenta i w pierwszej kolejności dążyć do zaspokojenia jego potrzeb. Podobnie jak poprzednio, jeżeli prosument w podpisanej umowie wyrazi zgodę na wykorzystanie jego układu do bilansowania pracy systemu na poziomie lokalnym, to w zależności od potrzeb i możliwości na poziomie AMI będzie podejmowana decyzja o załączeniu, wyłączeniu JW do systemu elektroenergetycznego lub zmniejszeniu/zwiększeniu ilości wytwarzanej energii do SD. W przypadku nadwyżki mocy w

systemie, HAN będzie decydował o magazynowaniu energii z OZE w układach prosumenta np. w akumulatorach pojazdów elektrycznych lub układu produkcji c.w.u., czy wody lodowej. Więcej o bilansowaniu sieci Smart Grid napisano w punkcie 6.4.

6.2. Przepływ informacji w sieci Smart Grid

Określenie rodzaju informacji wymienianych pomiędzy OSD a JW prosumenta energetycznego ma fundamentalne znaczenie z punktu widzenia działania, kontroli i sterowania jednostką wytwórczą oraz z punktu widzenia funkcjonowania sieci Smart Grid. Informacje pomiędzy operatorem sieci przesyłowych a operatorami sieci dystrybucyjnych, oraz operatorami sieci dystrybucyjnych a prosumentami energetycznymi przyłączonymi do sieci nN będą wymieniane za pomocą AMI (advanced metering infrastructure). Natomiast na poziomie lokalnym (mieszkanie, dom, gospodarstwo rolne, szkoła, urząd, parafia, blok mieszkalny, itp.) za zarządzanie energią elektryczną i komunikację z AMI będzie odpowiedzialna sieć HAN (home area network). Na rysunku 6.3 pokazano przepływ informacji w sieci Smart Grid na tle piramidy kompetencji (hierarchię).



Rys. 6.3. Przepływ informacji i podział kompetencji w sieci Smart Grid

Jednostki wytwórcze prosumentów energetycznych, wyposażone w OZE takie jak: mikrobiogazownie rolnicze, małe turbiny wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne, zasobniki energii (również mobilne zasobniki energii: samochody, ciągniki rolnicze z napędem elektrycznym), będą musiały komunikować się z OSD za pomocą interfejsów HAN/AMI, przekazując wiele istotnych informacji. Będą one dotyczyły między innymi:

- informacji o aktualnym stanie pracy JW,
- informacji o generowanej mocy czynnej P ,
- informacji o generowanej mocy biernej Q ,
- informacji o ilości zgromadzonej energii w zasobnikach
- możliwości regulacyjnych JW

Przepływ informacji powinien mieć charakter hierarchiczny (Rys. 6.3). Informacje wymieniane pomiędzy HAN/AMI, ich rodzaj i ilość powinny być przedmiotem dalszych dyskusji i ustaleń. Na podstawie danych wymienianych pomiędzy prosumentami energetycznymi a OSD i dalej pomiędzy OSD a operatorami sieci przesyłowych (aktualne obciążenie sieci, ilość energii pobieranej/generowanej w poszczególnych punktach sieci Smart Grid, itp.) będą mogły być podejmowane decyzje i działania poprawiające sprawność i niezawodność systemu elektroenergetycznego.

Już w obecnej chwili wiadomo, że przyłączanie dużej ilości JW do sieci dystrybucyjnej może spowodować zakłócenia pracy sieci dystrybucyjnej (wahania napięcia, zjawisko migotania światła – Flicker). Zwłaszcza w przypadku przyłączenia dużej liczby tzw. źródeł o niskiej przewidywalności i stabilności (turbiny wiatrowe, ogniwa fotowoltaiczne). W takim przypadku na podstawie informacji przesyłanych przez sieć AMI operator sieci dystrybucyjnej podejmuje działania zmierzające do stabilizacji systemu elektroenergetycznego, przez zarządzanie pracą JW przyłączonych do SD operatora. Informacja przepływa od operatora sieci przesyłowych do operatorów sieci dystrybucyjnych, a następnie operatorzy sieci dystrybucyjnych podejmują działania związane z zarządzaniem (sterowaniem) jednostkami wytwórczymi przyłączonymi do SD nN (rys. 6.3). Działanie takie wydaje się być racjonalne, z uwagi na to, że to do OSD spływają informacje zarówno od operatorów sieci przesyłowych jak i od podmiotów przyłączonych do SD. Mają oni informacje on-line o stanie sieci. Zachowanie takiej hierarchii jest gwarancją swobodnego i jasnego przepływu informacji w sieci Smart Grid. Więcej na temat sterowania JW prosumentów energetycznych przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej nN i podziału kompetencji napisano w punktach 6.2 i 6.3.

6.3. Podział kompetencji

Podział kompetencji w dysponowaniu i zarządzaniu jednostką wytwórczą prosumenta energetycznego przyłączonego do SD musi być szczegółowo określony w umowie zawartej pomiędzy OSD a prosumentem energii elektrycznej. Zagadnienie rozliczeń finansowych powinno być oddzielnym tematem do dyskusji w kontekście sieci Smart Grid.

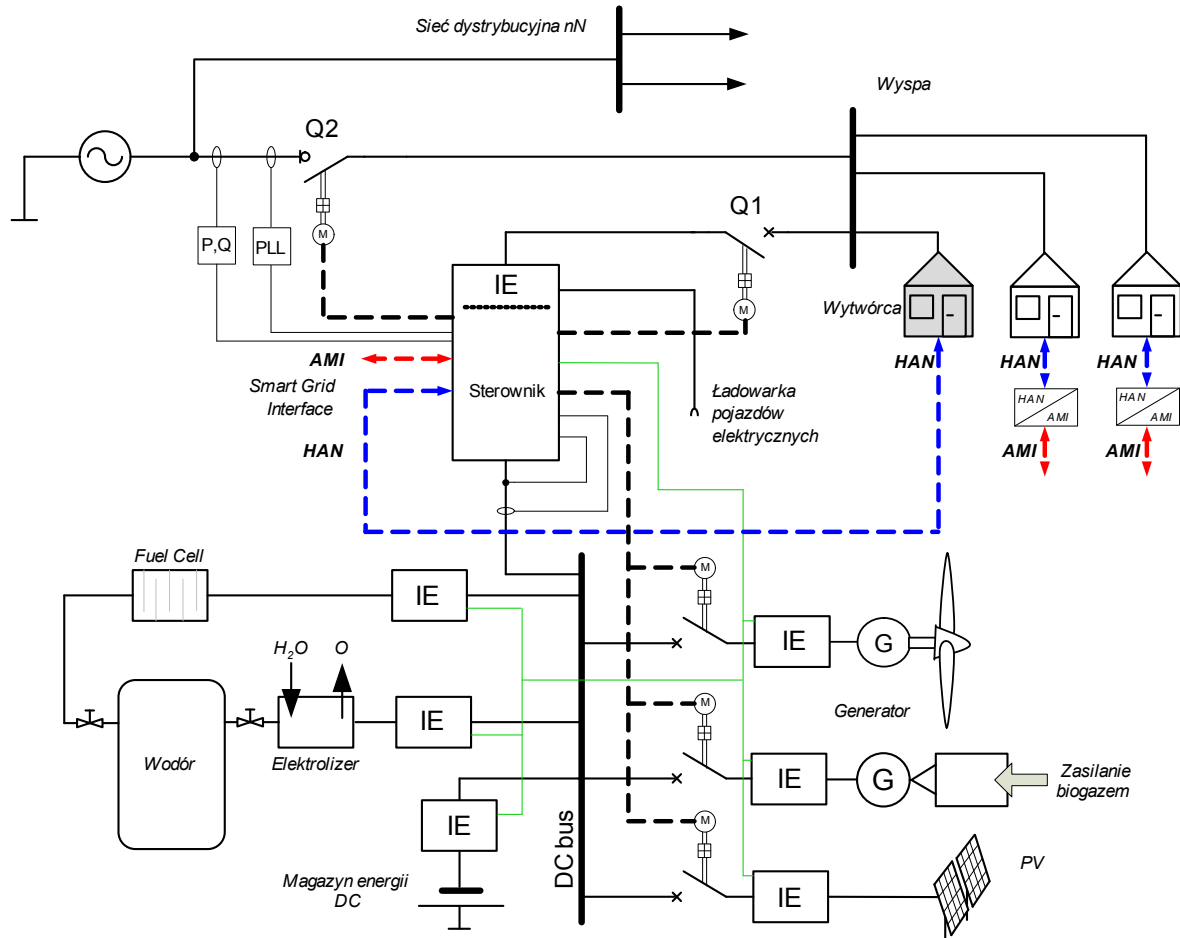
Wytwórca energii elektrycznej (prosument energetyczny) przyłączony do sieci dystrybucyjnej nN, może wyrazić zgodę na udział w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego. W takim przypadku jednostką wytwórczą dysponuje (kontroluje jej pracę) operator sieci dystrybucyjnej, do której JW jest przyłączona. Operator sieci dystrybucyjnej na podstawie danych przesyłanych przez AMI od operatora sieci przesyłowych oraz informacji spływających z SD podejmuje decyzję o ilości energii elektrycznej wytwarzanej przez daną JW w konkretnym miejscu SD. W czasie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną OSD zarządza zwiększenie energii wytwarzanej w JW prosumentów energetycznych. W przypadku zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektryczną OSD może zarządzić zmniejszenie ilości energii elektrycznej wytwarzanej przez wskazane JW. Tym sposobem prosumenci energetyczni mają możliwość brania udziału w

bilansowaniu sieci elektroenergetycznej. Udział w bilansowaniu systemu powinien być korzystny zarówno dla OSD jak i prosumentów energetycznych, którzy wyrazili na to zgodę w umowie. W przypadku, gdy prosument nie wyrazi zgody na udział w bilansowaniu systemu, w razie konieczności, w czasie zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektryczną w sieci, jego JW zostanie odłączona od SD. Ponadto system taryf i rozliczeń pomiędzy prosumentami a OSD powinien zachęcać do tego, aby prosumenci energetyczni brali udział w bilansowaniu systemu.

Mimo tego, że energia elektryczna z OZE ma pierwszeństwo i jej udział w całkowitym bilansie powinien być jak największy, to ze względu na bezpieczeństwo działania sieci Smart Grid oraz zwiększenie gwarancji zasilania, jednostkami wytwórczymi w pierwszej kolejności powinni zarządzać operatorzy systemów dystrybucyjnych (za pomocą AMI) a w drugiej kolejności prosumenci (za pomocą HAN). Więcej na temat sterowania jednostkami wytwórczymi napisano w punkcie 6.4.

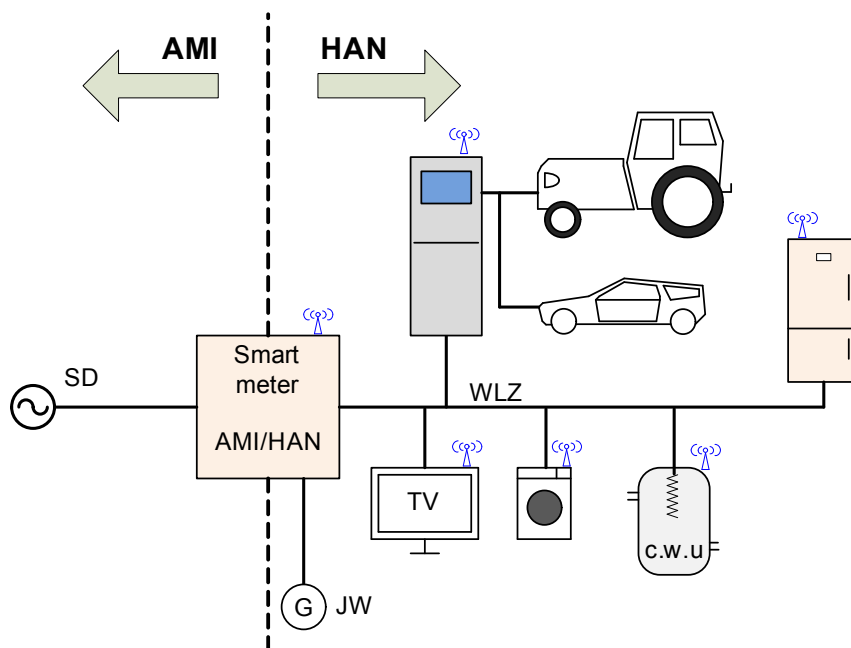
6.4. Sterowanie jednostkami wytwórczymi (infrastruktura HAN, AMI)

Wymogi dotyczące utrzymania niezawodności i bezpieczeństwa sieci i zasad dysponowania mogą być różne w zależności od specyfiki sieci krajowej i warunków jej bezpiecznej eksploatacji. Priorytetowy dostęp do sieci daje podłączonym do sieci producentom energii elektrycznej z OZE pewność, że w każdej chwili będą mogli sprzedawać i przesyłać energię elektryczną ze źródeł odnawialnych zgodnie z zasadami przyłączenia, kiedy tylko dostępne będzie źródło [5]. Z uwagi na to należy przewidzieć przynajmniej trzy scenariusze, jakie mogą mieć miejsce w trakcie pracy jednostki wytwórczej prosumenta: zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną w sieci, tzw. „szczyt”, zmniejszone zapotrzebowanie na energię elektryczną w sieci, tzw. „dolina”, oraz brak zasilania podstawowego od strony SD. Schemat poglądowy przedstawiający koncepcję integracji prosumenta energetycznego z jednostką wytwórczą wyposażoną w OZE oraz magazyny energii z siecią dystrybucyjną pokazano na rysunku 6.4.



Rys. 6.4. Integracja mikrosystemu prosumenta energetycznego ze Smart Gridem

W celu zapewnienia najbardziej efektywnego zarządzania energią elektryczną, każdy odbiorca / wytwórca energii elektrycznej powinien komunikować się z OSD za pomocą AMI. Natomiast zarządzanie energią elektryczną na poziomie lokalnym (mieszkanie, dom, gospodarstwo, szkoła, itp.) odbywa się za pomocą HAN. Koncepcję sieci HAN i jej komunikację z AMI pokazano na rysunku 6.5. Urządzeniem pomiarowym i jednocześnie zarządzającym energią elektryczną na poziomie lokalnym (mieszkanie, dom, szkoła, itp.) jest Smart Meter z interfejsem komunikacyjnym AMI/HAN. Sposób umieszczenia urządzeń pomiarowo rozliczeniowych Smart Meter omówiono w punkcie 6.1. Smart Meter używając sieci HAN komunikuje się z poszczególnymi odbiornikami energii elektrycznej przyłączonymi do sieci wewnętrznej prosumenta i na podstawie zbieranych informacji oraz informacji napływających z AMI może decydować o włączaniu lub wyłączaniu wybranych odbiorników lub czasowo ograniczać ich zasilanie, z zachowaniem priorytetów określonych przez użytkownika (prosumenta).



Rys. 6.5. Koncepcja sieci HAN i komunikacji z AMI

Uwzględniając m.in. dobowe zmiany obciążenia sieci elektroenergetycznej sterownik HAN może decydować o tym, kiedy jaki odbiornik będzie zasilany. Przykładowo ładowanie pojazdów elektrycznych (np. ciągnik rolniczy z napędem elektrycznym, samochód) może odbywać się nocą wtedy, kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest mniejsze i jest ona tańsza. Natomiast w przypadku obciążenia systemu, lub zasilania wyspowego, Jednostka sterująca HAN może podjąć decyzję o zmniejszeniu konsumpcji energii elektrycznej i zdecydować o wyłączeniu zasilania odbiorników, które w tej chwili tego nie wymagają lub czasowym ograniczeniu zasilania, bądź mają niższy priorytet ustawiony przez użytkownika.

Zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną w sieci

W przypadku zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną w sieci elektroenergetycznej (Smart Grid), operator może pokrywać to zapotrzebowanie z JW prosumentów energetycznych. W takim wypadku wysyła za pomocą AMI informację do lokalnych wytwórców energii przyłączonych do SD o takiej potrzebie. Zwrotnie może dostać informację o dostępnych rezerwach mocy i ewentualnie ilości energii zmagazynowanej w zasobnikach energii (baterie akumulatorów, pojazdy z napędem elektrycznym przyłączone do terminali ładowania, ogniwa paliwowe, itp.) u poszczególnych prosumentów. Wykorzystanie tych zasobów pokryje lokalne (na poziomie SD) zapotrzebowanie na energię elektryczną, odciążając sieć przesyłową, a tym samym zmniejszając straty przesyłowe. Jest to korzyść dwustronna. Operator systemu łagodzi dobowe „szczyty” mocy w systemie elektroenergetycznym, zmniejszając straty przesyłowe i obciążenie systemu, a prosument sprzedając energię elektryczną odnosi korzyści finansowe. W zależności od sposobu przyłączenia JW do SD, (rys. 6.1 i 6.2) prosument może najpierw sprzedać wytworzoną energię, a następnie kupić ją od operatora, lub w pierwszej kolejności zapewnić zasilanie

sobie, a następnie nadwyżkę energii przestać do SD. W okresach omawianego zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną w sieci (w szczytach) również sieć HAN może brać udział w bilansowaniu systemu. Ponieważ wszystkie urządzenia prosumenta przyłączone do sieci zarządzane są przez HAN, sterownik HAN na podstawie określonych przez prosumenta priorytetów może zarządzać pracą urządzeń przyłączonych do sieci wewnętrznej. W okresach największego zapotrzebowania na energię elektryczną można również ograniczyć czasowo zasilanie pewnej grupy urządzeń. Przykładem mogą być tu lodówki czy zamrażarki, które mogą być w tym czasie załączane rzadziej. Również ładowanie pojazdów elektrycznych może w tym czasie zostać przerwane i wznowione w czasie, kiedy zapotrzebowanie na energię spadnie. Jeżeli prosument wyposażony jest w dwukierunkowy terminal ładowania samochodu, ciągnika elektrycznego, w szczytowych momentach zapotrzebowania na energię, może przesyłać energię do sieci z mobilnego magazynu, jakim jest samochód, czy ciągnik elektryczny.

Udział w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego Smart Grid mogą brać również udział odbiorcy nieposiadający jednostek wytwórczych przyłączonych do SD. W takim wypadku OSD za pomocą AMI komunikuje się z odbiorcami końcowymi, których wewnętrzne sieci zasilające zarządzane są przez HAN (rys 6.5). Podobnie jak miało to miejsce w przypadku prosumentów z jednostkami wytwórczymi zasilanymi z OZE, na poziomie sieci HAN podejmowane są decyzje o tym które odbiorniki można czasowo odłączyć od zasilania lub czasowo ograniczyć ich zasilanie w celu odciążenia systemu. Należy jednak podkreślić, że w takich okolicznościach odbiorca wyrażający zgodę na udział w bilansowaniu systemu powinien mieć zapewnione korzyści finansowe z tego tytułu (korzystna taryfa, rekompensata finansowa, itp.) Sposób rozliczania usług świadczonych przez odbiorców końcowych powinien być przedmiotem osobnej dyskusji.

Zmniejszone zapotrzebowanie na energię elektryczną w sieci

W niektórych okolicznościach, jak już wcześniej wspomniano, nie ma możliwości zapewnienia pełnego przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej wytwarzanej z OZE w jednostkach wytwórczych prosumentów bez uszczerbku dla niezawodności, bezpieczeństwa lub stabilności sieci elektroenergetycznej. W takim przypadku OSD komunikuje się z układami sterowania JW za pomocą AMI i zarządza zmniejszenie ilości energii elektrycznej generowanej do sieci. W tym momencie zachodzi sytuacja, w której mimo zdolności wytwórczych prosumenta przyłączonego do SD, jego możliwości oddawania (sprzedawania) energii elektrycznej operatorowi sieci dystrybucyjnej zostały ograniczone. Ponadto w tzw. „dolinie” prosument zostaje niejako zmuszony do pobrania energii elektrycznej z SD, aby zwiększyć obciążenie systemu. W związku z tym (udziałem w bilansowaniu systemu) należy mu się rekompensata finansowa [5]. Sposób rekompensaty i rozliczeń pomiędzy prosumentem a OSD jest kwestią otwartą i wymaga dalszych analiz i ustaleń. Sterowanie jednostką wytwórczą a zatem również ograniczanie zdolności wytwórczych prosumenta energetycznego przez OSD jest naturalną konsekwencją zgody na udział w bilansowaniu systemu

W przypadku omawianego zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektryczną w sieci (nadwyżki energii elektrycznej), ilość energii elektrycznej wytwarzanej w JW nie koniecznie musi zostać ograniczona. Nie zostanie ona również przesłana do SD. Na podstawie informacji przesłanej przez AMI od OSD o konieczności zmniejszenia generowanej energii do SD, zarządzanie nad siecią wewnętrzną prosumenta przejmują HAN. W tym czasie odbiorniki, które w „szczytach” były odłączone od zasilania lub ich zasilanie zostało czasowo ograniczone teraz mogą pracować normalnie. Energia elektryczna może być zamieniana na ciepłą (wytwarzanie c.w.u lub wody lodowej). Jeżeli prosument wyposażony jest w magazyny energii (baterie akumulatorów, piece akumulacyjne, ogniwa paliwowe, itp.), również w tym czasie może ją magazynować. Energia elektryczna w tym czasie powinna być również wykorzystana do ładowania pojazdów elektrycznych. Jest to szczególnie ważny aspekt wykorzystania energii z OZE biorąc pod uwagę zapisy Pakietu 3x20.

Przez takie działania energia wytwarzana przez jednostkę wytwórczą, zamiast zostać przesłana do SD zostanie skonsumowana lokalnie w sieci wewnętrznej prosumenta zarządzanej przez HAN lub zmagazynowana.

Praca wyspowa jednostek wytwórczych w sieci Smart Grid

Umożliwienie przechodzenia jednostkom wytwórczym w tryb pracy wyspowej, na wyspę urządzeń własnych wytwórcy lub też innych prosumentów, znacząco poprawi niezawodność zasilania sieci Smart Grid. Załączenie JW do pracy wyspowej może wystąpić w czasie, kiedy prosument lub grupa prosumentów (np. szkoła, szpital, osiedle domków jednorodzinnych, budynek wielorodzinny, itp.) zostaną pozbawieni zasilania od strony sieci dystrybucyjnej. Warunki przejścia do pracy wyspowej, odłączenia i włączania jednostek wytwórczych do SD opisano w punkcie 2.2 na podstawie [1]. Warunkiem koniecznym podczas pracy wyspowej jest odłączenie i odseparowanie jednostki wytwórczej i zasilanej wyspy od reszty SD. Pozwoli to na uniknięcie wtórnego zasilania sieci dystrybucyjnej przez prosumenta energią elektryczną. Przejście do pracy wyspowej może być inicjowane dwoma przypadkami. Operator sieci dystrybucyjnej, przed planowanym wyłączeniem zasilania, może wysłać przez AMI informację do prosumentów z jednostkami wytwórczymi zasilanymi z OZE o wyłączeniu. Dodatkowo mogą być przesyłane informacje o planowanym czasie, przez jaki prosumenci będą pozbawieni zasilania od strony SD. Po otrzymaniu takich informacji jednostka sterująca pracą JW przełącza ją w tryb pracy wyspowej. W drugim przypadku przejście do pracy wyspowej może być spowodowane zadziałaniem zabezpieczeń pod napięciowych. Wykryty spadek, czy zanik napięcia w sieci dystrybucyjnej spowoduje odłączenie jednostki wytwórczej i przełączenie jej w tryb pracy wyspowej. Sytuacja taka może mieć miejsce w przypadku awarii w sieci elektroenergetycznej.

Po przejściu w tryb pracy wyspowej kontrolę nad JW przejmują HAN, nie tracąc oczywiście komunikacji z AMI. Sterownik HAN mając informację o możliwościach generacyjnych jednostki wytwórczej oraz o ilości zmagazynowanej energii, na podstawie ilości i rodzaju urządzeń przyłączonych do sieci prosumenta lub innych odbiorców przyłączonych do wyspy może określić, przez jaki czas i jaką ilość urządzeń będzie w stanie

zasilać dana jednostka wytwórcza. Dodatkowo mając informacje od OSD o czasie trwania planowanego wyłączenia, HAN może podejmować decyzje analogiczne jak w przypadku Nadmiernego obciążenia systemu elektroenergetycznego. Oznacza to, że HAN może odłączyć, lub czasowo ograniczyć zasilanie pewnej grupy urządzeń odbiorców końcowych, w celu zmniejszenia mocy przyłączonych urządzeń, co w konsekwencji pozwoli zasilać wyspę przez dłuższy czas. W tym czasie HAN może wykorzystać energię elektryczną zmagazynowaną w zasobnikach energii oraz przez dwukierunkowe terminale ładowania pojazdów elektrycznych wykorzystać energię zgromadzoną w mobilnych magazynach. Takie zarządzanie energią elektryczną pozwoli na wydłużenie czasu zasilania wyspy, zwiększając jednocześnie niezawodność zasilania. Po przywróceniu zasilania OSD po planowanym wyłączeniu lub usunięciu awarii AMI komunikuje się z JW prosumenta zezwalając na przejście z trybu pracy wyspowej do równoległej.

7. Infrastruktura sieci Smart Grid - rozwiązania techniczne

Obecny rozwój technologii daje szerokie możliwości rozwoju sieci elektroenergetycznych i zastosowania w nich w niedalekiej przyszłości rozwiązań prowadzących do sieci Smart Grid, a więc sieci aktywnie wykorzystujących wszystkie możliwości poprawy parametrów jakości energii i stabilności pracy systemu elektroenergetycznego. Niezbędne będzie wykorzystanie w tym celu najnowszych znanych rozwiązań z dziedziny: technologii informacyjnej (IT), transmisji danych, automatyki energetycznej. W skład sieci Smart Grid zaliczane będą nie tylko elementy i układy energetyki zawodowej służące do generacji, przesyłu i dystrybucji energii, lecz również odbiorniki wyposażone w układy zdalnej kontroli mogące brać udział w aktywnym oddziaływaniu na system poprzez wyrównywanie krzywej dobowej poboru mocy.

Konsekwencją powszechnej integracji systemu elektroenergetycznego i odbiorników w sieć Smart Grid będzie uzyskanie pewnej wartości dodanej dla wszystkich zainteresowanych stron, poprzez synergię: ceny energii elektrycznej będą mogły być elastycznie dostosowywane do popytu i podaży.

Kolejnym niezmiernie ważnym aspektem integracji rozproszonych źródeł energii i zarządzania odbiorców przez układy Smart Grid będzie zrównoważona produkcja energii, co spowoduje efektywniejsze jej wykorzystanie poprzez zużytkowanie jej w miejscu generacji z pominięciem strat przesyłowych. W celu stworzenia sieci inteligentnej umożliwiającej aktywną kontrolę wszystkich jej elementów niezbędne jest zastosowanie w niej odpowiednich rozwiązań i usług w zakresie komunikacji, oprogramowania, opomiarowania, automatyki zabezpieczeniowej i łączeniowej, planowania, kontroli, monitorowania i diagnostyki infrastruktury sieci przesyłowych, rozdzielczych i dystrybucyjnych układów generacyjnych i odbiorczych. Wielu światowych producentów osprzętu elektroenergetycznego już dziś stara się zamieścić w swojej ofercie handlowej elementy i układy mogące w przyszłości tworzyć sieci Smart Grid.

7.1. Zabezpieczenia generatorowe

Generatory OZE i układy sprzęgające muszą być wyposażone w automatykę zabezpieczeniową chroniącą obwody w razie wystąpienia zaburzeń, które mogą być groźne dla OZE jak również dla sieci i przyłączonych odbiorników. W ofercie handlowej producentów osprzętu elektrycznego można znaleźć gotowe kompaktowe układy zabezpieczeniowe generatorów. Na rysunku 7.1 zamieszczono funkcje przykładowego układu automatyki zabezpieczeniowej generatorów produkowanego przez firmę Schneider Electric. W układach Smart Grid niezbędne jest wyposażenie takich modułów w obwody komunikacji dwukierunkowej, które łączyły się będą z układem nadzorującym poprzez łącza stałe lub bezprzewodowe. Układy zabezpieczeniowe w zależności od sposobu połączenia z siecią dystrybucyjną będą nadzorowane przez HAN lub AMI. Układy nadzorujące pracujące w sieci Smart Grid muszą w czasie rzeczywistym mieć informacje o wszelkich zaburzeniach wykrytych przez obwody zabezpieczające i ewentualnych ich działaniach w celu aktywnego dostosowywania obwodów sieci w razie awarii OZE.

Kod ANSI	IEC61850	Funkcje	P342	P343	P344	P345
87G	DifHzd/LzdPDIF	Różnicowe generatora	-	1	1	1
50DT	DifIntPDIF	Międzyzwojowe	-	1	1	1
50N / 51N	EfmPTOC	Ziemnozwarciowe bezkierunkowe	4	4	4	4
50 / 51 / 67	OcpPTOC	Nadprądowe fazowe kier / bezkierunkowe	2	2	2	2
67N / 67W	SenSelPTOC	Czule ziemnozwarciowe kierunkowe / mocowe	1	1	1	1
64 / 87N	SenRefPDIF	Ograniczone ziemnozwarciowe (różnicowe)	1	1	1	1
51V	SbkOcpPVOOC	Nadprądowe z kontrolą napięcia	1	1	1	1
21	SbkUzpPDIS	Podimpedancyjne	2	2	2	2
59N	VtpResaPTOF	Doziemienie St. (Uo) M-mierzone, O-obliczane	2M/2O	2M/2O	2M/2M/2O	2M/2M/2O
27 / 59	VtpPhsPTUV/PTOV	Pod / Nadnapięciowe	2/2	2/2	2/2	2/2
81U / 81O	FrqPTUF/PTOF	Pod / Nadczęstotliwościowe	4/2	4/2	4/2	4/2
81AB	TafPTAF	Nienormalna częstotliwość turbiny	6	6	6	6
32R/32L/32O	PwrPPWR	Moc zwrotna / Niski & Wysoki poziom mocy	2	2	2	2
40	ExcPDUP	Zanik wzbudzenia	2	2	2	2
46T	RtpTrpPTTR	Składowa przeciwna prądu (ciepne)	2	2	2	2
46OC	NpsPTOC	Składowa przeciwna prądu bez/kierunkowa	4	4	4	4
47	NpsPTOV	Składowa przeciwna napięcia	1	1	1	1
49	ThmPTTR	Przeciążenie stojana (model ciepły)	2	2	2	2
24	VHzPVPH	Przewzbudzenie (wzrost indukcji)	5	5	5	5
78	PszPPAM	Posłizg biegunów (Utrata synchronizmu)	-	1	1	1
27TN / 59TN	StaHa3PPTU/PTOV	100% Ziemnozwarciowe stojana (3 harm)	-	1	1	1
64S	StaLfIPEFI	100% Ziemnozwarciowe stojana (gen.20Hz)	-	-	-	1
50 / 27	DmpPDMP	Przypadkowe załączenie generatora do sieci	-	1	1	1
50BF	CbfRCFB	Lokalna rezerwa wyłącznikowa	2	2	2	2
VTS	SvnRVCS	Kontrola obwodu pomiarowego napięciowego	1	1	1	1
CTS	SvnRVCS	Kontrola obwodu pomiarowego prądowego	1	1	1	1
64R	RtrfIPEFI	Ziemnozwarciowe wirnika (CLIO i P391)	Opcja	Opcja	Opcja	Opcja
RTD	RtIPTTR	Pomiar temperatury RTD x 10 PT100	Opcja	Opcja	Opcja	Opcja
CLIO	ClIAInVTrpPTUC	CLIO (4 wejścia & 4 wyjścia analogowe)	Opcja	Opcja	Opcja	Opcja
		IRIG-B synchronizacja czasu	Opcja	Opcja	Opcja	Opcja
		Port do komunikacji lokalnej z przodu (RS232)	•	•	•	•
		Port do komunikacji zdalnej (KBus/RS485)	•	•	•	•
		Drugi port do komunikacji zdalnej (RS232/RS485/FO-ST dla IEC-103)	Opcja	Opcja	Opcja	Opcja
		Pojedynczy port do komunikacji (SEB Ethernet)	Opcja	Opcja	Opcja	Opcja
		Podwójny port do komunikacji (REB Ethernet)	Opcja	Opcja	Opcja	Opcja
		Wejście IRIG-B do synchronizacji czasu	Opcja	Opcja	Opcja	Opcja
	OptGGIO	Wejścia binarne optoizolowane	8-32	16-32	24-32	24-32
	RlyGGIO	Wyjścia przekaźnikowe standardowe	7-32	14-32	24-32	24-32
		Wyjścia przekaźnikowe szybkie – mocne - opcja	4HB	4 lub 8HB	4 lub 8HB	4 lub 8HB
	FnkGGIO	Klawisze funkcyjne	-	-	-	10
		Klawisze dostępu typu HOTKEY	2	2	2	2
	LedGGIO	Programowalne diody LED: R lub R/G/Y	8R	8R	8R	18R/G/Y

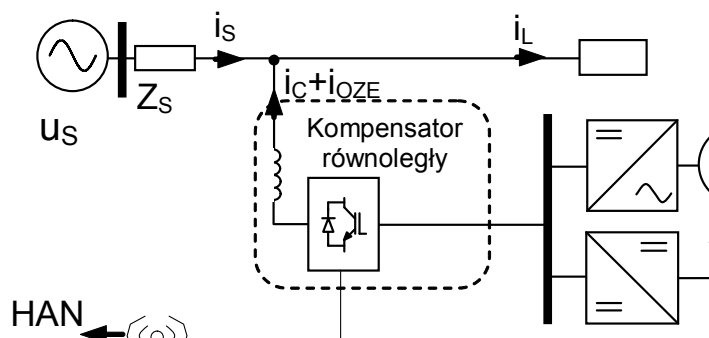
Rys.7.1. Opcje kompaktowego układu zabezpieczeń generatora produkowanego przez Schneider Electric [9]

7.2. Przekształtniki energoelektroniczne

Interfejsy energoelektroniczne w sieciach Smart Grid mogą pełnić nie tylko rolę układów zapewniających odpowiednie parametry wytwarzanej energii elektrycznej. Powinny być to układy, które umożliwią funkcje dodatkowe takie jak poprawa parametrów jakości energii (stabilizacja i symetryzacja napięcia, filtracja harmoniczných prądu, itp.). Ponadto mogą pełnić funkcję układu zasilania systemu ładowania pojazdów elektrycznych (samochód, ciągnik elektryczny, inne maszyny rolnicze z napędem elektrycznym). **Jest to bardzo istotny aspekt wykorzystania energii uzyskanej z OZE, ponieważ zgodnie z dokumentami**

konstytuującymi Pakiet 3x20, energia elektryczna z OZE wykorzystana do napędu pojazdu elektrycznego będzie się zaliczać ze współczynnikiem 2,5 do celu związanego z udziałem energii odnawialnej na rynkach końcowych energii.

W klasycznych układach sprzęgania OZE wyposażonych w generatory napięcia przemiennego z systemem elektroenergetycznym stosowane są układy o topologii analogicznej do układu HVDC. Zaletą takich układów jest możliwość przesyłu energii pomiędzy obwodami o różnych częstotliwościach dzięki dwustopniowej konwersji energii AD/DC-DC/AC. Zazwyczaj układy HVDC zbudowane są z zastosowaniem łączników tyrystorowych. Jednak takie rozwiązanie jest źródłem harmonicznych prądu w systemie elektroenergetycznym. Z tego powodu konieczne jest stosowanie współpracujących układów filtracyjnych. Znacznie lepszymi właściwościami charakteryzują się układy zbudowane na bazie elementów wyłączalnych, umożliwiających pracę z wyższymi częstotliwościami komutacji. W przypadku sprzęgania ogniw PV niezbędne jest zastosowanie układów falownikowych, a więc w tym przypadku zachodzi jednostopniowa konwersja energii DC/AC. Obecnie stosowane przekształtniki mają głównie za zadanie synchronizację OZE z systemem elektroenergetycznym. W sieciach Smart Grid będą one musiały być wyposażone w układy komunikacji z nadrzędnymi systemami kontrolującymi, które będą podejmowały decyzje o funkcji danego OZE w systemie. Uzasadnionym się wydaje, żeby w przyszłości OZE z układami sprzęgającymi pełniły funkcje aktywnych układów bilansowania mocy w punkcie wpięcia do systemu elektroenergetycznego. Zapewni to możliwość stabilizacji pracy systemu i poprawy parametrów jakości energii w punkcie wpięcia. Sprzęgające układy przekształtnikowe są układami równoległymi, tzn. są włączone równolegle z innymi obwodami sieci. W takim układzie przy odpowiednim sterowaniu mogą pełnić funkcję regulowanego źródła mocy czynnej lub biernej, a przy bardziej zaawansowanych układach falownikowych kompensatora harmonicznych prądów w punkcie wpięcia do systemu. Na rys.7.2. przedstawiono koncepcję równoległego układu sprzęgającego umożliwiającą kompensację mocy biernej, kompensację harmonicznych prądu generowanych przez odbiorniki nieliniowe, symetryzację prądów sieci dystrybucyjnej.

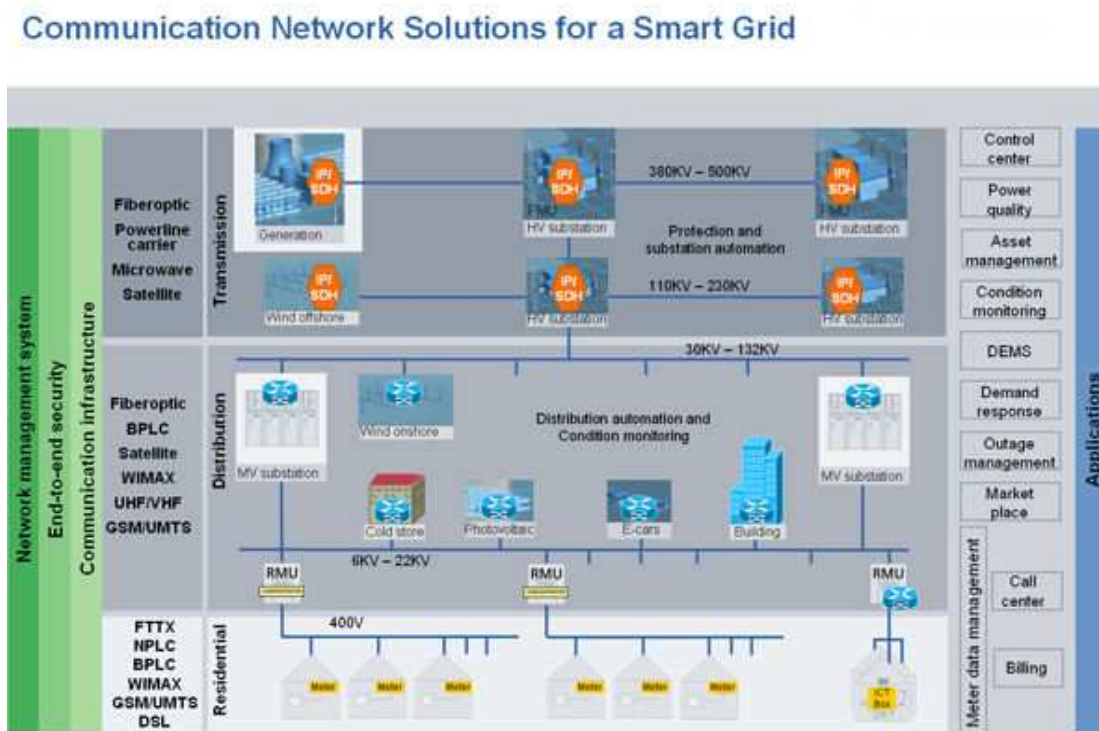


Rys.7.2. Koncepcja równoległego przekształtnika sprzęgającego

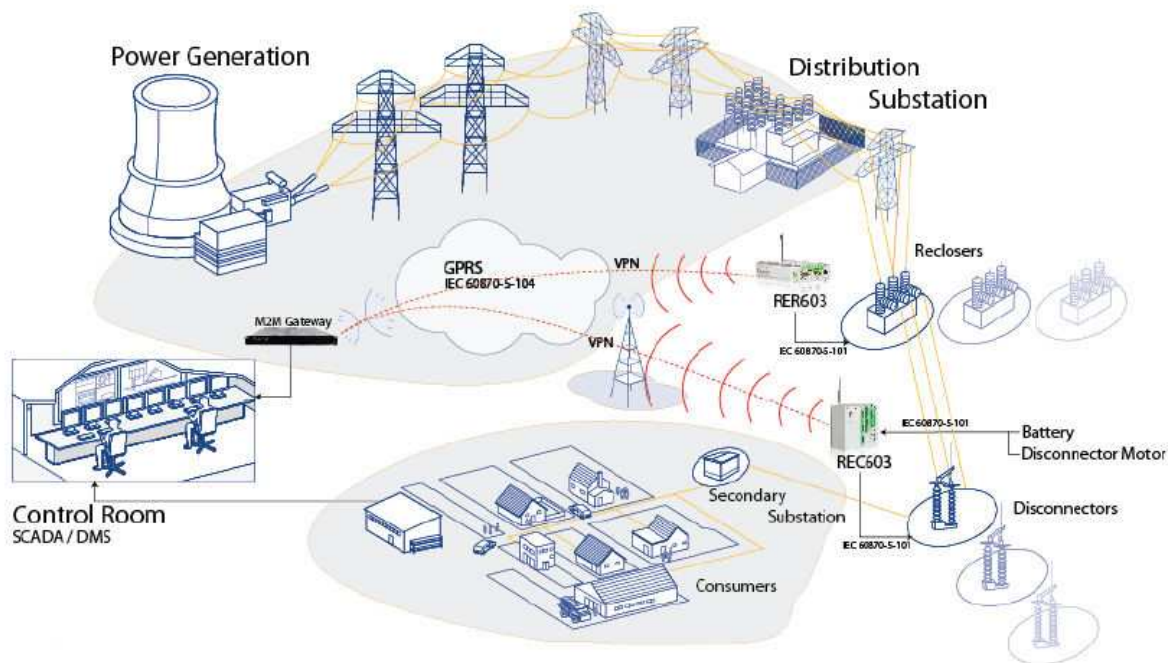
7.4. Komunikacja

W dzisiejszych sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych coraz więcej stacji jest monitorowanych i kontrolowanych w trybie on-line. Służą do tego układy EMS - Energy Management Systems, które do komunikacji wykorzystują światłowody umieszczone w głównych liniach przesyłowych, oraz szerokopasmowe systemy komunikacji. Te systemy komunikacji powinny być wykorzystane przy tworzeniu sieci Smart Grid. Przy tworzeniu sieci smart należy wykorzystać wszystkie możliwe technologie komunikacyjne do przesyłania danych. O ile sieci wysokich napięć są często wyposażone w linie światłowodowe, to sieci SN i nN są pozbawione infrastruktury komunikacyjnej. Należy więc ją dopiero rozbudować. Należy przy tym przeanalizować zasadność budowy łączy stałych, ponieważ dużo prostsze może okazać się wyposażenie aparatury kontrolno-pomiarowej w łącza bezprzewodowe.

Firmy produkujące osprzęt elektroenergetyczny już w tej chwili proponują gotowe rozwiązania infrastruktury komunikacyjnej dla sieci Smart Grid. Na rysunkach 7.4 oraz 7.5 zamieszczono przykładowe rozwiązania proponowane przez firmę Siemens oraz ABB. Należy zwrócić uwagę na to, że systemy komunikacyjne sieci smart muszą być systemami dwukierunkowymi, ponieważ muszą umożliwiać zarówno odbiór danych pomiarowych jak również zdalne sterowanie układami automatyki i kontroli.



Rys. 7.4. Układy komunikacji sieci Smart Grid proponowane przez firmę Siemens [7]



Rys. 7.5. Układy komunikacji możliwe do zastosowania w sieci Smart Grid produkowane przez firmę ABB [8]

7.5. Opomiarowanie

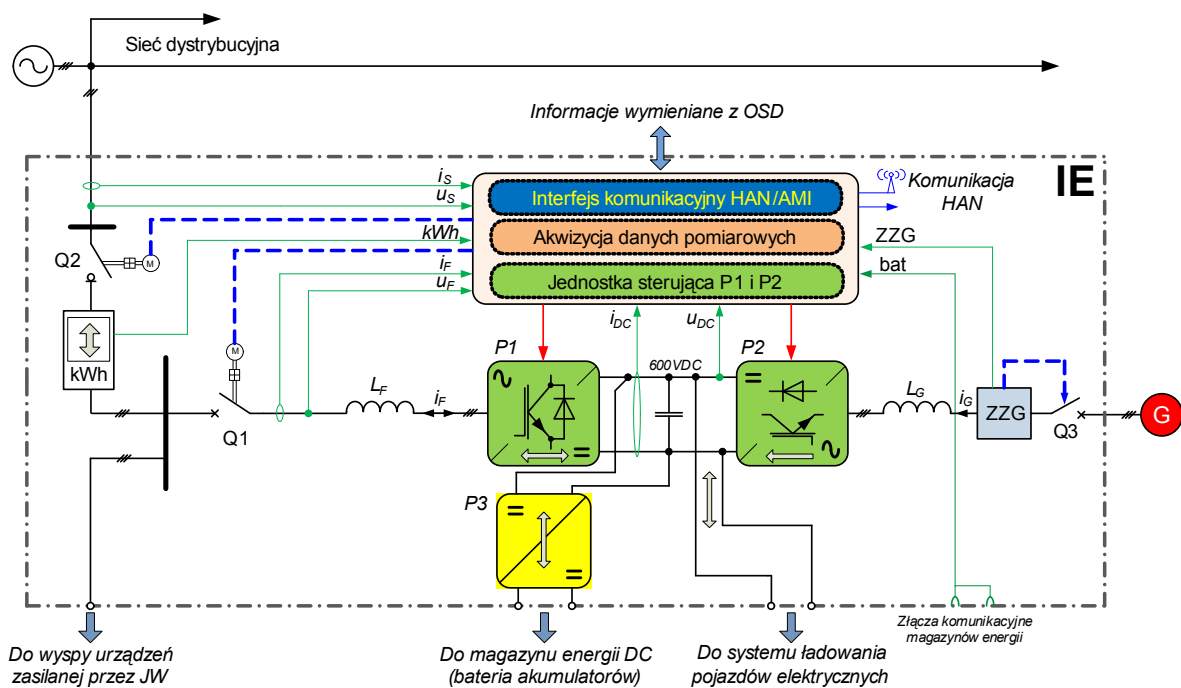
Operatorzy sieci dystrybucyjnych, którzy będą dążyli do rozwoju i unowocześnienia sieci w celu optymalizacji ich wykorzystania oraz wprowadzenia nowych usług muszą wprowadzić system AMI, który będzie miał za zadanie nadzorować podległe mu obszary sieci energetycznych oraz źródła rozproszone i odbiorniki aktywne. Jako układ kompleksowego nadzoru będzie miał za zadanie pobieranie danych i informacji na temat odbiorników gospodarstw domowych, źródeł rozproszonych na danym terenie, odbiorców specjalnych oraz infrastruktury sieci dystrybucyjnej i przesyłanie ich do centrali nadzorującej. Aby wykonać te zadania AMI będzie musiał kontaktować się z układami Smart Metering, czyli układami pomiarowymi zbierającymi niezbędne dane i wysyłającymi je do AMI. Układy Smart Metering będą musiały zapewnić:

- przesłanie danych dotyczących zużycia energii elektrycznej dla odbiorców taryfowych i klientów specjalnych;
- zdalną kontrolę stacji transformatorowych i infrastruktury sieci dystrybucyjnych;
- zdalne wyłączenie odbiorów klienta (usługi przedpłaty, ograniczenie maksymalnego poboru energii);
- zdalne przełączanie taryf klientów;
- rejestrację i dokumentowanie parametrów jakości dostarczanej energii (tolerancja napięcia, krótkotrwałe awarie, długoterminowe awarie, itp.);
- rejestrację nieautoryzowanych załączeń i wyłączeń urządzeń końcowych.

W chwili obecnej trwają prace z wprowadzeniem do użytkowania pierwszych układów Smart Metering, są to liczniki energii elektrycznej z możliwością zdalnej komunikacji z nimi. AMI powinien być otwartą platformą komunikacyjną integrującą pomiary dotyczące innych nośników energii i mediów (gaz, ogrzewanie miejskie, woda) oraz usługi dodatkowe (Home Automation), co umożliwi pełną kontrolę nad nimi i kompleksowe podejście do oszczędności energii niezależnie od rodzaju jej nośnika.

7.6. Interfejs energoelektroniczny

Koncepcję interfejsu energoelektronicznego do sprzęgania mikroźródeł z systemem elektroenergetycznym pokazano na rysunku 7.6. Interfejs energoelektroniczny (IE) jest zwartą konstrukcją włączoną pomiędzy mikrogenerator (G) a sieć dystrybucyjną. Ponadto wyposażony jest w odpyływ umożliwiający przyłączenie urządzeń zasilanych w trybie pracy wyspowej oraz zaciski umożliwiające przyłączenie zewnętrznego magazynu energii i terminala ładowania pojazdów elektrycznych.



Rys. 7.6. Koncepcja interfejsu energoelektronicznego

Na budowę IE składają się dwa główne przekształtniki (P1 i P2) oraz zespół zabezpieczeń generatora (ZZG) i dodatkowy przekształtnik (P3) pozwalający na przyłączenie zewnętrznego magazynu energii DC.

Przekształtnik P1 to dwukierunkowy przekształtnik AC/DC. Dwukierunkowy, ponieważ musi umożliwiać przepływ energii do sieci od generatora lub magazynu energii w postaci baterii akumulatorów lub mobilnego magazynu energii w postaci pojazdu elektrycznego. Musi również umożliwić przepływ energii z sieci do magazynów energii (również mobilnych)

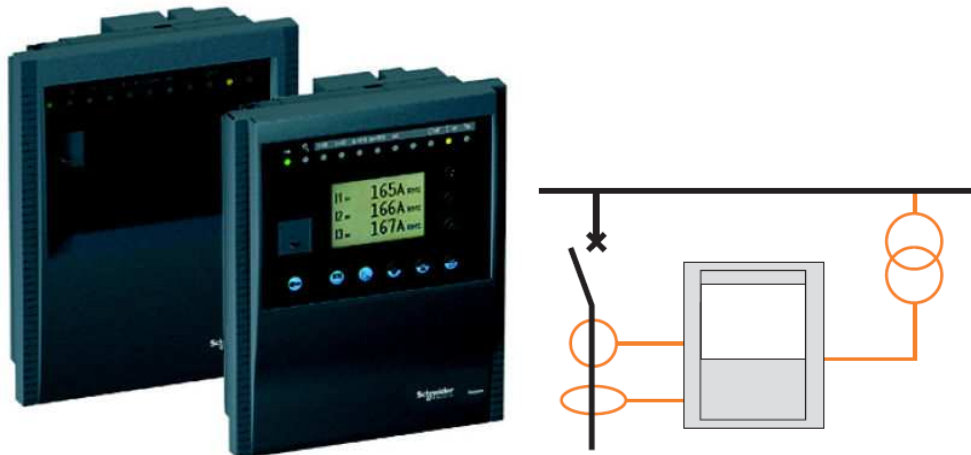
w sytuacji, kiedy generator nie pracuje. Przekształtnik P2 to jednokierunkowy przekształtnik AC/DC. Jego zadaniem jest dostarczenie energii elektrycznej od generatora do obwodu DC. Przekształtnik ten powinien być wykonany, jako podwyższająco-obniżający napięcie tak, aby mógł stabilizować napięcie w obwodzie DC interfejsu na wymaganym poziomie przy wahaniami napięcia na zaciskach generatora. Utrzymywanie (stabilizacja) napięcia w obwodzie DC na poziomie 600 V jest bardzo ważna z punktu widzenia kształtowania prądu (w trybie pracy równoległej z siecią dystrybucyjną) lub napięcia (w trybie pracy wyspowej) na wyjściu IE. Przekształtnik P3 to dwukierunkowy przekształtnik DC/DC. Dwukierunkowy, ponieważ musi umożliwiać przepływ energii zarówno z magazynu energii do obwodu DC interfejsu energoelektronicznego w trybie odzyskiwania zgromadzonej energii, jak również z obwodu DC do magazynu energii w trybie magazynowania. Zaciski wyprowadzone z obwodu DC do przyłączenia systemu ładowania pojazdów są oznaczone domyślnie jako opcja. Podłączenie terminala ładowania pojazdów elektrycznych do wewnętrznej linii zasilającej prosumenta, również interfejsu energoelektronicznego, może być zrealizowane na kilka sposobów opisanych w rozdziale 5 (rys. 5.3 – 5.5). Generator przyłączony do wejścia IE jest zabezpieczony przez zespół zabezpieczeń generatora (ZZG). Jednostka ZZG musi być wyposażona w zabezpieczenia różnicowo-prądowe od zwarć wewnętrznych stojana, ziemnozwarciowe stojana, ziemnozwarciowe wirnika (generator synchroniczny), nadmiarowo-prądowe stojana, zabezpieczając generator od skutków zwarć wewnętrznych generatora. Układ ZZG po wykryciu niepożądanego stanu pracy generatora wyzwala łącznik Q3 odłączając generator od IE, jednocześnie do układu nadzorującego pracę IE wysyłana jest informacja o zdarzeniu.

Nad prawidłową pracą interfejsu energoelektronicznego, a tym samym jednostki wytwórczej przyłączonej do SD, czuwa nadrzędny układ sterowania zawierający jednostkę sterującą przekształtnikami P1 i P2, moduł akwizycji danych pomiarowych oraz interfejs komunikacyjny AMI/HAN. Wielkości jakie muszą być mierzone to prąd i napięcie w obwodzie DC interfejsu (i_{DC} , u_{DC}), prąd i napięcie przekształtnika sieciowego P1 (i_F , u_F) oraz prąd i napięcie przed łącznikiem Q2 od strony sieci dystrybucyjnej (i_S , u_S). Ponadto do układu sterującego muszą służyć informacje o parametrach pracy zewnętrznych magazynów energii. Innymi słowy o ilości zgromadzonej energii w baterii akumulatorów jak również o stanie naładowania mobilnych zasobników energii, jeżeli takie występują. Informacje te są bardzo istotne z punktu widzenia funkcjonowania prosumenta w sieci i odpowiedniego dysponowania energią wytwarzaną/pobieraną do/z sieci elektroenergetycznej (rozd. 6).

W trybie pracy równoległej z siecią dystrybucyjną i podczas generowania energii do sieci przekształtnik P1 pracuje jako falownik (przekształtnik DC/AC) kształtujący prąd (tryb prądowy). W tym czasie łączniki Q1 oraz Q2 są zamknięte, a energia elektryczna przekazywana jest do SD. Przekształtnik P2 zawsze pracuje jako jednokierunkowy prostownik (przekształtnik AC/DC) o charakterze podwyższająco-obniżającym (buck-boost). Zdolność sterowania napięciem wyjściowym przekształtnika AC/DC jest konieczna do utrzymania stałej wartości napięcia w obwodzie DC. W celu stabilizacji napięcia u_{DC} w obwodzie DC niezbędny jest pomiar tego napięcia. W trybie pracy wyspowej, gdy łącznik Q1 jest zamknięty a otwarty

jest łącznik Q2, przekształtnik P1 pracuje w trybie napięciowym, kształtując napięcie wyjściowe u_F . Pomiar tych wielkości (i_F , u_F) jest konieczny do prawidłowego funkcjonowania IE. Należy zauważyć, że przy przechodzeniu z trybu pracy wyspowej do równoległej, przekształtnik P1 musi zsynchronizować się z siecią dystrybucyjną zanim zostanie zamknięty łącznik Q2. Aby było to możliwe, do układu sterowania muszą spływać dane pomiarowe napięć od strony SD (u_S). Pomiar prądów i napięć przekształtnika i od strony SD umożliwiają realizację zabezpieczeń kierunkowo-mocowych i identyfikację kierunku przepływu energii.

W chwili obecnej wszyscy liczący się producenci osprzętu elektrotechnicznego posiadają w swojej ofercie zintegrowane moduły zabezpieczeniowe, które mogą zostać zastosowane jako zespół zabezpieczeń generatora. Dobrym przykładem takiego układu jest przedstawiony na rys.7.7 moduł SEPAM 40G produkowany przez firmę Schneider Electric. Jest on wyposażony we wszystkie podstawowe układy zabezpieczeń wymagane do poprawnej pracy generatorów, posiada również możliwość rozbudowy o obwody dodatkowe w przypadku specyficznych zastosowań.



Rys.7.7. Moduł SEPAM seria 40 firmy Schneider Electric

Listę funkcji zabezpieczeniowych zaprezentowanego modułu pokazano na rys.7.8. Jak można zauważyć moduł umożliwia zabezpieczanie jednostek generacyjnych przed podstawowymi zaburzeniami, które mogą wystąpić podczas pracy. Moduły SEPAM pozwalają na sterowanie wyłącznikiem Q3, który zabezpiecza generator. Wyposażony jest w obwody pomiarowe i diagnostyczne, które umożliwiają wykonanie pomiarów prądów, napięć, mocy, częstotliwości, sygnałów które wyszczególnione zostały na rys.7.9. Zmierzone parametry mogą być zdalnie odczytywane, co umożliwia moduł Modbus, w który wyposażony jest SEPAM. Dzięki modułowi Modbus można zdalnie sterować pracą jednostki i łączyć ją z innymi układami poprzez protokoły Ethernet, TCP/IP, RS485 oraz komunikację zgodną z IEC 61850 i IEC 60870-5-103. W razie potrzeby cały układ można rozbudowywać o dodatkowe wejścia i wyjścia logiczne, analogowe oraz obsługujące czujniki temperatury.

Zabezpieczenia	kody ANSI	G40
Przeciążeniowe i przetężeniowe	50/51	4
Przeciążeniowe i przetężeniowe skorygowane napięciem	50V/51V	1
Ziemnozwarciowe	50N/51N	4
Ziemnozwarciowe – obniżony zakres	50G/51G	1
LRW - niezadziałania wyłącznika w polu	50BF	1
Asymetryczne	46	2
Czynnomocowe i zwrotnocowe	32P	1
Biernomocowe i zwrotnocowe	32Q/40	1
Ciepne wg modelu cieplnego	49 RMS	2
Podnapięciowe 3 f międzyfazowe i fazowe	27/27S	2
Nadnapięciowe 3 f międzyfazowe	59	2
Nadnapięciowe składowej zerowej	59N	2
Nadnapięciowe składowej przeciwnej	47	1
Nadczęstotliwościowe	81H	2
Podczęstotliwościowe	81L	4

Rys. 7.8. Zabezpieczenia realizowane przez moduł SEPAM

Pomiary	
Prądów fazowych, prądu doziemnego - wart. skut.	■
Prądów średn. i maksym. wart. skut. w czasie (np.15min)	■
Napięć międzyfazowych, fazowych, doziemienia	■
Składowej zerowej, zgodnej napięcia i kierunku wirowania	■
Częstotliwości	■
Mocy czynnej P, biernej Q, pozornej S, mocy szczytowej czynnej PM, biernej QM, współczynnika mocy	■
Energii czynnej i biernej ($\pm W^*h$, $\pm var^*h$) z wbudowanych liczników	■
Energii czynnej i biernej ($\pm W^*h$, $\pm var^*h$) z zewnętrznych liczników impulsowych	<input type="checkbox"/>
Temperatury	<input type="checkbox"/>
Diagnostyka odbioru	
Prądy wyłączeń – trip1, I2, I3 trip10	■
Wielkości towarzyszące wyłączeniu	■
Współczynnik asymetrii (skł. przeciwnej)	■
Przesunięcia fazowe φ_0 , φ_1 , φ_2 , φ_3	■
Zapis zakłóceń	■
Stopień nagrzania silnika/transformatora	■
Czas dop. przeciążenia odliczany do wyłączenia przez zab. cieplne	■
Czas obowiązkowego postoju po wyłączeniu przez zab. cieplne	■
Licznik czasu pracy (godz. przy $I > 0.1I_b$)	■
Prąd i czas rozruchu / przeciążenia silnika	■
Czas obowiązkowego postoju lub liczba dopuszczalnych rozruchów silnika	■
Diagnostyka wyłącznika i przekładników	
Skumulowany prąd wyłączeń ($\Sigma I^2 \cdot t$)	■
Kontrola ciągłości obwodu otwierającego	<input type="checkbox"/>
Liczba przestawień, czas wyłączania, czas zbrojenia	<input type="checkbox"/>
Kontrola obwodów przekładników prądowych i napięciowych	■

- - funkcja zawsze dostępna w jednostce bazowej Sepama
 - opcja osiągalna po podłączeniu modułu (lub sygnału), lub/i po parametryzacji Sapama.

Rys. 7.9. Funkcje pomiarowe i diagnostyczne realizowane przez moduł SEPAM

Jako łączniki Q1, Q2 czy Q3 można zastosować wyłączniki dostosowane do współpracy z maszynami indukcyjnymi i umożliwiające współpracę z układami zabezpieczającymi i zdalnej kontroli. Przykładem mogą być wyłączniki produkcji ABB typu A50. Łączniki te przewidziane są do sterowania układami napędowymi, ale również mogą współpracować z jednostkami generatorowymi.

W razie potrzeby cały układ sprzęgania i sterowania pracą mikroturbin może łączyć się z obwodami nadzorczymi poprzez moduł łączności bezprzewodowej firmy ABB serii PER601 lub PER603.

8. Podsumowanie

W opracowaniu zaprezentowano koncepcję integracji źródeł wytwórczych prosumenta z siecią elektroenergetyczną niskiego napięcia, zarówno w przypadku pracy równoległej z siecią jak i pracy wyspowej. Przedstawiono sposoby przyłączenia jednostek wytwórczych zasilanych biogazem, turbin wiatrowych i ogniw fotowoltaicznych do sieci dystrybucyjnej (rozd. 2, 3, 4). Scharakteryzowano również sposoby magazynowania energii w zasobnikach, które są integralną częścią sieci Smart Grid, ze wskazaniem na zasobniki rekomendowane przez autorów do pracy w mikrosystemie prosumenta (rozd. 5). W dalszej części zaproponowano sposób koordynowania pracy jednostki wytwórczej przyłączonej do sieci Smart Grid. Opisano możliwe sposoby przyłączenia ze względu na umieszczenie układu pomiarowo-rozliczeniowego. Określono informację wymieniane z operatorem sieci dystrybucyjnej, podział kompetencji i sterowanie jednostką wytwórczą (rozd. 6). Omówiono również rozwiązania techniczne w zakresie infrastruktury sieci Smart Grid związane z układami zabezpieczeń jednostek generatorowych, aparatury łączeniowej, układów przekształtnikowych (interfejsów energoelektronicznych), komunikacji i opomiarowania (rozd. 7).

Rozwój generacji rozproszonej jest nieunikniony w kontekście rozwoju sieci Smart Grid. Należy umożliwić rozwój mikrosystemów prosumentów energetycznych z mikroźródłami przyłączanymi do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia. Jednostki wytwórcze prosumentów energii elektrycznej będą pełniły w systemie elektroenergetycznym Smart Grid dwie podstawowe funkcje. Po pierwsze energia pozyskiwana z odnawialnych źródeł energii takich jak biomasa, biogaz, energia wiatru, czy słońca, jest dużo bardziej przyjazna środowisku niż tradycyjne metody oparte na węglu. Aspekt związany z ochroną środowiska i zmniejszeniem emisji substancji szkodliwych do atmosfery jest bardzo wyraźny. Po drugie, aktywny udział prosumentów energetycznych w pracy sieci dystrybucyjnej pozwoli na bilansowanie systemu. Jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia pozwolą na pokrycie lokalnego zapotrzebowania na energię elektryczną, zmniejszając tym samym obciążenie systemu elektroenergetycznego, a co za tym idzie zmniejszenie strat przesyłowych energii elektrycznej. Ponadto odpowiednie dysponowanie (sterowanie pracą) jednostek wytwórczych pozwoli na złagodzenie krzywej dobowej

obciążenia. Aby jednak taki stan rzeczy był możliwy, należy wprowadzić szereg zmian zarówno na płaszczyźnie technicznej jak i prawno-formalnej. Należy dążyć do zmiany wymagań dotyczących sposobu przyłączania prosumenta do sieci nN, aby promować układ przedstawiony na rysunku 6.2. Zmniejszy to stopień uzależnienia prosumenta od energetyki wielkoskalowej i wprowadzi bardziej rynkowe zasady rozliczania kosztów energii i usług świadczonych na rzecz operatorów. Zostanie w ten sposób osłabiona monopolistyczna pozycja przedsiębiorstw energetycznych, co w konsekwencji doprowadzi do zmniejszenia cen energii i wprowadzenia zasad konkurencyjności na rynkach energii elektrycznej. Ponadto należy dążyć wprowadzenia zmian przepisów, uniemożliwiających w obecnym stanie, pracę wyspą jednostką wytwórczym z OZE przyłączonym do sieci nN. Dyskusji wymagają również zasady doboru mocy źródeł przyłączanych do sieci za pomocą interfejsów energoelektronicznych oraz doboru ich zabezpieczeń i czasów zadziałania.

Aktualny stan wiedzy i techniki już w tej chwili daje możliwości do budowy infrastruktury sieci smart (systemy SCADA, technologie światłowodowe, sieci bezprzewodowe Wi-Fi, pakietowe transmisje danych GPRS, czy w ogóle szeroko rozumiany GSM). Obecnie wszystkie większe firmy z branży energetycznej mają propozycje z zakresu rozwiązań smartgridowych. Trwają prace nad licznikami energii elektrycznej umożliwiającymi operatorowi zdalną komunikację z nimi, a na rynku pojawiają się rozwiązania z zakresu smart meteringu. Dostępna aparatura łączeniowa wyposażona jest w złącza komunikacyjne zdalnego sterowania oraz kilka obwodów wyzwajających z możliwością określenia priorytetu warunków wyzwajających łącznik. Daje to możliwość określenia kompetencji w sterowaniu łącznikami. Ciągły rozwój technologii z zakresu elektrochemii, co raz krótsze czasy ładowania zasobników akumulatorowych, ich mniejsze gabaryty, koszty, większa żywotność, pozwalają z optymizmem patrzeć na zastosowanie tego typu rozwiązań, jako magazynów energii (również mobilnych zasobników) w mikrosystemie prosumenta.

Jednak Smart Grid to nie tylko technologia, to również regulacje formalno-prawne pozwalające na pracę systemu elektroenergetycznego. To również opracowanie procedur pozwalających na bezpieczną eksploatację mikrosystemów prosumentów energetycznych i ich integrację z siecią dystrybucyjną. To również system taryf i rozliczeń pomiędzy operatorem a prosumentem, jaki należy opracować, aby zachęcić odbiorców energii elektrycznej do udziału w bilansowaniu systemu, zwiększaniu niezawodności zasilania i rozwoju generacji rozproszonej. Aby system pomiarowo-rozliczeniowy funkcjonował poprawnie, niezbędne jest rozwijanie sieci HAN oraz AMI pozwalających monitorować i kontrolować pracę jednostek wytwórczych w sieci oraz urządzeń prosumenta. Obecnie zarówno struktura AMI na poziomie operatora systemu jak i HAN na poziomie prosumenta nie występują. Należy zatem rozwijać te technologie i rozbudowywać ich struktury tak aby umożliwić poprawną pracę sieci Smart Grid oraz ułatwić sposób dokonywania rozliczeń pomiędzy prosumentem a operatorem sieci dystrybucyjnej. Bardzo ważnym aspektem jest możliwość dokonywania identyfikacji pochodzenia, tzw. „gwarancja pochodzenia”. Jest to elektroniczny dokument, który służy wyłącznie, jako dowód dla odbiorcy końcowego, że

dana część lub ilość energii została wyprodukowana ze źródeł odnawialnych zgodnie z wymogami art. 3 ust. 6 dyrektywy 2003/54/WE.

Literatura

- [1] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Enea Operator, (stan na 19.09.2011)
- [2] Ustawa z dnia 19.04.1997 Prawo Energetyczne, wraz ze wszystkimi późniejszymi poprawkami, (stan na 1.07.2011)
- [3] Rozporządzenie ministra gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (rozporządzenie taryfowe)
- [4] Tadeusz Sutkowski, „Rezerwowe i bezprzerwowe zasilanie w energię elektryczną – urządzenia i układy”, Stowarzyszenie Elektryków Polskich Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictw, wydanie I, Warszawa 2007, ISBN 978-83-89008-98-5
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE
- [6] Jacek Rusiński, „Szeregowo-równoległy kompensator aktywny w układzie sprzęgania źródeł rozproszonych z siecią elektroenergetyczną”, X Konferencja Naukowa Sterowanie w Energoelektronice i Napędzie Elektrycznym SENE 2011, Łódź 2011-12-28
- [7] <http://www.energy.siemens.com/hq/en/automation/power-transmission-distribution/network-communication/>, materiały informacyjne firmy SIEMENS
- [8] <http://www.abb.com/product/db0003db004281/378ebe29a7f50607c12578fc001c9e0e.a.spx?productLanguage=us&country=PL>, materiały informacyjne firmy ABB
- [9] http://www.schneider-energy.pl/pl/produkt/134/52/MiCOM_P344, materiały informacyjne firmy Schneider Electric
- [10] [http://www.global-download.schneider-electric.com/852578CD005D7452/All/6EB7BA14B43591DF852579480062F55A/\\$File/998-3450_c_gma-gb_web.pdf](http://www.global-download.schneider-electric.com/852578CD005D7452/All/6EB7BA14B43591DF852579480062F55A/$File/998-3450_c_gma-gb_web.pdf), materiały informacyjne firmy Schneider Electric
- [11] Popczyk J., *Energetyka rozproszona. od dominacji energetyk i w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*, Warszawa 2011.
- [12] Popczyk J., Projekt (niekompletny) ustawy o wsparciu OZE.
- [13] Kaniweski J., Koncepcja integracji mikrosystemu gospodarstwa rolnego prosumenta (energetycznego) ze Smart Gridem. Opracowanie wykonane w ramach Projektu „OZE w BUD”.

Paweł KUCHARCZYK

OKREŚLENIE WARUNKÓW KOMPATYBILNOŚCI FORMATU DANYCH WEJŚCIOWYCH ORAZ WYNIKOWYCH DLA ROZPATRYWANEGO MODUŁU PROGRAMU Z MODUŁAMI GENEROWANYMI W ETAPACH PARALELNYCH

(w trakcie opracowywania)

Określenie warunków kompatybilności formatu danych wejściowych oraz wynikowych dla rozpatrywanego modułu programu z modułami generowanymi w etapach paralelnych.....	82
1. Koncepcja integracji programów cząstkowych tworzonych w ramach poszczególnych etapów zadania badawczego.....	82
2. Przegląd poszczególnych etapów projektu badawczego z uwagi na możliwość zastosowania wyników tych etapów w tworzonym pakiecie oprogramowania	84
3. Koncepcja modułu programu komputerowego dotyczącego mikrokogeneracji z uwzględnieniem OZE	84

1. KONCEPCJA INTEGRACJI PROGRAMÓW CZĄSTKOWYCH TWORZONYCH W RAMACH POSZCZEGÓLNYCH ETAPÓW ZADANIA BADAWCZEGO

Cel stworzenia oprogramowania komputerowego będącego przedmiotem zadania badawczego: promowanie intensyfikacji wykorzystania OZE w budynkach (np. poprzez edukację, podnoszenie świadomości społecznej w zakresie OZE, udostępnienie narzędzia obliczeniowego umożliwiającego rzetelne określenie efektów zastosowania OZE).

Potencjalni użytkownicy: inwestorzy (właściciele, zarządcy, użytkownicy budynków, deweloperzy), projektanci, dostawcy nośników energii, jednostki administracji samorządowej i państwowej (przede wszystkim samorządowej – w zakresie planowania energetycznego) ale także osoby zajmujące się badaniami zagadnień OZE, producenci i dostawcy urządzeń.

Funkcje realizowane przez pakiet oprogramowania:

- optymalizacja doboru metod pokrycia zapotrzebowania budynku na energię ze szczególnym uwzględnieniem OZE (energia elektryczna, ciepło grzewcze, ciepła woda użytkowa ale także zapotrzebowanie chłodu na potrzeby klimatyzacji, energii do napędu pojazdów elektrycznych, energii zużywanej na inne – specjalistyczne potrzeby),
- wyznaczenie wskaźników techniczno-ekonomicznych charakteryzujących rozpatrywany układ (zapotrzebowanie na poszczególne nośniki energii, struktura pokrycia tego zapotrzebowania z wykorzystaniem OZE oraz energii spoza OZE w postaci przebiegów rocznych z rozdzielczością godzinową, wskaźniki ekonomiczne takie jak IRR, NPV, okres zwrotu, jednostkowe koszty nośników energii uwzględniające zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych, wskaźniki analizy ekonomiczno-społecznej oraz efekty środowiskowe),
- wspomaganie doboru poszczególnych OZE w budynku (z uwzględnieniem uwarunkowań specyficznych dla danego OZE),
- ocena wpływu zmiany struktury budynku (ale także innych czynników związanych z modelem użytkownika energii, np. zmniejszenie zapotrzebowania na nośniki energii z uwagi na

wykorzystanie pasywnych systemów pozyskania energii słonecznej) na wskaźniki techniczno-ekonomiczne,

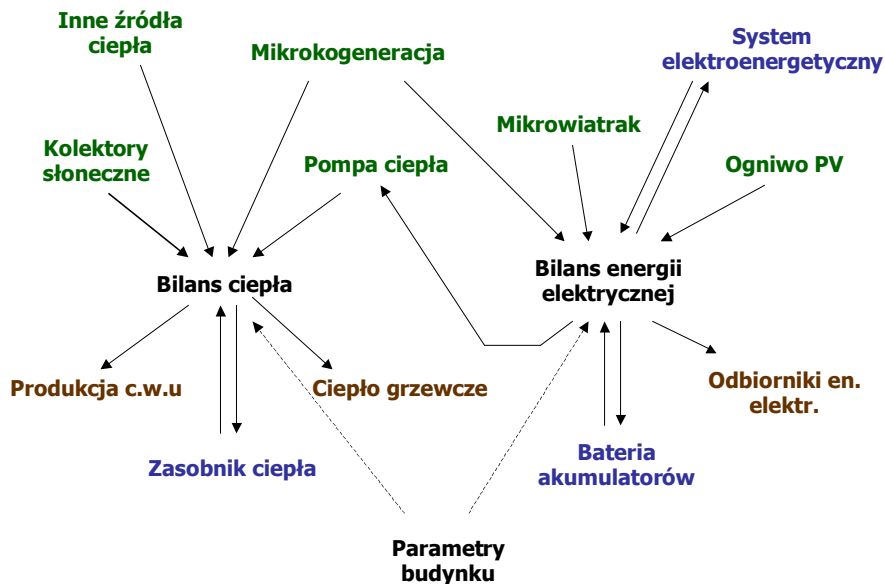
- wspomaganie planowania energetycznego (jako zadań administracji publicznej oraz przedsiębiorstw energetycznych) z uwzględnieniem metod uproszczonych (ale z wykorzystaniem wyników analiz przeprowadzonych dla reprezentatywnych budynków).

Inne funkcje, które są możliwe do zrealizowania przez pakiet oprogramowania:

- wspomaganie organizacji przebiegu procesu inwestycyjnego zabudowy OZE w budynkach,
- wspomaganie planowania energetycznego z wykorzystaniem wyników statystycznej obróbki danych zebranych w bazie danych w trakcie analiz energetycznych prowadzonych przez użytkowników programu.

Główne elementy (moduły) pakietu oprogramowania niezbędne do realizacji wymienionych funkcji:

- model użytkownika energii, dla którego danymi wejściowymi są informacje o strukturze budynku oraz cechach użytkownika energii a którego wynikiem są roczne przebiegi zapotrzebowania na nośniki energii wykorzystywane w budynku (np. energia elektryczna, ciepło grzewcze, ciepło na przygotowanie ciepłej wody użytkowej, energia elektryczna do ładowania samochodu elektrycznego, chłód na potrzeby klimatyzacji),
- modele poszczególnych źródeł nośników energii (np. energia elektryczna, czynnik grzewczy, czynnik chłodniczy), dla których wejściem są informacje o dostępnych przyrodniczych zasobach energii (np.: energia promieniowania słonecznego, prędkość wiatru, temperatura powietrza, temperatura gruntu), parametry techniczne układu technologicznego OZE, zapotrzebowanie na produkowany nośnik energii a których wyjściem jest energia zawarta w wytwarzanym nośniku energii w danej godzinie roku a w przypadku urządzeń zużywających paliwa i energię napędową (np. kocioł, pompa ciepła, układ kogeneracyjny) także zapotrzebowane na te paliwa i energię,
- moduł bilansujący zapotrzebowanie na energię w budynku (wynikające z modelowanego użytkownika energii) z energią wytwarzaną w poszczególnych OZE i pochodzącą z innych źródeł (np. energia elektryczna z systemu elektroenergetycznego) z uwzględnieniem zasobników energii (np. zasobnik cwu, zasobnik wody grzewczej, zasobnik energii elektrycznej – bateria akumulatorów),
- moduły wyznaczania wskaźników techniczno-ekonomicznych, dla których danymi wejściowymi są między innymi informacje o zapotrzebowaniu na poszczególne nośniki energii i paliwa, struktura zainstalowanych źródeł OZE, informacje o cenach nośników energii,
- moduł wspomagania optymalizacji doboru OZE w budynku (np. poprzez wielokrotne powtarzanie cyklu obliczeniowego z każdorazowym wyznaczeniem wskaźników techniczno-ekonomicznych będących kryterium optymalizacji dla różnych kombinacji doboru parametrów zainstalowanych w budynku OZE),
- moduły wspomagania doboru poszczególnych OZE pracujące w sposób autonomiczny (których wynikiem są wskazówki w zakresie doboru parametrów poszczególnych OZE możliwych do zastosowania w budynku wyznaczone z wykorzystaniem metod uproszczonych),
- moduł planowania energetycznego pracujący w sposób autonomiczny (ale mogący wykorzystywać informacje o strukturze OZE w reprezentatywnych budynkach określone z wykorzystaniem innych modułów programu komputerowego).



Rys. 1. Przykładowy system powiązań pomiędzy odbiorcą, OZE i zasobnikami uwzględnianymi w symulacjach energetycznych

2. PRZEGLĄD POSZCZEGÓLNYCH ETAPÓW PROJEKTU BADAWCZEGO Z UWAGI NA MOŻLIWOŚĆ ZASTOSOWANIA WYNIKÓW TYCH ETAPÓW W TWORZONYM PAKIECIE OPROGRAMOWANIA

Do opracowania na podstawie oferty złożonej do NCBiR oraz dotychczasowych raportów; skrótowo. Wskazanie braków (elementów niezbędnych do opracowania a nie będących przedmiotem realizowanych etapów zadania badawczego).

3. KONCEPCJA MODUŁU PROGRAMU KOMPUTEROWEGO DOTYCZĄCEGO MIKROKOGENERACJI Z UWZGLĘDNIENIEM OZE

W ramach modułu programu komputerowego dotyczącego mikrokogeneracji z uwzględnieniem OZE (mikrobiogazownia) realizowane będą dwie grupy funkcji użytkowych:

- symulacje godzinowe układu kogeneracyjnego na potrzeby wyznaczenia bilansu energetycznego budynku – moduł programu komputerowego współpracujący z modułem odpowiedzialnym za obliczenia w zakresie bilansowania energii w budynku,
- obliczenia wspomagające dobór substratów oraz urządzeń pomocniczych takich jak zasobnik gazu do kontenerowej mikrobiogazowni rolniczej KMR-7 (w ujęciu rocznym) – autonomiczny moduł programu komputerowego, który będzie umożliwiał przeprowadzenie obliczeń na podstawie danych wprowadzonych przez użytkownika niezależnie od innych modułów pakietu oprogramowania^[pk1].

Inne funkcje, które mogą zostać zaimplementowane do modułu programu komputerowego w zakresie biogazowni i mikrobiogazowni obejmują wspomaganie przebiegu procesu inwestycyjnego oraz dobór wielkości biogazowni do dostępnego w okolicy spektrum substratów.

Na potrzeby tworzonego pakietu oprogramowania komputerowego przyjęto założenie, że z punktu widzenia OZE zintegrowanych z budynkami (OZE w gospodarstwach rolnych) celowe jest promowanie rozwiązań ustandaryzowanych, prefabrykowanych a takim właśnie rozwiązaniem jest proponowana kontenerowa mikrobiogazownia rolnicza.

Zbigniew Jan SCHMIEGEL
Paweł KUCHARCZYK

OPRACOWANIE MODELI MATEMATYCZNO-LOGICZNYCH W ZAKRESIE OBLICZEŃ WSPOMAGAJĄCYCH DOBÓR PARAMETRÓW MIKROBIOGAZOWNI FERMENTACYJNEJ

1. WPROWADZENIE	86
2. ETAP 1 - SIEĆ OPERACJI „BIOGAS PLANT” (SKRÓT)	87
3. ETAP 2 - ELEMENTY I MODUŁY PROJEKTOWANIA BIOGAZOWNI (INFO).....	93
4. ETAP 3 - WYTYCZNE DO PROJEKTU MIKROBIOGAZOWNI	94
5. ETAP 4 - KALKULATOR SYMULACYJNY MIKROBIOGAZOWNI	102
5.1 Funkcyjności parametrów mikrobiogazowni	102
5.2 Kalkulator Aplikacji Spektrum Substratów –KASS	104
5.3 Parametry mikrobiogazowni KMR 7 i CMR 20	105
5.4 Arkusz kalkulacyjny.....	107
6. ANTYCYPACJA KONIECZNYCH ADAPTACJI MIKROBIOGAZOWNI GENEROWANYCH ALTERNATYWĄ ZMIENNOŚCIĄ JEJ PRACY	110
6.1 Warunki standardowe - Praca ciągła mikrobiogazowni -zoptymalizowana.....	110
6.2 Warunki dopasowania mikrobiogazowni do zmiennej pracy CHP	111
7. WALIDACJA MODUŁU PROGRAMU KOMPUTEROWEGO.....	112
7.1 Zdefiniowanie praktycznych i empirycznych metod walidacji.....	112
7.2 Przeprowadzenie wstępnej walidacji modułu programu komputerowego	113
ZAŁĄCZNIK 1	116
ZAŁĄCZNIK 2	123
ZAŁĄCZNIK 3	131

1. WPROWADZENIE

Wychodząc z poziomu pogładowego przedstawiono, przechodząc poprzez 4 etapy, proces formułowania danych i algorytmów cząstkowych niezbędnych do analizy projektowania i pracy mikrobiogazowni oraz do określenia warunków jej rentowności:

Etap 1 – sieć operacji BIOGAS PLANT w projekcie PMS

Etap 2 – elementy i moduły projektowania biogazowni

Etap 3 – wytyczne do projektu mikrobiogazowni

Etap 4 – kalkulator symulacyjny mikrobiogazowni

Przechodząc z poziomu pogładowego (Etap 1) poprzez ogólny (Etap 2) i szczegółowy (Etap 3) zdefiniowano elementy rachunku energetycznego i ekonomicznego mikrobiogazowni. Podano algorytmy, zależności, warunki konieczne i progowe oraz niezbędne dane wejściowe dla cząstkowych programów komputerowych mikrobiogazowni.

Przytoczono tabele i wskazówki dla stworzenia kalkulatora symulacyjnego uproszczonych przeliczeń pracy mikrobiogazowni (Etap 4).

Przeanalizowano 2 case studys wraz z ich biznesplanami.

2. ETAP 1 - SIEĆ OPERACJI „BIOGAS PLANT” (SKRÓT)

Sieć operacji „BIOGAS PLANT” osadzona będzie w projekcie PMS (Project Management System) i dotyczy lokalizacji, planowania, budowy i eksploatacji biogazowni specyficznych dla terenów Polski.

Specyfika ta determinowana jest polityką energetyczną Polski – prawem energetycznym, prawem ochrony środowiska i ustawą o odpadach.

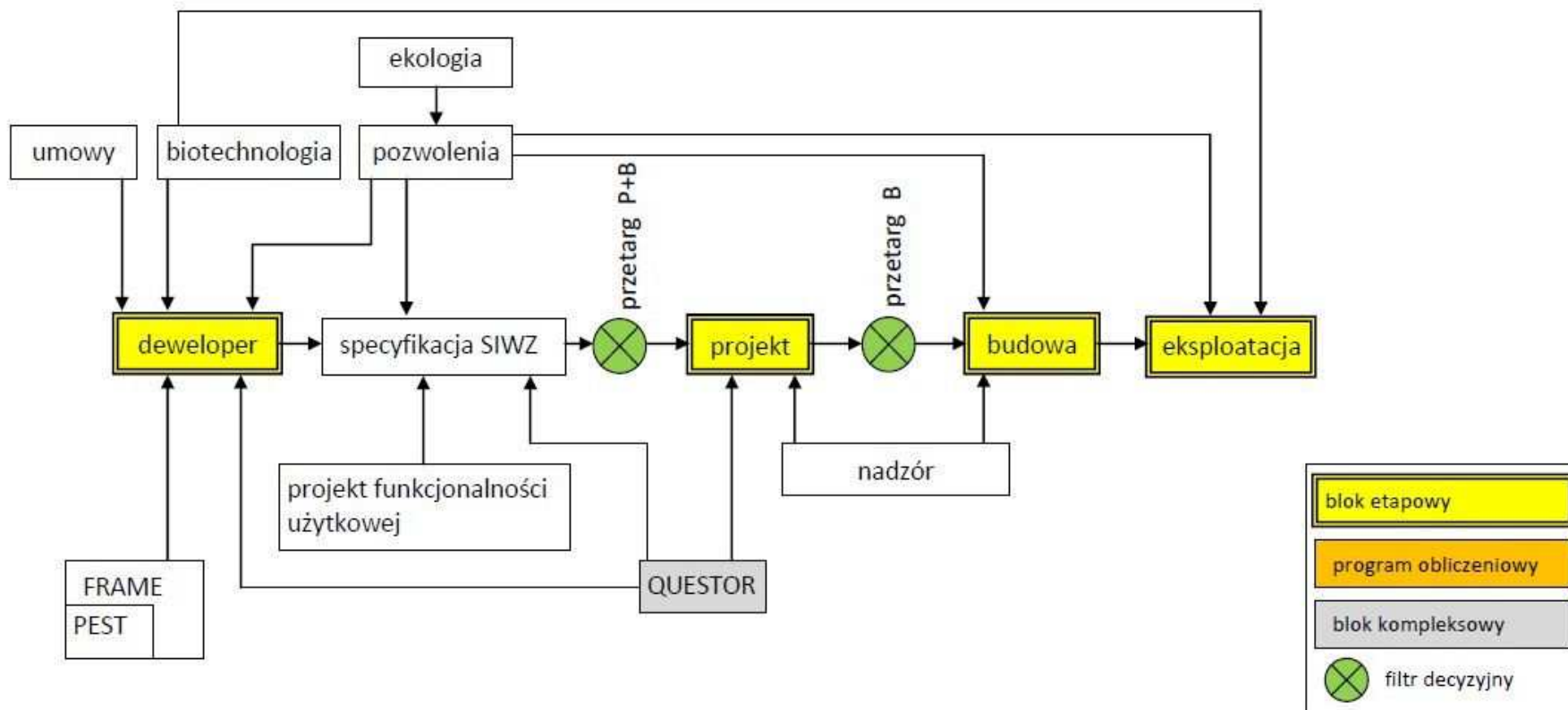
Celem programu jest umożliwienie efektywnego zarządzania zintegrowanymi badaniami na rzecz rozwoju i procesami rozwojowymi INNOWACYJNEJ ENERGETYKI w części właściwej dla dwóch segmentów biznesowych, mianowicie OZE oraz operatorstwa dystrybucyjnego na poziomie sieci nN i ŚN.

W szczególności program PMS może umożliwiać koordynowanie pracy zespołów realizujących poszczególne zadania w całej Polsce w trybie technologii internetowych. Elementami składowymi programu PMS są: (1) zarządzanie informacją (dystrybucja informacji), (2) konstruowanie harmonogramów, (3) rozdział zadań, (4) nadzorowanie zadań, (5) archiwizacja i przetwarzanie danych, (6) szkolenie w trybie e-learning

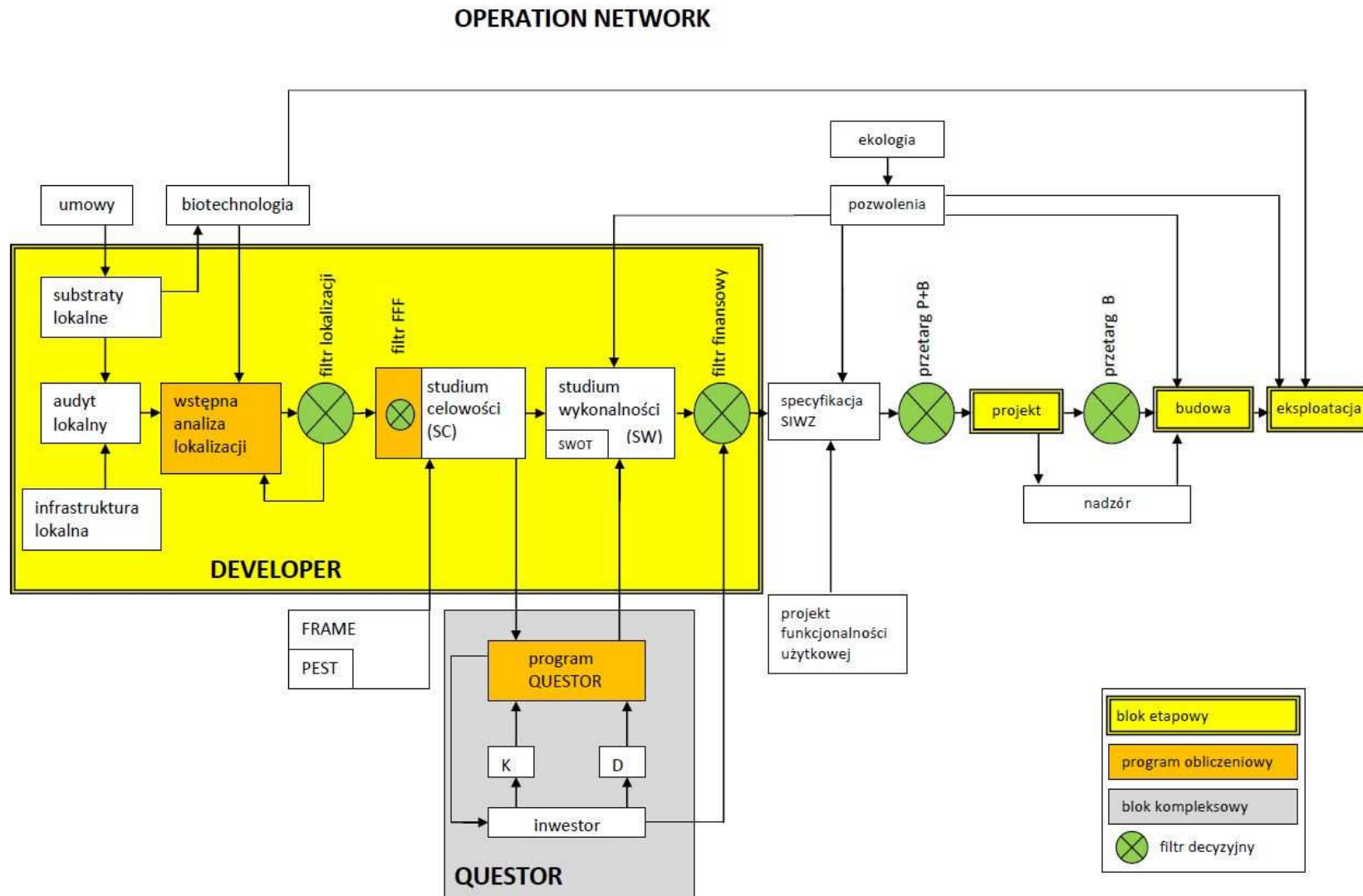
Sieć Operacji „Biogas Plant” zbudowana z czterech bloków etapowych zawiera jako komponenty kompleksowe bloki działań.

Blok etapowy DEVELOPER opracowany już ideowo pozwala w schematach zdefiniować funkcyjność operacji, kolejność działań, rodzaj zastosowanych filtrów decyzyjnych, charakter i cel przetwarzania danych i obliczeń. Blok ten sprzężony z blokiem decyzji finansowych QUESTOR pozwala w trzech fazach (trzy filtry) zdefiniować możliwość, celowość i opłacalność konkretnej lokalizacji biogazowni na terenie Polski.

SIEĆ OPERACJI (OPERATION NETWORK)

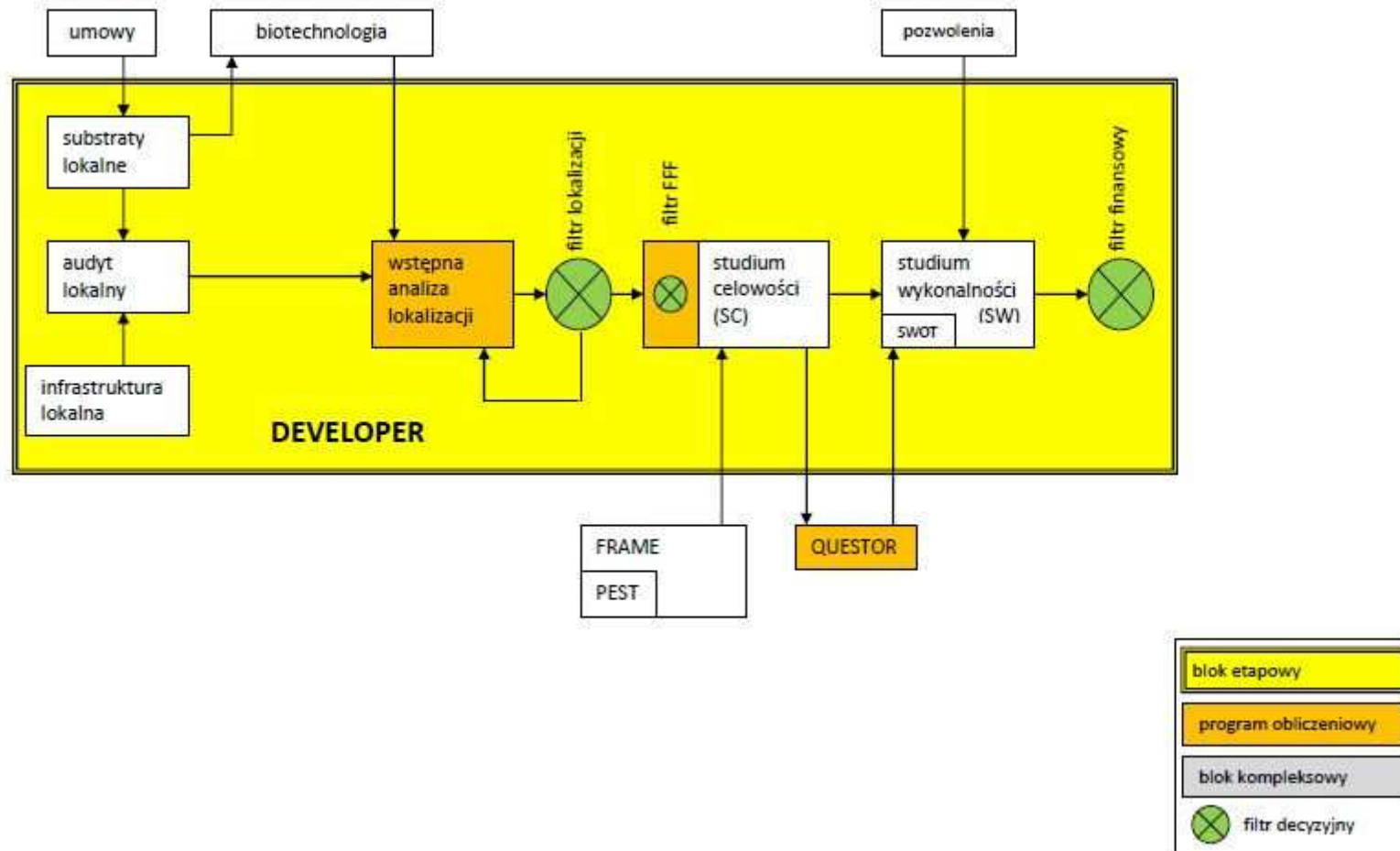


Rys. 2-1. Sieć operacji Biogas PLANT



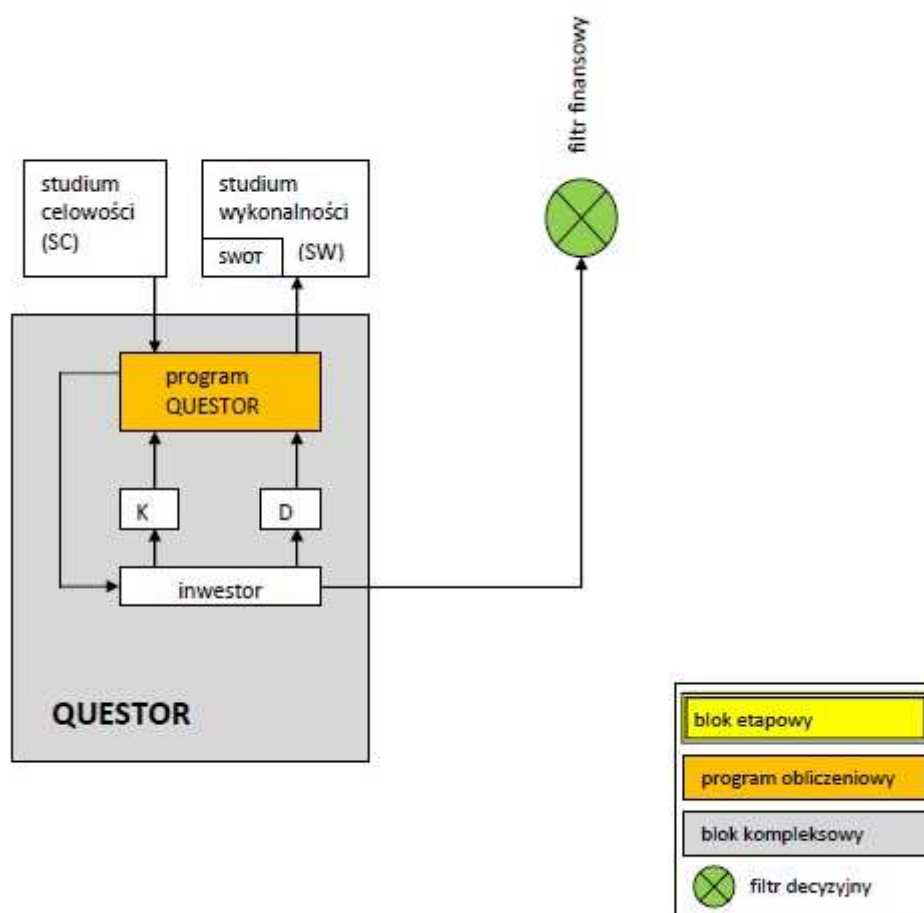
Rys. 2-2. Sieć operacji – operations network

BLOK ETAPOWY *DEVELOPER*



Rys. 2-3. Blok etapowy *DEVELOPER*

BLOK KOMPLEKSOWY QUESTOR



Rys. 2-4. Blok etapowy QUESTOR

Zawartości bloków DEVELOPER, CONTRACT, BIOTECH, FRAME, QUESTOR opisane są w opracowaniu pt.

„Opracowanie algorytmów cząstkowych modułu programu komputerowego związanego z technologiami biogazowymi, w szczególności z mikrobiogazownią”

stanowiącego część etapu nr 16 zadania badawczego.

Rozdział ten opracowali w grudniu 2011 **Ryszard Mocha i Zbigniew Jan Schmiegel**
Istotne fragmenty opracowania umieszczono w Załączniku 3

3. ETAP 2 - ELEMENTY I MODUŁY PROJEKTOWANIA BIOGAZOWNI (INFO)

Formułowanie danych i algorytmów cząstkowych niezbędnych do analizy pracy biogazowni ujęto w czterech modułach:

- MODUŁ 1 – LOKALIZACJA & OBSZAR DZIAŁANIA
- MODUŁ 2 – SUBSTRATY & ENERGETYKA
- MODUŁ 3 – INSTALACJE & PROCES TECHNOLOGICZNY
- MODUŁ 4 – EKONOMIA & REGULACJE PRAWNE

W każdym z modułów przeanalizowano problematykę wyznaczenia zależności i funkcyjności parametrów biogazowni dla sformułowania warunków jej pracy oraz określenia niezbędnych danych wejściowych dla cząstkowych programów komputerowych.

Problematykę tę w Etapie 2 potraktowano ogólnie i hasłowo, aby następnie w Etapie 3 uszczegółwić i skonkretyzować analizę dla mikrobiogazowni.

Elementy i moduły projektowania biogazowni (zawartość merytoryczna ETAP 2) stanowią część etapu nr 16 zadania badawczego i opisane są w opracowaniu pt.

„Opracowanie algorytmów cząstkowych modułu programu komputerowego związanego z technologiami biogazowymi, w szczególności z mikrobiogazownią”

Rozdział ten opracowali w grudniu 2011 **Ryszard Mocha i Zbigniew Jan Schmiegel**

Istotne fragmenty opracowania umieszczono w Załączniku 3

4. ETAP 3 - WYTYCZNE DO PROJEKTU MIKROBIOGAZOWNI

Formułowanie danych i algorytmów cząstkowych niezbędnych do analizy pracy mikrobiogazowni ujęto w czterech modułach:

- MODUŁ 1 – LOKALIZACJA
- MODUŁ 2 – SUBSTRATY
- MODUŁ 3 – INSTALACJE
- MODUŁ 4 – EKONOMIA

W każdym z modułów przeanalizowano problematykę wyznaczenia zależności i funkcyjności parametrów mikrobiogazowni dla sformułowania warunków jej pracy oraz określenia niezbędnych danych wejściowe dla cząstkowych programów komputerowych.

MODUŁ 1 – LOKALIZACJA

- areal rolny >10 ha
- rodzaje upraw
- hodowle
- możliwości kooperacji
- darmowe substraty
- odległości mikrobiogazowni od sąsiednich zabudowań mieszkalnych >200m odległość od drogi, od sieci niskiego napięcia
- zasilanie- woda, gaz, energia elektryczna
- zbiornik na gnojowicę
- odbiory ciepła - co, cwu
- drogi transportowe <5 km
- własne środki transportu
- areal pod mikrobiogazownię > 500 m²

Założenia podstawowe dla Cysternowej Mikrobiogazowni Rolniczej (CMR)

Potencjalny rynek nabywców/inwestorów mikrobiogazowni typu CMR obejmuje właścicieli ŚTGR(Średnich Towarowych Gospodarstw Rolnych). Zakłada się przy tym, że na cele upraw energetycznych (burak energetyczny, kukurydza, koniczyna, trawa i inne jednoroczne rośliny energetyczne) można przeznaczyć 20% gruntów ornych, którymi dysponuje ŚTGR (taki udział produkcji energetycznej w gospodarstwie zapewnia możliwość zarządzania ryzykiem rynkowym gospodarstwa i nie zwiększa ryzyka naruszenia bezpieczeństwa żywnościowego kraju). Dalej zakłada się, że kiszonka z upraw roślinnych pokrywa 50% zapotrzebowania mikrobiogazowni typu CMR. Pozostałą część zapotrzebowania pokrywają substraty odpadowe mianowicie z własnej produkcji rolnej, z małych gospodarstw rolnych w gminie, a także substraty odpadowe komunalne pozyskiwane w gminie, utylizowane w mikrobiogazowni). Można oszacować, że mikrobiogazownie typu CMR są właściwe dla gospodarstw o powierzchni od około 15 do około 80 ha.

Liczbę takich gospodarstw ocenia się w Polsce na około 210 tys.

Mikrobiogazownia CMR (w wytypowanych gospodarstwach rolniczych), której zadaniem jest produkcja energii elektrycznej i energii cieplnej z wykorzystaniem otrzymanego z substratów biogazu. Produktem końcowym jest nawóz naturalny.

CMR -20 o mocy układu kogeneracji 20 kW_{El}

CMR – 30 o mocy układu kogeneracji 30 kW_{el}

Mikrobiogazownia CMR-20 (CMR-30) może być zlokalizowana w gospodarstwie rolnym spełniającym następujące warunki:

Jest to gospodarstwo rolno-hodowlane o powierzchni ziem uprawnych powyżej 30 ha (dla CMR-30, co najmniej 40 ha) i posiadające hodowlę zwierząt, co najmniej 40 DS (60 DS dla CMR-30). Przez DS rozumie się „duże zwierzęta” o wadze 400 kg.

Gospodarstwo posiada, co najmniej jeden szczelny zbiornik na gnojowicę o pojemności ok. 120m³, a dla CMR-30 – 180 m³

Uwaga! Minimalne wielkości zbiorników zależą od składu substratu i będą określane indywidualnie, gdyż planuje się ich wykorzystanie, albo jako fermentora, albo jako zbiornika do gromadzenia masy pofermentacyjnej

Gospodarstwo dysponuje wolnym terenem o powierzchni, co najmniej 500 m² pod mikrobiogazownię.

Obszar społeczno-gospodarczy oddziaływania zamyka się w okręgu o promieniu ok.10 km wokół biogazowni. W obszarze tym zaktywizowana będzie działalność rolnicza na terenie ok. 40 ha.

Rolnicy uzyskają gwarancje odbioru upraw energetycznych zakontraktowanych długoterminowo z coroczną rewaloryzacją cen. Hodowcy oddając gnojowicę zapewnią sobie jej ekologiczną utylizację.

Oddziaływanie o charakterze ogólnopolskim polega na wygenerowaniu „zielonych energii” (energii elektrycznej i ciepła) z biomasy, a tym samym udziałem w spełnieniu unijnego Pakietu 3x20.

Należy zdefiniować MATRYCĘ LOKALIZACJI wraz z analizą SWOT oraz podać WARUNKI KONIECZNE dla akceptacji wybranego miejsca pod biogazownię.

Oszacowanie kosztów własnych lokalizacji przeprowadza się w module 4- Ekonomia

MODUŁ 2 – SUBSTRATY

KMR

Ekwiwalent (pod względem wydajności biogazu) 165 ton kiszonki kukurydzy rocznie, co oznacza dobowe zapotrzebowanie na substraty ok. 500 kg kiszonki.

Przewiduje się jako substraty: gnojowice, gnojówkę, obornik, kurzyniec, resztki warzywne i owocowe, trawę, ścieki gospodarcze, uprawy rolnicze, wyciąki warzywne i owocowe, wyciąki zbożowe i inna biomasa biodegradowalna.

CMR

Przykładowy zestaw substratów wraz z przewidywaną produkcją biogazu i energii (dla CMR-20)

Uwaga: W rzeczywistych gospodarstwach zestaw substratów ustalany będzie indywidualnie, w zależności od rodzaju produkcji i pozyskanych odpadów organicznych. Stopień skojarzenia układu kogeneracyjnego także może być inny.

Tabela 4-1. Charakterystyka przykładowego zestawu substratów

Lp	Rodzaj wsadu (substrat)	Ilość ton (m3) / rok	Ilość ton (m3) dzień	% suchej masy	Ilość ton s.m./rok	% s.m.o w s.m.	Ilość ton s.m.o. we wsadzie = C*E*F	Uzyska biogazu w m3/ z 1 tony wsadu	Ilość uzyskanego biogazu rok (m3)	Energia biogazu (1m3=6 kWh)	Zamiana kWh na MWh
1	gnojowica bydłęca	365	1,00	9,00%	32,85	85,00%	27,923	350	9 772,88		
2	gnojowica świńska	0	0,00	7,00%	0,00	78,00%	0,000	350	0,00		
3	obornik bydłęcy	180	0,49	25,00%	45,00	70,00%	31,500	250	7 875,00		
4	obornik od świń	0	0,00	32,00%	0,00	75,00%	0,000	380	0,00		
5	pomiot kurzy	250	0,68	22,00%	55,00	90,00%	49,500	300	14 850,00		
6	kiszonka kukurydzy	0	0,00	32,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
7	kiszonka trawy	400	1,10	30,00%	120,00	80,00%	96,000	550	52 800,00		
8	trawa koszona św.	0	0,00	12,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
9	burak cukrowy	0	0,00	23,00%	0,00	90,00%	0,000	820	0,00		
10	burak pastewny	0	0,00	12,00%	0,00	80,00%	0,000	700	0,00		
11	nać buraka	0	0,00	16,00%	0,00	77,00%	0,000	570	0,00		
12	młóto	0	0,00	23,00%	0,00	75,00%	0,000	650	0,00		
13	wytłoki owocowe	10	0,03	35,00%	3,50	90,00%	3,150	620	1 953,00		
			0,00		0,00		0,000		0,00		
			0,00		0,00		0,000		0,00		
	suma	1205	3,30		256,35		208,073		87 250,88	523 505,25	523,51
	Uzysk energii elektrycznej (MWh) - 35%	Uzysk energii cieplnej (MWh) 45%			Uzysk roczny energii elektrycznej (kWh)		Uzysk dzienny (w kWh) [/365dni]	Średni uzysk na godzinę (w kWh)	MOC generatora w kW przy 8000 h/rok		
	183,23	235,58			183 226,84		501,99	20,92	22,90		

Kalkulator Aplikacji Spektrum Substratów –KASS

Na potrzeby wariacyjnego i niestandardowego sposobu zasilania mikrobiogazowni wszelkich typów (CMR, KMR, PMR) należy stworzyć dla rolnika eksploatatora prosty w obsłudze kalkulator pozwalający wyznaczyć dzienną dawkę substratów.

KASS pozwoli dobierać aktualnie posiadane w gospodarstwie substraty (obliczenie poprawnego ich mikstu) pod względem wagowym, gęstościowym (zawartość suchej masy) i energetycznym (ilość uzyskiwanego biogazu) na bazie arkuszy kalkulacyjnych EXCEL. Bazą dla przeliczeniowych algorytmów jest tablica ekwiwalentności różnych substratów w stosunku do kisonki kukurydzy zamieszczona w punkcie 5.3 opracowania.

Ekwiwalent, pod względem wydajności biogazu, to 470 ton kisonki kukurydzy rocznie, co oznacza dobowe zapotrzebowanie na substraty ok. 1,4 t kisonki.

Przewiduje się jako substraty: gnojowice, gnojówkę, obornik, kurzyniec, resztki warzywne i owocowe, trawę, ścieki gospodarcze, uprawy rolnicze, wytloki warzywne i owocowe, wytloki zbożowe i inna biomasa biodegradowalna.

Przewiduje się, że 1/3 niezbędnych substratów nie będzie pozyskiwana bezpłatnie

MODUŁ 3 - INSTALACJE

A/ KMR (Kontenerowa Mikrobiogazownia Rolnicza)

Dotychczas, oprócz komór laboratoryjnych nie istniały mobilne komory fermentacyjne do produkcji biogazu z odpadów organicznych. Co prawda znane były komory fermentacyjne niedużych rozmiarów, ale zabudowane na stałe. Ponieważ w kraju mamy rozdrobnione rolnictwo pojawiła się koncepcja wykonania niewielkich komór fermentacyjnych (biogazowni), które byłyby montowane w średniej wielkości warsztatach, a następnie, kompletne przewożone do miejsca zabudowania (inwestora). Komora zaprojektowana w zasadzie nie przekracza gabarytów podwyższonego kontenera morskiego 40 stopowego wraz z ociepleniem i osłoną zewnętrzną w postaci blach trapezowych. Pojemność całkowita wynosi 75 m^3 , a pojemność wypełnienia substratami 60 m^3 . Na górze kontenera przewiduje się umieścić magazyn buforowy biogazu o pojemności około 10 m^3 , nakryty dachem również z blachy falistej. Ten element byłoby transportowany osobnym środkiem transportu.

Zasilanie komory substratami odbywać się będzie poprzez nakryty otwór w górnej części kontenera, o wymiarach około $90 \times 2500 \text{ cm}$. Wrzucane substraty będą opadały po skośnej blasze kanałem wrzutowym i grabiami przesuwane w kierunku frontowym.

Komora nie będzie miała mieszadła w klasycznym znaczeniu, lecz zostanie zastosowany sposób okresowego natryskiwania perkolatem. Na wyposażeniu komory (na tylne ściance) zostaną zamontowane kogenerator, pompa wody ciepłej oraz pompa do spryskiwania perkolatem. Wytworzony biogaz gromadzony w wyżej wspomnianym magazynie buforowym biogazu, zostanie skierowany na silnik gazowy kogeneratora i tam przetworzony na inny nośnik energii - energię elektryczną ciepłą.

Komora zostanie przystosowana do szerszej gamy substratów tj. w pierwszej kolejności do odpadów z produkcji rolno-hodowlanej, jak również roślin energetycznych celowo uprawianych.

Przewiduje się wielkość produkcji biogazu w zakresie $1,5 - 1,8 \text{ m}^3$ gazu z objętości 1 m^3 masy fermentowanej, co odpowiada mocy elektrycznej mikrobiogazowni około $7 - 9 \text{ kW}_{el}$. Kontenerowa komora fermentacyjna w myśl prawa budowlanego nie będzie budowlą, a urządzeniem utylizującym odpady i produkującym energię elektryczną i ciepłą i chroniącym środowisko.

Parametry techniczne KMR

Kontener 40 stopowy o pojemności 75 m^3 z komorą z komorą fermentacyjną 60 m^3 .

Zawartość suchej masy w masie fermentacyjnej w beztlenowym procesie mezofilnym od 10 do 25%.

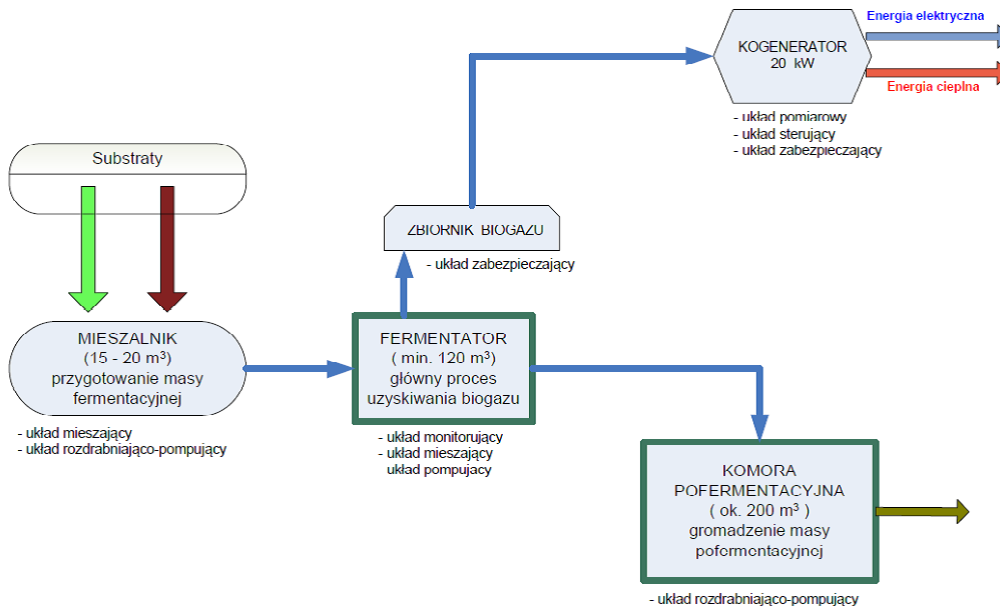
Uzysk biogazu $4\text{m}^3/\text{h}$ o zawartości CH_4 ok. 55%.

Roczna ilość sedymentu pofermentacyjnego (o zawartość suchej masy 6-10%) 300m^3 .

Moc elektryczna KMR ok. 7kW_{el} .

Moc cieplna 9kW_{th} .

B/ CMR (Cysternowa Mikrobiogazownia Rolnicza)



Rys. 4-1. Schemat blokowy biogazowni rolniczej 20kW_{el}

Dane konstrukcyjne dla Przewoźnej Mikrobiogazowni

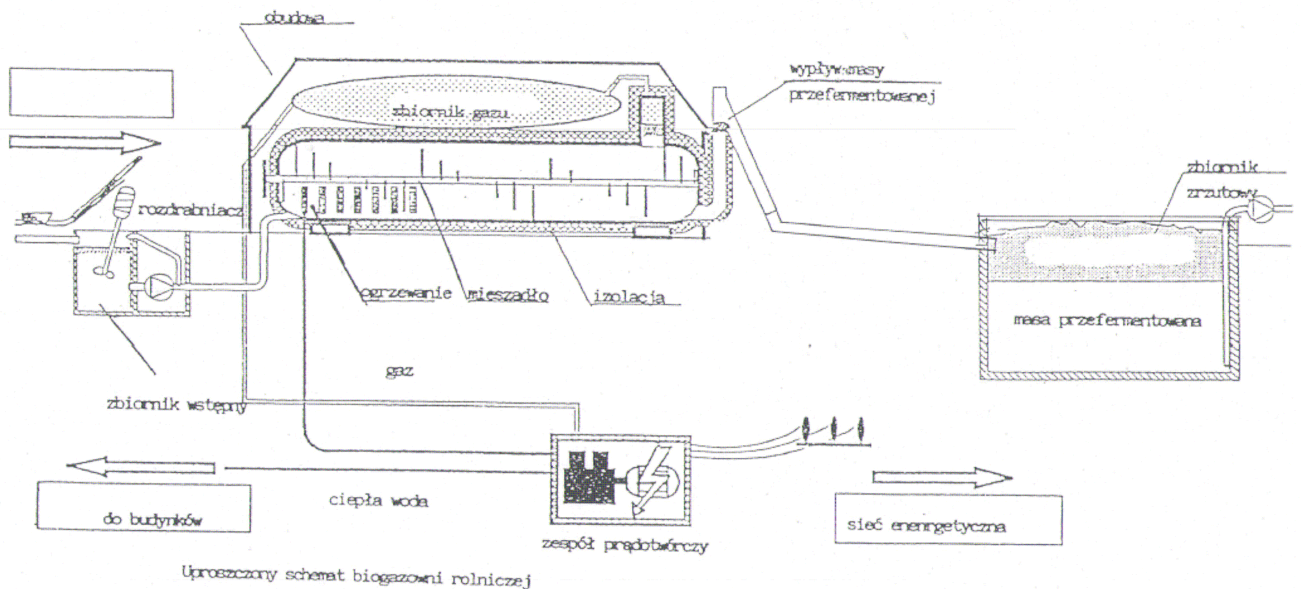
- wstępne przygotowanie masy fermentacyjnej następować będzie w istniejącym zbiorniku na gnojowicę o kubaturze ok. 75m^3 ;
- komora fermentacyjna składa się z dwóch adaptowanych kontenerów morskich (40 ft) ustawionych równolegle, w odległości ok. 0,50 m od siebie;
- przygotowana wstępnie biomasa do komory fermentacyjnej podawana będzie pompą miechową;
- komory fermentacyjne (kontenery) w górnej swojej części połączone będą ze sobą hydraulicznie co umożliwiać będzie przemieszczanie się substratów;
- wewnątrz komór wykonany zostanie rurowy system ogrzewania zapewniający optymalną dla procesu temperaturę;
- w obu komorach fermentacyjnych, przez całą ich długość, zamontowane będą w mieszadła o poziomej osi obrotu. Mieszadła poruszać się będą z prędkością 1,5 – 2,0 obr/min. Czas pracy ok. $(4 \times 10\text{ min})/\text{dobę}$;
- każde z mieszadeł napędzane będzie indywidualnie. Będzie to silnik elektrycznym o mocy 1,5 kW, umieszczonym na dachu danej komory;
- na dachu każdej z komór zamontowane będą zbiorniki na biogaz o poj. ok. 15m^3 . Będą to dwa worki wykonane z tworzywa sztucznego z zamontowanym

systemem zaworów. Zainstalowane zawory umożliwią będą wyłączenie z eksploatacji jednego z worków w przypadku jego awarii;

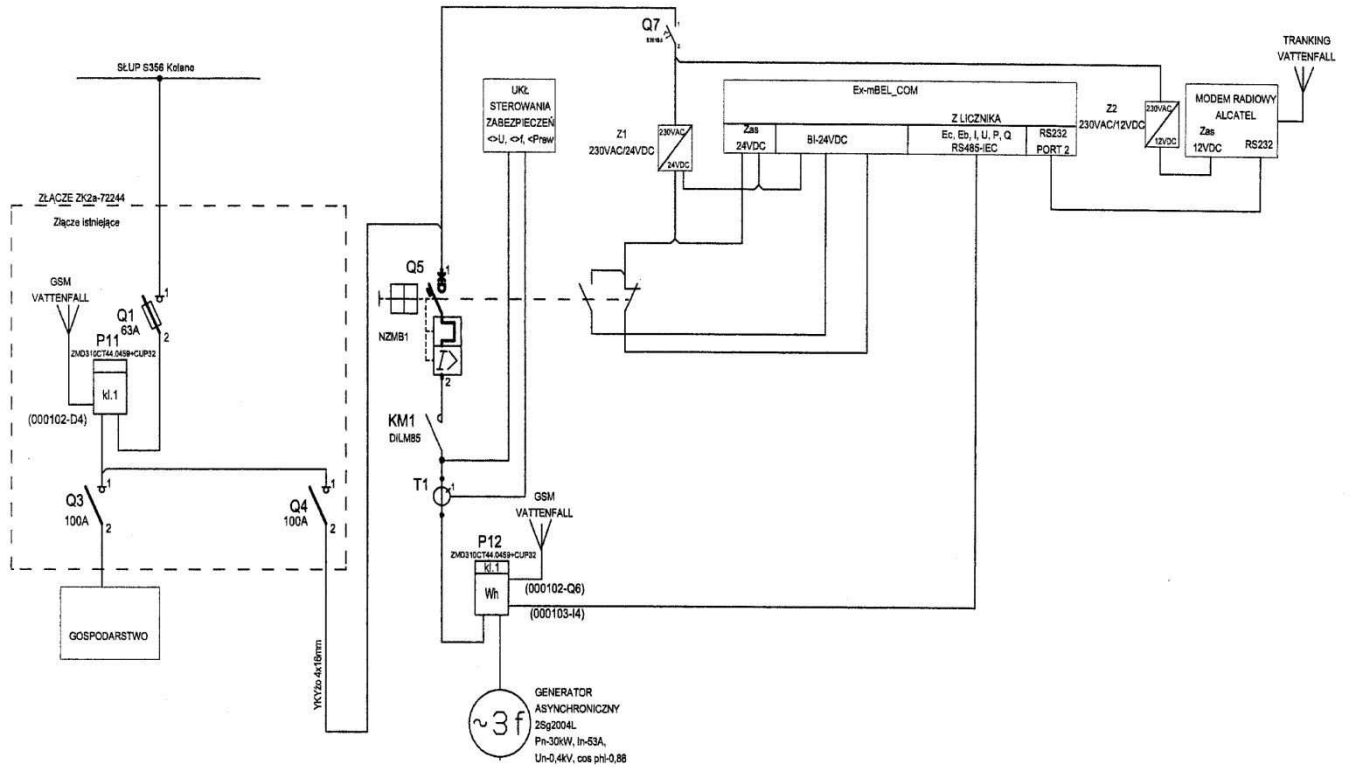
- układ kogeneracyjny będzie umieszczony w osobnym wytlumionym kontenerze lub w wyznaczonych pomieszczeniach gospodarstwa rolnego.
- w celu gromadzenia masy pofermentacyjnej należy wykonać zbiornik o poj. ok. 300 m³.

Parametry techniczne CMR

- Zawartość suchej masy w masie fermentacyjnej w beztlenowym procesie mezofilnym od 10 do 25%.
- Uzysk biogazu ok. 10 m³/h o zawartości CH₄ ok. 55%.
- Moc elektryczna CMR ok. 20kW_{el}.
- Moc cieplna 25 kW_{th}.



Rys. 4-2. Uproszczony schemat mikrobiogazowni



Rys. 4-3. Przykładowy układ przyłączenia OZE do sieci nN uwzględniający wymagania stawiane przez Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Vattenfall Distribution Poland na przykładzie biogazowni o mocy elektrycznej 30 kW zlokalizowanej w Studzionce [wg projektu autorstwa L. Latochy]

MODUŁ 4 - EKONOMIA

- koszt inwestycji
- kredyt
- dotacje
- koszty stałe i zmienne
- świadectwa pochodzenia (certyfikaty- zielony, żółty, fioletowy)
- amortyzacja
- wartość rezydualna
- czas eksploatacji instalacji
- przychody
- NPV i IRR

Koszt inwestycji mikrobiogazowni CMR 20, CMR 30 oraz KRM 7*Tabela 4-2. CMR- koszt inwestycji*

L.p	Element	CMR-20	CMR-30
		Cena	Cena
1	Mieszalnik (szambo betonowe) poj. do 25 m ³	10 000 zł	10 000 zł
2	Zbiornik fermentacyjny	70 000 zł	100 000 zł
3	Układ kogeneracyjny	40 000 zł	60 000 zł
4	Układy automatyki i sterownia	40 000 zł	50 000 zł
5	Układ pomiarowy i przyłącze do ZE (*)	15 000 zł	20 000 zł
6	Zbiornik gazu (worek z tworzywa sztucznego)	5 000 zł	7 000 zł
7	Dokumentacja, projekt techniczny, budowlany	85 000 zł	90 000 zł
8	Adaptacja zbiornika masy pofermentacyjnej (**)	5 000 zł	5 000 zł
9	Robocizna	50 000 zł	60 000 zł
10	Instalacje technologiczne, przygotowanie terenu itp..	70 000 zł	100 000 zł
11	Rozruch, szkolenia, przekazanie inwestycji	50 000 zł	50 000 zł
RAZEM:		440 000 zł	552 000 zł

(*) Koszt określony zostanie po wydaniu warunków przyłączenia przez ZE

(**) Zakłada się możliwość wykorzystania istniejącego zbiornika na gnojowicę na zbiornik pofermentacyjny

Tabela 4-3. KMR-koszt inwestycji

Mikrobiogazownia KMR 7	PLN
silosy na substraty stałe, waga	10 000
układy dozowania substratów	10 000
komory fermentacyjna z instalacjami technicznymi	70 000
układ CHP w kontenerze (1 szt.)	50 000
zbiornik na osad pofermentacyjny	10 000
pochodnia	2 000
przygotowanie terenu	5 000
rozruch obiektu i szkolenie	5 000
dokumentacja techniczna, projekt	5 000
przyłącze elektryczne	8 000
suma	175 000

5. ETAP 4 - KALKULATOR SYMULACYJNY MIKROBIOGAZOWNI

Podano algorytmy, zależności, warunki konieczne i progowe oraz niezbędne dane wejściowe dla cząstkowych programów komputerowych mikrobiogazowni.

Przytoczono tabele i wskazówki uproszczonych przeliczeń pracy mikrobiogazowni niezbędnych dla stworzenia kalkulatora symulacyjnego.

Załączono aktywne arkusze kalkulacyjne w Excelu dla symulacji pracy mikrobiogazowni i sporządzenia biznesplanu rolnika eksploatatora mikrobiogazowni.

Projektowanie biogazowni rolniczej można przeprowadzić dwoma metodami:

METODA 1. Dane są warunki lokalizacji oraz spektrum substratów - w zależności od zasobów biomasy i celowej mocy biogazowni dobiera się proces technologiczny, oblicza się parametry instalacji i projektuje jej moduły.

METODA 2. Dana jest standardowa biogazownia ze swoimi instalacjami – dobiera się do niej lokalizację i oblicza niezbędne spektrum substratów.

Biogazownie o małej mocy, od 7 do ok.50 kWel, tzw. mikrobiogazownie, konstruuje się najczęściej standardowo w modułach po 10 kWel. Standardyzacja i masowość gwarantują niskie koszty inwestycyjne i zapewniają homologacje instalacji.

Rozpatrzono dwa typy mikrobiogazowni zaprojektowane przez firmę eGIE Sp. z o.o.: Kontenerowa Mikrobiogazownia Rolnicza KMR o mocy 7 kWel oraz

Cysternowa Mikrobiogazownia Rolnicza CMR o mocy 20 kWel

Przy pomocy przygotowywanego kalkulatora symulacyjnego można będzie wyznaczać parametry eksploatacyjne mikrobiogazowni pracującej ze stałą mocą wg METODY 2.

Kalkulator symulacyjny pozwoli wyznaczyć optymalny dobór substratów, sprawdzi spełnienie warunków progowych i koniecznych oraz ułatwi przeprowadzenie uproszczonej analizy finansowej inwestycji niezbędnej dla przygotowania biznesplanu. Z kalkulatorem symulacyjnym zintegrowany będzie Kalkulator Aplikacji Spektrum Substratów –KASS o funkcji opisanej poniżej.

Wersję roboczą kalkulatora symulacyjnego stanowi arkusz kalkulacyjny BIOGAZPROG w Excelu.

5.1 Funkcyjności parametrów mikrobiogazowni

NIEZBĘDNE DANE WEJŚCIOWE

- kiszzenie, składowanie, transport, warunki atmosferyczne
- rodzaj biomasy (substrat) – zawartość % suchej masy, zawartość % suchej masy organicznej –tabele
- uzysk biogazu z tony biomasy wsadu – tabele
- uzysk biogazu z hektara- tabele
- zawartość CH₄ w biogazie- tabele
- energia elektryczna z ha – tabele
- zawartość chemiczna masy fermentacyjnej
- zawartość chemiczna masy pofermentacyjnej
- koszty pozyskania substratów- loco biogazownia

- optymalizacja doboru spektrum substratów
- wartości średnioroczne ciepła na ogrzewanie komory
- potrzeby własne energii elektrycznej
- potrzeby własne ciepła
- objętość całkowita i robocza fermentora
- objętość całkowita i robocza zbiornika gazu
- zawartość metanu w biogazie
- produkcja biogazu w m³/h
- dzienne zasilanie biomasą
- gęstość masy fermentacyjnej
- całkowity czas retencji HRT
- rodzaj silnika gazowego
- rodzaj generatora
- moc i sprawność układu CHP (elektryczna i cieplna)
- reżim pracy (np. 8000h/a)
- roczna ilość wygenerowanej energii elektrycznej i ciepła
- układ chłodzenia silnika
- układ wentylacji CHP
- rekuperator spalin
- pochodnia
- tłumienie hałasu
- zasilanie biogazem m³/h, skład biogazu
- gospodarka pofermentem
- recyklat
- odbiory ciepła - co, cwu
- darmowe substraty
- koszt inwestycji
- kredyt
- dotacje
- koszty stałe i zmienne
- świadectwa pochodzenia
- czas eksploatacji instalacji
- koszt sprzedawanej energii elektrycznej
- koszt sprzedawanego ciepła
- przychody

WARUNKI KONIECZNE I PROGOWE

- areal rolny
- temperatury krytyczne
- obciążenie komory B_R
- odczyn pH
- zbiornik gnojowicy
- wylwanie sedymentu na pola
- odległości od sąsiednich zabudowań mieszkalnych

- drogi transportowe <5 km
- areal pod mikrobiogazownię
- zawartość suchej masy w masie fermentacyjnej
- zawartość siarki w biogazie
- zawartość metanu w biogazie

OBLICZENIA CZĄSTKOWE

- roczna ilość wygenerowanej energii elektrycznej i ciepła
- roczna ilość wygenerowanego ciepła
- potrzeby własne - energia elektryczna
- potrzeby własne – ciepło
- zawartość suchej masy w masie fermentacyjnej
- roczny uzysk biogazu
- zawartość metanu w biogazie
- zasilanie CHP biogazem m³/h
- dzienne zasilanie biomasą
- koszty substratów
- koszty stałe
- koszty zmienne
- przychody
- IRR
- NPV

Tabele NIEZBĘDNYCH DANYCH WEJŚCIOWYCH zamieszczono w Załączniku 2, OBLICZENIA CZĄSTKOWE przedstawiono w arkuszu kalkulacyjnym Excelu, Biznesplany dwóch mikrobiogazowni (KMR i CMR) przedstawiono w Załączniku 1. Ponadto dla mikrobiogazowni KMR 7 oraz CMR 20 ujęto w Tabeli xxx NIEZBĘDNE DANE WEJŚCIOWE oraz i WARUNKI KONIECZNE I PROGOWE działania i eksploatacji.

5.2 Kalkulator Aplikacji Spektrum Substratów –KASS

Na potrzeby wariacyjnego i niestandardowego sposobu zasilania mikrobiogazowni wszelkich typów (CMR, KMR, PMR) należy stworzyć dla rolnika eksploatatora prosty w obsłudze kalkulator pozwalający wyznaczyć dzienną dawkę substratów.

KASS pozwoli dobierać aktualnie posiadane w gospodarstwie substraty (obliczenie poprawnego ich mikstu) pod względem wagowym, gęstościowym (zawartość suchej masy) i energetycznym (ilość uzyskiwanego biogazu) na bazie arkuszy kalkulacyjnych EXCEL. Bazą dla przeliczeniowych algorytmów jest zamieszczona poniżej tablica ekwiwalentności różnych substratów w stosunku do kiszonki kukurydzy.

Tabela 5-1. Ekwiwalent uzysku biogazu

	substrat	zawartość suchej masy	uzysk z biogazu m ³ /t	współczynnik: stosunek uzysków biogazu substrat/kiszonka kukurydzy	wynik-koszt energii odniesiony do 1 tony kiszonki kukurydzy, PLN	konieczność rozrzedzenia np. wodą
A	kiszonka kukurydzy	32,60%	178,4	1,00	100	tak
B	gnojowica świńska	8,00%	19,2	0,11	11	nie
C	gnojowica bydłęca	8,00%	17,9	0,10	10	nie
D	obornik świński	25,00%	60,0	0,34	34	tak
E	kurzyniec	45,00%	168,8	0,95	95	tak
F	odpady piekarnicze	88,00%	525,0	2,94	294	tak
G	wywar pogorzelniany	6,00%	36,1	0,20	20	nie
H	kiszonka trawy	26,00%	123,2	0,69	69	tak
I	kurzyniec	86,40%	207,5	1,16	116	tak
J	burak pastewny	10,50%	81,5	0,46	46	nie
K	liście buraka cukrowego	18,00%	95,0	0,53	53	nie
L	burak cukrowy	23,00%	148,1	0,83	83	tak
M	liście buraka cukrowego-kiszonka	23,40%	78,0	0,44	44	tak
N	wytłoki-rzepak	88,50%	636,6	3,57	357	tak
O	olej rzepakowy - pozostałość	46,00%	575,5	3,23	323	tak
P	resztki owoców	22,00%	112,1	0,63	63	tak
Q	oleje posmażalnicze	95,00%	826,5	4,63	463	tak

5.3 Parametry mikrobiogazowni KMR 7 i CMR 20

Tabela 5-2. Parametry mikrobiogazowni KMR 7 i CMR 20

MIKROBIOGAZOWNIA	KMR 7	CMR 20
NIEZBĘDNE DANE WEJŚCIOWE		
potrzeby własne- energia elektryczna [%]	12	12
potrzeby własne – ciepło [%]	30	30
objętość robocza fermentora [m ³]	60	120
objętość robocza zbiornika gazu [m ³]	15	30
zawartość metanu w biogazie [%]	55	54
produkcja biogazu w m ³ /h	4	10
dzienne zasilanie biomasą [kg]	500	1 400
całkowity czas retencji HRT [dni]	30	30
rodzaj silnika gazowego	Otto	Otto
rodzaj generatora	asynchr.	asynchr.
sprawność układu CHP elektryczna [%]	35	35
sprawność układu CHP cieplna [%]	45	45
reżim pracy [h/a]	8000	8000
roczna ilość wygenerowanej energii elektrycznej [MWh]	57	160
roczna ilość wygenerowanego ciepła [GJ]	262	741
odbiorcy ciepła - co, cwu [GJ]	184	518

darmowe substraty w gospodarstwie	2/3	2/3
koszt inwestycji [PLN]	175 000	440 000
zielony certyfikat [PLN]	260	260
żółty certyfikat [PLN]	140	140
koszt ciepła [PLN/GJ]	0	30
koszt energii elektrycznej [PLN/MWh]	190	190
koszty pozyskania substratów- loco biogazownia [PLN]	6 100	17 300
WARUNKI KONIECZNE I PROGOWE		
areal rolny [ha]	> 10	> 20
temperatury krytyczne [°C]	>42 <34	>42 <34
obciążenie komory B _R [kg/m ³ xdzień]	< 3	< 3
odczyn pH	> 6	> 6
zbiornik gnojowicy [m ³]	>120	>300
wylwanie sedymentu na pola [ha]	>13	>
odległości od sąsiednich zabudowań mieszkalnych [m]	> 200	> 200
drogi transportowe [km]	< 5	< 10
areal pod mikrobiogazownię [m ²]	> 500	> 600
zawartość suchej masy w masie fermentacyjnej [%]	8 - 12	8- 12
zawartość siarki w biogazie [g/m ³ CH ₄]	<2,2	<2,2
zawartość metanu w biogazie [%]	> 45	> 45
OBLICZENIA CZĄSTKOWE		
roczna ilość wygenerowanej energii elektrycznej [MWh]	57	160
roczna ilość wygenerowanego ciepła [GJ]	262	741
potrzeby własne - energia elektryczna [MWh]	6,8	16
potrzeby własne – ciepło [GJ]	79	222
zawartość suchej masy w masie fermentacyjnej [%]	12	12
roczny uzysk biogazu [m ³]	29 500	84 700
zawartość metanu w biogazie [%]	55	54
zasilanie CHP biogazem [m ³ /h]	3,7	10,6
dziennie zasilanie biomasa [kg]	500	1 400
koszty substratów [PLN]	6 100	17 300
koszty stałe [PLN]	10 400	10 400
koszty zmienne [PLN]	6 100	17 300
Przychody [PLN]	29 300	106 260
IRR [%] przy 50% dofinansowania i 15 latach	8	29,5
NPV [PLN] przy 50% dofinansowania i 15 latach	12 500	377 000

5.4 Arkusz kalkulacyjny

substrat		ilość, t	zawartość suchej masy, % masy całkowitej	wydajność, m ³ /t	biogaz, m ³	zawartosc metanu	biometan, m ³	cena, PLN/t z transp	koszt
kiszonka kukurydzy	t	110	33	178,4	19 624	55%	10 793	0	0
kiszonka kukurydzy	t	55	33	178,4	9 812	55%	5 397	100	5 500
woda	t	150	0	0,0	0	0%	0	4	600
suma		315	17	suma	29 436	suma	16 190	suma	6 100

moc układy kogeneracyjnego, kW el	7
moc cieplna	9

	kWh	GJ
produkcja energii elektrycznej	56 664	-
produkcja ciepła	72 854	262

po odliczeniu potrzeb własnych

	kWh	GJ
energia elektryczna	49 865	-
ciepło	50 998	184

energia 1m ³ biometanu, kWh	10
--	----

czas pracy biogazowni, h	8 000
sprawność elektryczna	35%
sprawność termiczna	45%

potrzeby własne instalacji

	kWh	GJ
energia elektryczna	6 800	
ciepło	21 856	79

potrzeby własne_energia elektryczna	12,00%
potrzeby własne_ciepło	30,00%

dane	cena jednostkowa	jednostka	ilość		kwota w skali roku	udział w przychodzie	
przychody							
sprzedaż energii elektrycznej	0,190	PLN/kWh	49 865	kWh	9 474	32%	
zielone certyfikaty	0,260	PLN/kWh	56 664	kWh	14 733	50%	
żółte certyfikaty potrzeby własne instalacji	0,140	PLN/kWh	10 928	kWh	1 530	5%	
żółte certyfikaty zużycie w gospodarstwie	0,140	PLN/kWh	25 499	kWh	3 570	12%	
sprzedaż ciepła	25,000	PLN/GJ	0	GJ	0	0%	
sprzedaż nawozu	0,000	PLN/t	0	t	0	0%	
					suma	29 307	100%
wydatki							
koszty serwisowania	1,3	PLN/motogodzinę	8 000	wypłat	10 400	63%	
koszty zakupu substratów					6100	37%	
					suma	16 500	100%

koszt inwestycyjny biogazowni	175 000	PLN
-------------------------------	---------	-----

podatek dochodowy	19,00%
-------------------	--------

Wysokość kredytu KR	0,00%	zł	0
----------------------------	-------	----	---

Stopa dyskonta r_k	6,0%	
oprocentowanie kredytu	9,0%	
Długość kredytu	10	lat
podatek dochodowy	19%	

Zadanie badawcze nr 3. Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł energii w budownictwie

WARIANT I

	Jednostka	LATA EKSPLOATACJI															
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
koszty operacyjne	zł	0	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500
koszty remontów/napraw	zł	0	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400
koszty zakupu substratów	zł	0	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100
koszty finansowe	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
odsetki		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
rata kredytu	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
przychody	zł	0	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307
sprzedaż energii elektrycznej	zł	0	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474
zielone certyfikaty	zł	0	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733
żółte certyfikaty potrzeby własne instalacji	zł	0	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530
żółte certyfikaty - zużycie w gospodarstwie	zł	0	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570
sprzedaż ciepła	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
nakłady inwestycyjne (wydatek własny)	zł	175 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
podatek dochodowy	zł	0	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433
C_{ri}	zł	-175 000	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373

WARIANT II

	Jednostka	LATA EKSPLOATACJI															
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
koszty operacyjne	zł	0	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500
koszty remontów/napraw	zł	0	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400
koszty zakupu substratów	zł	0	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100
koszty finansowe	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
odsetki		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
rata kredytu	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
przychody	zł	0	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307	29 307
sprzedaż energii elektrycznej	zł	0	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474
zielone certyfikaty	zł	0	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733	14 733
żółte certyfikaty potrzeby własne instalacji	zł	0	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530	1 530
żółte certyfikaty - zużycie w gospodarstwie	zł	0	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570	3 570
sprzedaż ciepła	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
nakłady inwestycyjne (wydatek własny)	zł	87 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
podatek dochodowy	zł	0	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433
C_{ri}	zł	-87 500	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373	10 373

WARIANT III

	Jednostka	LATA EKSPLOATACJI															
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
koszty operacyjne	zł	0	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500	16 500
koszty remontów/napraw	zł	0	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400	10 400
koszty zakupu substratów	zł	0	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100
koszty finansowe	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
odsetki		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
rata kredytu	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
przychody	zł	0	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474
sprzedaż energii elektrycznej	zł	0	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474	9 474
zielone certyfikaty	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
żółte certyfikaty potrzeby własne instalacji	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
żółte certyfikaty - zużycie w gospodarstwie	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
sprzedaż ciepła	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
nakłady inwestycyjne (wydatek własny)	zł	87 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
podatek dochodowy	zł	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C_{ri}	zł	-87 500	-7 026	-7 026	-7 026	-7 026	-7 026	-7 026	-7 026	-7 026	-7 026	-7 026	-7 026	-7 026	-7 026	-7 026	-7 026

	Wariant	I	II	III
	dofinansowanie	0	50%	50%
	certyfikaty zielone, żółte	tak	tak	brak
okres 15 lat	IRR	-1%	8%	#DZIEL/0!
	NPV	-70 047,26 zł	12 499,91 zł	-146 920,41 zł
okres 10 lat	IRR	-9%	3%	#LICZBA!
	NPV	-93 066,25 zł	-10 519,08 zł	-131 330,17 zł

Uwaga: brak wartości w komórce – np. „#DZIEL/0!” lub „#LICZBA!” pojawia się, gdy IRR jest dużo niższy od zera

ALGORYTMY, WZORY I ZALEŻNOŚCI

Tabela 5-3. Algorytmy, wzory i zależności w arkuszu kalkulacyjnym

1	Substrat x substrat y	Sx, Sy	Tabela Z2
2	Masa substratu x [t]	mx	Tabela Z2
3	Sucha masa substratu x [%]	s.m.x	Tabela Z2
4	Sucha masa organiczna x	s.m.o x	Tabela Z2
5	Wydajność substratu x (biogaz) [m3/t]	U x	Tabela Z2
6	Zawartość metanu w biogazie x [%]	Met x	Tabela Z2
7	Cena 1 t substratu x (loco biogazownia) [PLN]	K1 x	
8	Cena substratu x (loco biogazownia) [PLN]	K x	mx*K1x
9	Koszt substratów i wody [PLN]	Ksuma	Kx+Ky+...+Kw
10	Roczna masa wody [t]	mw	
11	Koszt wody za 1 tonę [PLN]	K1w	Dane gminne
12	Koszt wody [PLN]	Kw	mw*K1w
13	Masa substratów i wody [t]	Msuma	mx+my+...+mw
14	Gęstość masy fermentacyjnej [%]	S.Msuma	(smx*mx+smy*my+...)/Msuma
15	Uzysk biogazu sumaryczny [m3]	Usuma	Ux*mx+Uy*my+...
16	Uzysk biometanu sumaryczny [m3]	Umsuma	Ux*mx*Metx+Uy*my*Mety+ ...
17	Zawartość metanu w biogazie [%]	Metsuma	Umsuma/Usuma
18	Energia 1 m3 biometanu [kWh]	Ebiomet	10 kWh/m3
19	Roczny czas pracy biogazowni [h]	Trok	(8000h)
20	Sprawność elektryczna CHP [%]	ETAel	Dane katalogowe CHP
21	Sprawność termiczna CHP [%]	ETAth	Dane katalogowe CHP
22	Potrzeby własne- energia elektryczna [%]	POTel	Dane mikrobiogazowni (12%)
23	Potrzeby własne- ciepło [%]	POTth	Dane mikrobiogazowni (30%)
24	Produkcja energii elektrycznej [kWh]	Eelsuma	Umsuma*Ebiomet*ETAel
25	Produkcja ciepła [kWh]	Ethsuma	Umsuma*Ebiomet*ETAth
26	Energia elektryczna po odliczeniu potrzeb własnych [kWh]	Eel	Eelsuma*(1-POTel)
27	Ciepło po odliczeniu potrzeb własnych [kWh]	Eth	Ethsuma*(1-POTth)
28	Ciepło na sprzedaż x [GJ]	Ethspx	

29	Cena sprzedaży ciepła x [PLN/GJ]	Cthx	(25 PLN/GJ)
30	Cena sprzedaży energii el. [PLN/kWh]	Cel	(0,190 PLN/kWh)
31	Cena zielonego certyfikatu [PLN/kWh]	Cz	(0,260 PLN/kWh)
32	Cena żółtego certyfikatu [PLN/kWh]	Czo	(0,140 PLN/kWh)
33	Przychód za sprzedaną energię el. [PLN]	Sel	Cel*Eel
34	Przychód za sprzedane ciepło [PLN]	Sth	Cthx*Ethspx+Cthy*Ethspy+...
35	Przychód za zielone certyfikaty [PLN]	Sz	Cz*Eelsuma
36	Przychód za żółte certyfikaty [PLN]	Szo	Czo*Eth + Czo*POTth*Ethsuma*0,5
37	Przychód roczny [PLN]	Srok	Sel+Sth+Sz+Szo
38	Koszt inwestycyjny biogazowni [PLN]	Ki	Dane biogazowni
39	Koszt serwisowania jednostkowy [PLN/h]	Csh	
40	Koszt serwisowania roczny [PLN]	Csa	Csh*Trok
41	Koszty operacyjne roczne [PLN]	Ca	Csa+Ksuma
42	Podatek dochodowy [%]	Pd	(19%)
43	Wysokość kredytu [PLN]	KR	
44	Oprocentowanie kredytu [%]	Pkr	
45	Czas trwania kredytu [lata]	Tkr	
46	Dofinansowanie [PLN]	Dot	
47	Rata kredytu [PLN]	Rkr	KR/Tkr
48	Koszty finansowe roczne [PLN] (odsetki)	Kfina	(KR-[rok eksploat.-1]*Rkr)*Pkr
49	Podatek dochodowy roczny [PLN]	Pda	(Srok-Ca)*Pd
50	Zysk Cft [PLN]	Cft	Srok-(Ca+Kfina+Rkr+Pda)
51	Stopa dyskonta [%]	rk	(6%)
52	IRR(Ki:Cft15)- 15letni	IRR15	
53	NPV (rk; Ki: Cft15) – 15 letni	NPV15	

6. ANTYPACJA KONIECZNYCH ADAPTACJI MIKROBIOGAZOWNI GENEROWANYCH ALTERNATYWĄ ZMIENNOŚCIĄ JEJ PRACY (Na przykładzie kontenerowej mikrobiogazowni rolniczej KMR7 firmy eGIE)

6.1 Warunki standardowe -

Praca ciągła mikrobiogazowni -zoptymalizowana

Dane są warunki lokalizacji i eksploatacji, sprecyzowane parametry instalacji i proces technologiczny, zdefiniowane warunki konieczne i progowe pracy mikrobiogazowni oraz zoptymalizowane spektrum substratów.

(patrz pkt.5 Tabela 5-3)

Mikrobiogazownia pracuje ze stałą mocą 7kW_{el} generując codziennie, przez 8000 godzin w roku, takie same ilości energii elektrycznej i ciepła. Układ kogeneracyjny CHP zasilany jest stałym strumieniem biogazu ok. 3,7 m³/h o średniej zawartości CH₄ 54%. Sprecyzowane są dzienne dawki zasilania biomasą komory fermentacyjnej oraz parametry ciepła z układu

chłodzenia silnika i rekuperatora spalin. Zbiornik biogazu 15 m³ nie pozwala na magazynowanie biogazu powyżej czterech godzin w razie wyłączenia układu CHP.
Praktycznie nie ma możliwości zwiększenia lub zmniejszenia mocy biogazowni ze względu na konieczność zachowania ciągłości procesu beztlenowej fermentacji biomasy.

6.2 Warunki dopasowania mikrobiogazowni do zmiennej pracy CHP

A/ Zmiana objętości zbiornika biogazu i mocy CHP

Obliczenia na podstawie dobowego bilansu energii

Tabela xx. Zmiana objętości zbiornika biogazu i mocy układu CHP

	Zbiornik biogazu standardowy [m ³]	Dodatkowy zewnętrzny zbiornik biogazu [m ³]	Magazynowanie biogazu w ciągu doby [h/doba]	Moc układu kogeneracyjnego CHP [kWel]	Praca układu CHP na dobę z pełną mocą [h/doba]
1	15	brak	0	7	24
2	15	45	12	21	12
3	15	60	16	28	8
4	15	75	20	35	4

Warunki standardowe pracy mikrobiogazowni KMR7 przedstawiono w pkt.1 Tabeli xx. Zainstalowanie dodatkowego zbiornika zewnętrznego biogazu o x-krotnej objętości zbiornika standardowego biogazu pozwala na x-krotne zwiększenie mocy układu kogeneracyjnego CHP w stosunku do standardowego i odpowiednie skrócenie czasu jego dobowej pracy (kolumna 6 Tabela xx) z pełną mocą.

Uelastycznienie pracy mikrobiogazowni wymaga ingerencji w jej strukturę instalacyjną, a konkretnie, zainstalowanie dodatkowego zbiornika biogazu i zamontowania układu CHP o wielokrotnie zwiększonej mocy. Należy zwrócić uwagę, iż w godzinach postoju układu kogeneracyjnego ciepła na potrzeby własne mikrobiogazowni musi dostarczać dodatkowo zainstalowany buforowy kocioł olejowy lub gazowy.

Problemy finansowej rentowności takiego rozwiązania (dodatkowy zbiornik biogazu, dodatkowy kocioł) wynikające z modyfikacji aplikacji układu CHP dla potrzeb zasilanego obiektu powinny być podstawą dodatkowej analizy komputerowej.

Optymalizacją doboru dodatkowych zbiorników biogazu powinno być sprężanie biogazu minimalizujące wielkości zbiorników z jednoczesnym przeliczeniem użytych energii w bilansie ekonomicznym.

B/ Zmiana zasilania komory fermentacyjnej

Praca standardowej mikrobiogazowni KMR7 z ułamkową mocą np. $\frac{1}{2}$ lub $\frac{1}{3}$ wymaga powolnego (ok. 2 tygodnie) zmniejszania zasilania komory fermentacyjnej biomasą. Analogicznie powrót do pełnej mocy wymaga podobnego czasu. Zakładając, iż własne potrzeby cieplne KMR7 wynoszą ok. 30%, minimalna moc do jakiej można obniżyć pracę mikrobiogazowni bez dodatkowego kotła grzewczego wynosi $\frac{1}{3}$ mocy nominalnej. Miniprogram kalkulacyjny pozwoliłby na przeliczenie w zależności od hipotetycznej mocy mikrobiogazowni na podanie zmian mocy układu CHP i czasokresu jego działania w przedziale dobowym.

Dwa przykłady obliczeniowe:

Dla $\frac{1}{2}$ mocy znamionowej mikrobiogazowni (=3,5 kW_{el}) okres magazynowania biogazu wynosi 8 godzin i tyleż godzin może trwać postój układu CHP.

Przez następne 4 godziny układ CHP może pracować z mocą 7 kW_{el}, a w pozostałych 12 godzinach doby z mocą 3,5 kW_{el}.

Dla $\frac{1}{3}$ mocy znamionowej (2,3 kW_{el}) wielkości te to:

max. 12 h magazynowania i postoju układu CHP (UWAGA-konieczny kocioł buforowy)

max. 4 h praca CHP z mocą 7 kW_{el}

8 h praca CHP z mocą 2,3 kW_{el}

Wadą takiej zmienności pracy mikrobiogazowni jest potężna inercja systemu fermentacji liczona w dziesiątkach godzin (>100h) oraz fakt, iż optymalna efektywność i rentowność mikrobiogazowni zaprogramowana była dla mocy znamionowej.

7. WALIDACJA MODUŁU PROGRAMU KOMPUTEROWEGO

7.1 Zdefiniowanie praktycznych i empirycznych metod walidacji

Przyjmuje się, że walidacja to generalnie uzyskanie dowodu, że środki kontroli zarządzane w ramach określonego planu są skuteczne.

Walidacja najczęściej występuje w systemach zarządzania jakością (rodzina norm ISO 9000, ISO 22000, HACCP i wielu innych), to tam najczęściej walidowane są procesy, środki kontroli, metody badawcze, również walidacja projektowania i rozwoju.

Według norm z serii ISO 9000 walidacja obok weryfikacji i doskonalenia systemu zarządzania jest jednym z głównych obszarów wymagań tych norm.

Walidacja stanowi narzędzie do ciągłego doskonalenia, czyli powtarzających się działań mających na celu zwiększenie zdolności do spełnienia określonych wymagań, niezaprzeczalnie pomaga to organizacji w doskonaleniu się i rozwoju.

Procedura

Istotną częścią walidacji jest opracowanie procedury postępowania, zapewniającej żądany poziom niepewności wszystkich znanych i możliwych do skorygowania czynników wpływających na ostateczny wynik badania [R.I. Zalewski "Zarządzanie..."2002 s.283].

Podstawą walidacji są generalnie wszystkie wyniki badań, środków kontroli jak również wszystkie fakty i działania zachodzące w organizacji [W. Dzwolak "Bezpieczeństwo..."2008 s.119].

Walidacja procesu - ma na celu uzyskanie potwierdzenia, że jest on przydatny do zamierzonego użycia. Procedura walidacyjna uwzględnia szczególne aspekty tak zwanych dobrych praktyk związanych z ocenianym procesem. Procesy powinny być walidowane raz pierwszy lub po raz kolejny w następujących przypadkach [R.I. Zalewski "Zarządzanie..."2002 s.203]:

- przed ich wprowadzeniem do rutynowego stosowania,
- zmiany warunków, w których były poprzednio walidowane,
- istotnej zmiany w technologii, wyposażeniu i elementach wejściowych do procesu.

Podstawowym elementem procesu poddawanego walidacji jest metoda stąd często mówi się o walidowaniu metody. Należy pamiętać, że pozostałe kategorie (z diagramu Ishikawy) wywierają istotny wpływ na poziom zmienności obserwowanej w procesie.

Proces można uznać za zwalidowany, jeżeli:

1. w ustalonych warunkach poziom prawdopodobieństwa pojawienia się niezgodności jest dopuszczalnie mały.
2. nie ma w systemie przyczyn zmienności systemowej.
3. wynik procesu jest odporny na odchylenia wyspecyfikowanych parametrów procesu i otoczenia mieszczące się w granicach tolerancji.

Walidacja środków kontroli - polega gromadzeniu i ocenie informacji naukowo-technicznych oraz danych operacyjnych w celu określenia, czy zastosowane środki kontroli lub ich kombinacje są skuteczne i umożliwiają osiągnięcie ustanowionych celów. Efektem walidacji powinna być jednoznaczna odpowiedź na pytanie: czy wybrane środki kontroli mogą być wdrożone (pozytywny wynik walidacji), czy też nie (negatywny wynik walidacji). Walidację zawsze powinno wykonywać się w przypadku wprowadzenia nowych środków kontroli lub projektowania nowego systemu zarządzania. Podstawą walidacji środków kontroli stanowią dane literaturowe, wyniki badań wyrobów gotowych, wyniki badań eksperymentalnych, przepisy prawa, instrukcje organów urzędowych, i inne.

7.2 Przeprowadzenie wstępnej walidacji modułu programu komputerowego

A. Moduł programu komputerowego mikrobiogazowni

Walidacja procesu

1. w ustalonych warunkach poziom prawdopodobieństwa pojawienia się niezgodności jest dopuszczalnie mały.

W ustalonych warunkach lokalnych, pogodowych, logistycznych i eksploatacyjnych poziom niezgodności wynikający z określenia parametrów pracy mikrobiogazowni jest nieznaczny i dopuszczalnie mały. Wynika to z empirycznych przesłanek na podstawie których skonstruowane były np. tabele danych bazowych substratów. Algorytmy cząstkowe wynikają z wieloletnich obserwacji tysięcy istniejących obiektów rolniczych i powtarzalności wyników eksploatacyjnych.

2. nie ma w systemie przyczyn zmienności systemowej.

Dla wyprowadzenia zależności w systemie i sformułowania algorytmów posłużono się dwoma obiektami realnymi; rolniczą mikrobiogazownią kontenerową KMR7 oraz mikrobiogazownią cysternową CMR20 (rozwiązania prototypowe firmy eGIE Sp. z o.o.). Bez zmiany elementów instalacji mikrobiogazowni nie pojawią się w analizie obliczeniowej jakiegokolwiek przyczyny zmienności systemowej.

Inne rozwiązania instalacyjne projektowanych przyszłościowych mikrobiogazowni wprowadzą nowe zależności i inną parametryzację algorytmów co ujęto w formułowaniu programu obliczeniowego (software) i w którym ewentualne zmiany instalacji mikrobiogazowni (hardware) będą nowymi zmianami systemowymi.

Do zmian systemowych prowadzą tylko *istotne* zmiany instalacji (systemu) biogazowni.

3. wynik procesu jest odporny na odchylenia wyspecyfikowanych parametrów procesu i otoczenia mieszczące się w granicach tolerancji

Jeżeli spełnione będą warunki konieczne i nie przekroczone warunki progowe pracy mikrobiogazowni zdefiniowane w założeniach do modułu komputerowego to wynik procesu jest odporny na odchylenia wyspecyfikowanych parametrów. Odchylenia parametrów procesu i otoczenia uwzględnione są w opracowanych algorytmach cząstkowych modułu komputerowego i definiują możliwość zmian w granicach przyjętych tolerancji.

Walidacja środków kontroli

Walidację środków kontroli dla modułu komputerowego mikrobiogazowni stanowią dane literaturowe, wyniki badań obiektów gotowych, wyniki badań eksperymentalnych, i eksploatacyjnych, przepisy prawa, instrukcje organów urzędowych, i inne.

Takie jak metoda grup równoważnych J. S. Milla i przeprowadzana przez eGIE dla mikrobiogazowni implementacja tej metody .

Bibliografia do tematu walidacji

- Jan Myszewski *Po prostu jakość*, Wydawnictwo Wyższej Szkoły Przedsiębiorczości i Zarządzania im. Leona Koźmińskiego, Warszawa 2005
- Romuald I. Zalewski *Zarządzanie jakością w produkcji żywności*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Poznaniu, Poznań 2002

- Waldemar Dzwolak *Bezpieczeństwo żywności wg ISO 22000*, BD Long Olsztyn 2008

Bibliografia do rozdziałów 1-6

- Institut fuer Energetik und Umwelt / Leipzig „Biogaz Produkcja Wykorzystanie“ 2006.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe „Faustzahlen Biogaz“ 2007.

Instytut Technologiczno Przyrodniczy - „Budowa i eksploatacja biogazowni rolniczych” 2011.

ZAŁĄCZNIK 1**Skrócony biznesplan rolnika-eksploatatora Kontenerowej Mikrobiogazowni Rolniczej (KMR)****Koszt inwestycji***Tabela Z-1*

	PLN
silosy na substraty stałe, waga	10 000
układy dozowania substratów	10 000
komory fermentacyjna z instalacjami technicznymi	70 000
układ CHP w kontenerze (1 szt.)	50 000
zbiornik na osad pofermentacyjny	10 000
pochodnia	2 000
przygotowanie terenu	5 000
rozruch obiektu i szkolenie	5 000
dokumentacja techniczna, projekt	5 000
przyłącze elektryczne	8 000
suma	175 000

Dobór i koszt substratów

Ekwiwalent (pod względem wydajności biogazu) 165 ton kiszonki kukurydzy rocznie, co oznacza dobowe zapotrzebowanie na substraty ok. 500 kg kiszonki.

Przewiduje się jako substraty: gnojowice, gnojówkę, obornik, kurzyniec, resztki warzywne i owocowe, trawę, ścieki gospodarcze, uprawy rolnicze, wytloki warzywne i owocowe, wytloki zbożowe i inna biomasa biodegradowalna.

Przewiduje się, że 1/3 niezbędnych substratów nie będzie pozyskiwana bezpłatnie i jej cena (możliwość sprzedaży na rynku przez rolnika) wyniesie ok. 5 500 PLN rocznie.

Tabela Z-2

KOSZTY ZAKUPU SUBSTRATÓW			
substrat	ilość, t rocznie	cena jednostkowa, PLN/t	koszt, PLN
kiszonka kukurydzy (2/3)	110	0	0
kiszonka kukurydzy (1/3)	55	100	5 500
woda	150	4	600
suma	315	suma	6 100

Parametry techniczne KMR

Kontener 40 stopowy o pojemności 75m³ z komorą z komorą fermentacyjną 60m³.

Zawartość suchej masy w masie fermentacyjnej w beztlenowym procesie mezofilnym 10-25%.

Uzysk biogazu 4m³/h o zawartości CH₄ ok. 55%.

Roczna ilość sedymentu pofermentacyjnego (o zawartość suchej masy 6-10%) 300m³.

Moc elektryczna KMR ok. 7kW_{el}.

Moc cieplna 9 kW_{th}.

Produkty końcowe (a. energia elektryczna; b. ciepło; c. sedyment pofermentacyjny; d. świadectwa pochodzenia energii)

Tabela Z-3

CHARAKTERYSTYKA EKWIWALENTU SUBSTRATÓW						
substrat	ilość, t rocznie	zawartość suchej masy; % masy całkowitej	wydajność, m ³ /t	produkcja biogazu, m ³ rocznie	zawartość metanu	produkcja biometanu, m ³ rocznie
kiszonka kukurydzy	165	32,6	178,4	29 436	54%	16 190
woda	150	0	0	0	0%	0
suma	315	17,1			suma	16 190

Tabela Z-4

ZAŁOŻENIA DO BILANSU ENERGETYCZNEGO	
energia 1m ³ biometanu, kWh	10
roczny czas pracy biogazowni, godzin	8 000
sprawność elektryczna	35 %
sprawność termiczna	45 %
udział potrzeb własnych energii elektrycznej w całkowitej produkcji energii elektrycznej	8 %
udział potrzeb własnych na ciepło w całkowitej produkcji ciepła	25 %

Tabela Z-5

	kW
moc elektryczna	7
moc cieplna	9

Tabela Z-6

BILANS ENERGETYCZNY BIOGAZOWNI		
PRODUKCJA		
	kWh	GJ
produkcja energii elektrycznej	56 664	-
produkcja ciepła	72 854	262
POTRZEBY WŁASNE		
	kWh	GJ
zapotrzebowanie własne na energię elektryczną	4 170	-
zapotrzebowanie własne na ciepło	13 660	49
PO ODLICZENIU POTRZEB WŁASNYCH		
	kWh	GJ
energia elektryczna	52 131	-
ciepło	54 641	197

Tabela Z-7

przychody	cena jednostkowa	jednostka	ilość	jednostka	wynik	% całości
sprzedaż energii elektrycznej	0,180	PLN/kWh	52 131	kWh	9 384	24%
zielone certyfikaty	0,260	PLN/kWh	56 664	kWh	14 733	38%
żółte certyfikaty potrzeb własne	0,140	PLN/kWh	6 830	kWh	956	2%
żółte certyfikaty sprzedaż	0,140	PLN/kWh	54 641	kWh	7 650	20%
sprzedaż ciepła*	30,000	PLN/GJ	197	GJ	5 901	15%
suma					38 623	100%

* unikniony koszt ciepła dla własnego gospodarstwa

Wskaźniki NPV i IRR w analizie przepływów pieniężnych

Tabela Z-8

	bez dotacji	z dotacją 50%	z dotacją 50%, bez certyfikatów (zielonych, żółtych)
NPV okres 10 lat	-4 672,54 zł	77 874,63 zł	-53 386,78 zł
NPV okres 15 lat	37 500,82 zł	120 047,99 zł	-45 720,79 zł
IRR okres 10 lat	5,40%	23,10%	-11,52%
IRR okres 15 lat	9,49%	25,28%	-4,90%

Warunki rentowności inwestycji

- Istnienie świadectw pochodzenia (certyfikaty zielone i jednocześnie żółte) na poziomie aktualnych cen.
- Uzyskanie dotacji ok. 50%.
- Wykorzystanie całego ciepła użytkowego.
- Zapewnienie ciągłości pracy KMR ok. 8 000 godzin rocznie

Ryzyka i wrażliwość KMR

- Zmiany w systemie wsparcia OZE (certyfikaty)
- Nieurodzaje, klęski pogodowe
- Niesprawności techniczne systemu KMR
- Brak doświadczenia rolnika-eksploatatora
- Wzrost ceny lub konieczność zakupu większej ilości substratów

Skrócony biznesplan rolnika-eksploatatora Cysternowej Mikrobiogazowni Rolniczej**Dobór i koszt substratów**

Ekwiwalent (pod względem wydajności biogazu) 470 ton kiszonki kukurydzy rocznie, co oznacza dobowe zapotrzebowanie na substraty ok. 1,4 t kiszonki.

Przewiduje się jako substraty: gnojowice, gnojówkę, obornik, kurzyniec, resztki warzywne i owocowe, trawę, ścieki gospodarcze, uprawy rolnicze, wytloki warzywne i owocowe, wytloki zbożowe i inna biomasa biodegradowalna.

Przewiduje się, że 1/3 niezbędnych substratów nie będzie pozyskiwana bezpłatnie i jej cena (możliwość sprzedaży na rynku przez rolnika) wyniesie ok. 15 700 PLN rocznie.

Tabela Z-9

KOSZTY ZAKUPU SUBSTRATÓW			
substrat	ilość, t rocznie	cena jednostkowa, PLN/t	koszt, PLN
kiszonka kukurydzy (2/3)	313	0	0
kiszonka kukurydzy (1/3)	157	100	15 700
woda	823	4	3 292
suma	1 293	suma	18 992

Parametry techniczne CMR

Zawartość suchej masy w masie fermentacyjnej w beztlenowym procesie mezofilnym 10-25%.

Uzysk biogazu ok. 10 m³/h o zawartości CH₄ ok. 55%.

Moc elektryczna CMR ok. 20kW_{el}.

Moc cieplna 25 kW_{th}.

Produkty końcowe (a. energia elektryczna; b. ciepło; c. sedyment pofermentacyjny; d. świadectwa pochodzenia energii)

Tabela Z-10

CHARAKTERYSTYKA EKWIWALENTU SUBSTRATÓW						
substrat	ilość, t rocznie	zawartość suchej masy; % masy całkowitej	wydajność, m ³ /t	produkcja biogazu, m ³ rocznie	zawartość metanu	produkcja biometanu, m ³ rocznie
kiszonka kukurydzy	470	33,0	180,0	84 656	54%	45 714
woda	823	0	0,0	0	0%	0
suma	1 293	12			suma	45 714

Tabela Z-11

ZAŁOŻENIA DO BILANSU ENERGETYCZNEGO	
energia 1m ³ biometanu, kWh	10
roczny czas pracy biogazowni, godzin	8 000
sprawność elektryczna	35 %
sprawność termiczna	45 %
udział potrzeb własnych energii elektrycznej w całkowitej produkcji energii elektrycznej	10 %
udział potrzeb własnych na ciepło w całkowitej produkcji ciepła	30 %

Tabela Z-12

	kW
moc elektryczna	20,00
moc cieplna	25,71

Tabela Z-13

BILANS ENERGETYCZNY BIOGAZOWNI		
PRODUKCJA		
	kWh	GJ
produkcja energii elektrycznej	160 000	-
produkcja ciepła	205 714	741
POTRZEBY WŁASNE		
	kWh	GJ
zapotrzebowanie własne na energię elektryczną	16 000	
zapotrzebowanie własne na ciepło	61 714	222
PO ODLICZENIU POTRZEB WŁASNYCH		
	kWh	GJ
energia elektryczna	144 000	-
ciepło	144 000	518

Tabela Z-14

przychody	cena jednostkowa	jednostka	ilość	jednostka	wynik	% całości
sprzedaż energii elektrycznej	0,180	PLN/kWh	144 000	kWh	25 920	24%
zielone certyfikaty	0,260	PLN/kWh	160 000	kWh	41 600	39%
żółte certyfikaty potrzebne własne	0,140	PLN/kWh	21 600	kWh	3 024	3%
żółte certyfikaty sprzedaż	0,140	PLN/kWh	144 000	kWh	20 160	19%
sprzedaż ciepła*	30,000	PLN/GJ	518	GJ	15 552	15%
suma					106 256	100%

* unikniony koszt ciepła dla własnego gospodarstwa

Koszt inwestycji

Tabela Z-15

L.p	Element	CMR-20	CMR-30
		Cena	Cena
1	Mieszalnik (szambo betonowe) poj. do 25 m ³	10 000 zł	10 000 zł
2	Zbiornik fermentacyjny	70 000 zł	100 000 zł
3	Układ kogeneracyjny	40 000 zł	60 000 zł
4	Układy automatyki i sterownia	40 000 zł	50 000 zł
5	Układ pomiarowy i przyłącze do ZE (*)	15 000 zł	20 000 zł
6	Zbiornik gazu (worek z tworzywa sztucznego)	5 000 zł	7 000 zł
7	Dokumentacja, projekt techniczny, budowlany	85 000 zł	90 000 zł
8	Adaptacja zbiornika masy pofermentacyjnej (**)	5 000 zł	5 000 zł
9	Robocizna	50 000 zł	60 000 zł
10	Instalacje technologiczne, przygotowanie terenu itp..	70 000 zł	100 000 zł
11	Rozruch, szkolenia, przekazanie inwestycji	50 000 zł	50 000 zł
RAZEM:		440 000 zł	552 000 zł

(*) Koszt określony zostanie po wydaniu warunków przyłączenia przez ZE

(**) Zakłada się możliwość wykorzystania istniejącego zbiornika na gnojowicę na zbiornik pofermentacyjny

Wskaźniki NPV i IRR w analizie przepływów pieniężnych

Tabela Z-16

	bez dotacji	z dotacją 50%	z dotacją 50%, bez certyfikatów (zielonych, żółtych)
NPV okres 10 lat	47 575,25 zł	255 122,42 zł	-109 236,88 zł
NPV okres 15 lat	169 206,69 zł	376 753,86 zł	-83 392,04 zł
IRR okres 10 lat	8,36%	27,65%	-7,30%
IRR okres 15 lat	12,07%	29,47%	-1,36%

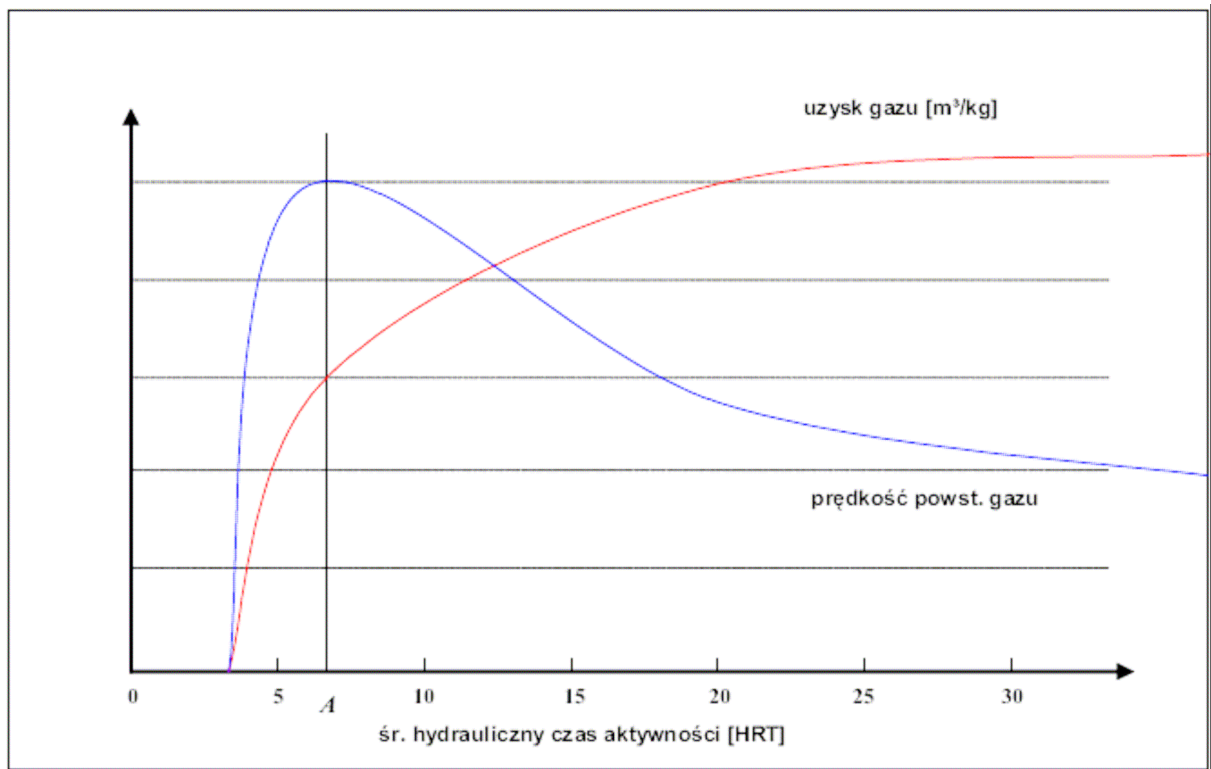
Warunki rentowności inwestycji

- e. Istnienie świadectw pochodzenia (certyfikaty zielone i jednocześnie żółte) na poziomie aktualnych cen.
- f. Wykorzystanie całego ciepła użytkowego.
- g. Zapewnienie ciągłości pracy CMR ok. 8 000 godzin rocznie

Ryzyka i wrażliwość CMR

- f. Zmiany w systemie wsparcia OZE (certyfikaty)
- g. Nieurodzaje, klęski pogodowe
- h. Niesprawności techniczne systemu CMR
- i. Brak doświadczenia rolnika-eksploatatora
- j. Wzrost ceny lub konieczność zakupu większej ilości substratów

ZAŁĄCZNIK 2



Rys.Z2-1. Uzysk biogazu i prędkość powstawania gazu w funkcji HRT

Obciążenie objętościowe i czas aktywności fermentora

W tym aspekcie duże znaczenie ma parametr obciążenia objętościowego. Parametr podaje, ile kilogramów organicznej substancji suchej (oss) trzeba podać na objętość jednego m³ do fermentora [2-1].

$$B_R = m \cdot c / V_R$$

Równanie 2-1: obciążenie objętościowe B_R (m = podana ilość podłoża w jednostce czasu [kg/d];

c = stężenie substancji organicznej [%]; V_R = objętość masy fermentacyjnej [l])

Innym parametrem przy ustalaniu wielkości zbiornika jest hydrauliczny czas aktywności. Jest to czas, w jakim podane podłoże pozostaje w środku, aż do rozkładu w fermentorze [2-1]. W celu obliczenia musimy postawić objętość reaktora (V_R) w stosunku do podanej ilości podłoża (V) i otrzymujemy hydrauliczny czas aktywności (HRT; hydraulic retention time) fermentora [2-2].

$$HRT = V_R / V$$

Równanie 2-2: Hydrauliczny czas aktywności

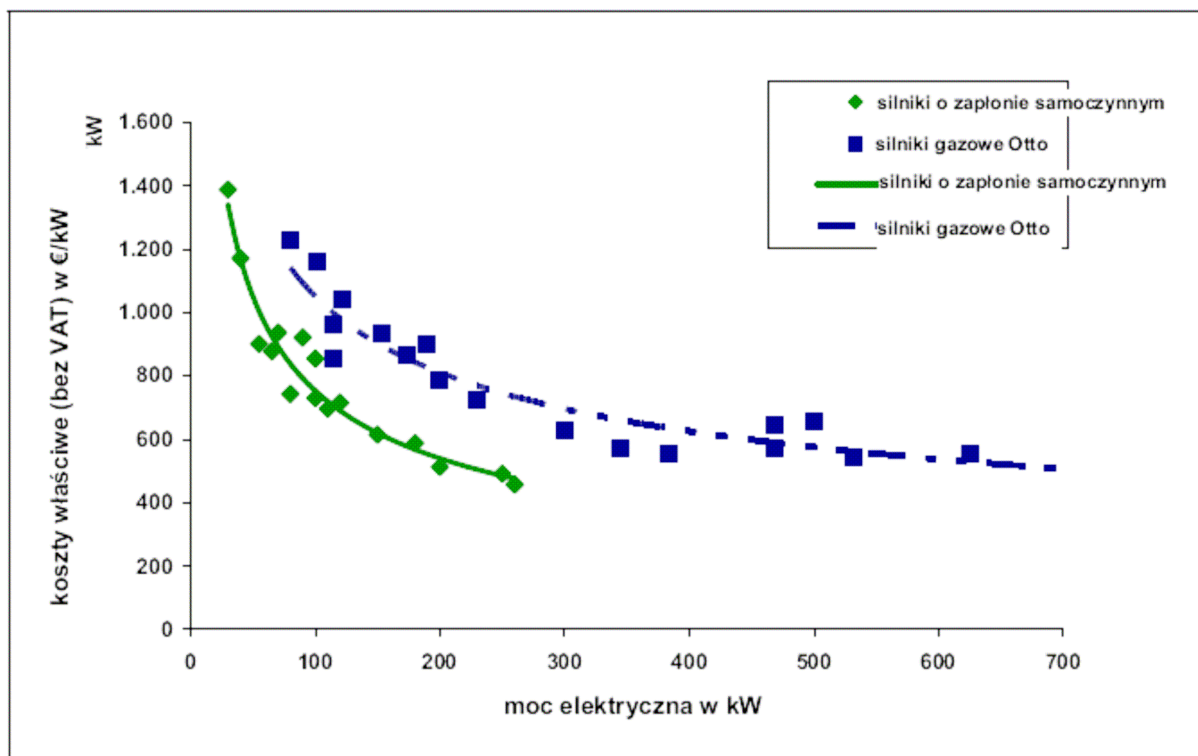
Tabela Z2-1. Zestawienie podłoży (substratów i kosubstratów)

podłoże	ss	oss	N	NH ₄	P	uzysk biogazu		zawartość CH ₄
	[%]	[% ss]		[% ss]		[m ³ /t śm]	[m ³ /t oss]	[% obj.]
nawozy naturalne								
gnojowica bydła	8-11	75-82	2,6-6,7	1-4	0,5-3,3	20-30	200-500	60
gnojowica świń	ok. 7	75-86	6-18	3-17	2-10	20-35	300-700	60-70
obornik bydła	ok. 25	68-76	1,1-3,4	0,22-2	1-1,5	40-50	210-300	60
obornik świń	20-25	75-80	2,6-5,2	0,9-1,8	2,3-2,8	55-65	270-450	60
obornik kurzy	ok. 32	63-80	5,4	0,39	b.d.	70-90	250-450	60
surowce odnawialne								
kiszonka kukurydzy	20-35	85-95	1,1-2	0,15-0,3	0,2-0,3	170-200	450-700	50-55
żyto GPS	30-35	92-98	4,0	0,57	0,71	170-220	550-680	ok. 55
burak cukrowy	23	90-95	2,6	0,2	0,4	170-180	800-860	53-54
burak z zw. masie	12	75-85	1,9	0,3-0,4	0,3	75-100	620-850	53-54
burak o zw. zawartości	12	75-85	1,9	0,3-0,4	0,4	75-100	620-850	53-54
nać buraka	16	75-80	0,2-0,4	b.d.	0,7-0,9	ok. 70	550-600	54-55
kiszonka trawy	25-50	70-95	3,5-6,9	6,9-19,8	0,4-0,8	170-200	550-620	54-55
podłoża pochodzące z przemysłu rolniczego związane z dalszą obróbką								
wysłodziny browarniane	20-25	70-80	4-5	b.d.	1,5	105-130	580-750	59-60
wywar zbożowy	6 - 8	83-88	6-10		3,6-6	30-50	430-700	58-65
wywar ziemniaczany	6 - 7	85-95	5-13		0,9	36-42	400-700	58-65
wywar owocowy	2 – 3	ok. 95	b.d.		0,73	10-20	300-650	58-65
wycierka (świeża)	ok. 13	ok. 90	0,5-1	0,04	0,1-0,2	80-90	650-750	52-65
sok	3,7	70-75	4-5	0,8-1	2,5-3	50-56	1500-2000	50-60
woda procesowa	1,6	65-90	7-8	0,6-0,8	2-2,5	55-65	3000-4500	50-60
wysłodki prasowane	22 - 26	ok. 95	b.d.		b.d.	60-75	250-350	70-75
melasa	80 - 90	85-90	1,5		0,3	290-340	360-490	70-75
wytłoki jabłkowe	25-45	85-90	1,1		0,3	145-150	660-680	65-70
wytłoki owocowe	25-45	90-95	1-1,2		0,5-0,6	250-280	590-660	65-70
wytłoki winorośli	40-50	80-90	1,5-3		0,8-1,7	250-270	640-690	65-70

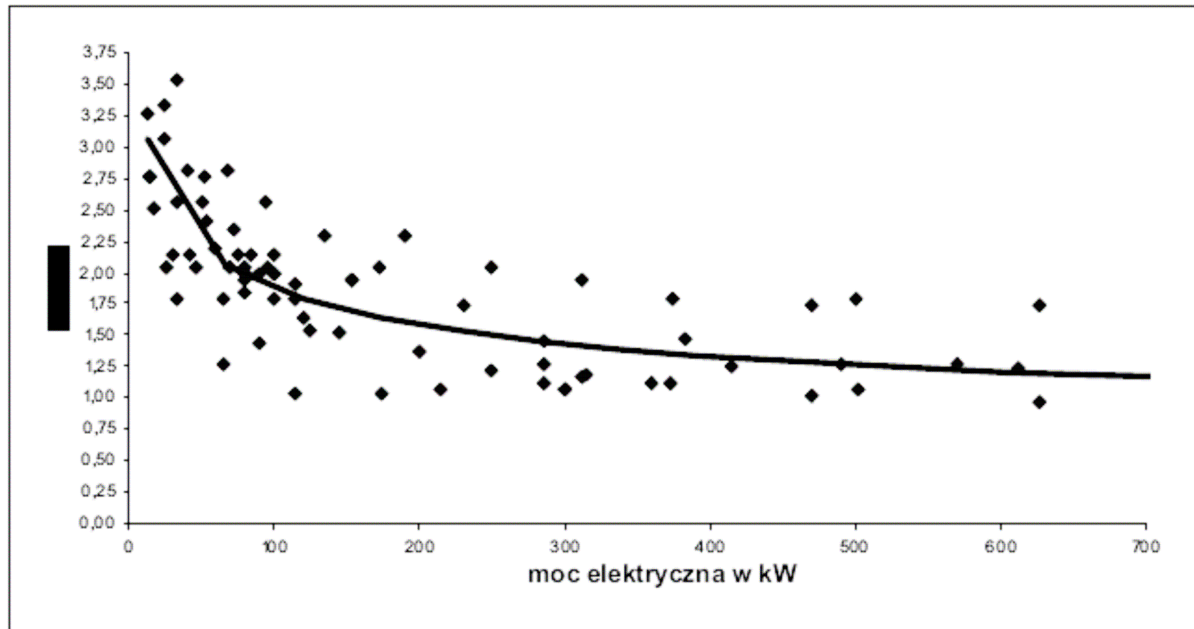
podłoże	ss	oss	N	NH ₄	P	uzysk biogazu		zawartość CH ₄
	[%]	[% ss]		[% ss]		[m ³ /t śm]	[m ³ /t oss]	[% obj.]
surowce organiczne z obiektów komunalnych / odpadki rzeźnicze								
biotony	40-75	50-70	0,5-2,7	0,05-0,2	0,2-0,8	80-120	150-600	58-65
resztki pożywienia i przet. prod. spoż.	9-37	80-98	0,6-5	0,01-1,1	0,3-1,5	50-480	200-500	45-61
odpady sklepowe	5-20	80-90	3-5	b.d.	0,8	45-110	400-600	60-65
tłuszcz z odtłuszczaczy	2-70	75-93	0,1-3,6	0,02-1,5	0,1-0,6	11-450	ok. 700	60-72
treść żołądkowa (świnie)	12-15	75-86	2,5-2,7	b.d.	1,05	20-60	250-450	60-70
treść żwaczy	11-19	80-90	1,3-2,2	0,4-0,7	1,1-1,6	20-60	200-400	58-62
flotat	5-24	80-95	3,2-8,9	0,01-0,06	0,9-3	35-280	900-1200	60-72
zieleni i trawa								
skoszona zieleń	ok. 12	83-92	2-3		1,5-2	150-200	550-680	55-65

Tabela Z2-2. Właściwości minimalne paliw gazowych (przy zawartości tlenu 5%) [5.1]

Wartość grzewcza (najniższa wartość grzewcza)	Hu	$\geq 4 \text{ kWh/m}^3$
Zawartość siarki (łącznie)	S	$\leq 2,2 \text{ g/m}^3 \text{ CH}_4$
lub zawartość H ₂ S	H ₂ S	$\leq 0,15 \text{ \% obj.}$
Zawartość chloru (łącznie)	Cl	$\leq 100,0 \text{ mg/m}^3 \text{ CH}_4$
Zawartość fluoru (łącznie)	F	$\leq 50,0 \text{ mg/m}^3 \text{ CH}_4$
Suma chloru i fluoru	(Cl + F)	$\leq 100,0 \text{ mg/m}^3 \text{ CH}_4$
Opary olejowe (>C ₅)		$\leq 0,4 \text{ g/m}^3 \text{ CH}_4$
Pyły (3... 10 μm)		$\leq 10,0 \text{ mg/m}^3 \text{ CH}_4$
Wilgotność względna (przy najniższej temperaturze powietrza zasysanego, tzn. bez kondensacji w rurze doprowadzającej oraz odcinku regulowanym przepływu gazu)	φ	$< 90 \text{ \%}$
Ciśnienie przepływu przed wejściem do regulowanego odcinka przepływu gazu	pGas	20 ... 100 mbar
Wahania ciśnienia gazu		$< \pm 10 \text{ \%}$ danej wartości (błąd pomiaru)
Temperatura gazu	T	10 ... 50°C
Węglowodory (>C ₅)		$< 0,4 \text{ mg/m}^3 \text{ CH}_4$
Krzem (przy Si $> 5 \text{ mg/m}^3 \text{ CH}_4$ przestrzegać analiz pod kątem zawartości metali $< 15 \text{ mg/kg}$ oleju)	Si	$< 10,0 \text{ mg/m}^3 \text{ CH}_4$
Zawartość metanu (biogaz MZ ok. 135)	MZ	> 135



Rys.Z2-2. Koszty instalacji CHP napędzanych biogazem [xx]



Rys.Z2-3. Orientacyjne koszty eksploatacyjne CHP w euroct/kWh [5-12]

Kalkulator Aplikacji Spektrum Substratów –KASS

Na potrzeby wariacyjnego i niestandardowego sposobu zasilania mikrobiogazowni wszelkich typów (CMR, KMR, PMR) należy stworzyć dla rolnika eksploatatora prosty w obsłudze kalkulator pozwalający wyznaczyć dzienną dawkę substratów.

KASS pozwoli dobierać aktualnie posiadane w gospodarstwie substraty (obliczenie poprawnego ich mikstu) pod względem wagowym, gęstościowym (zawartość suchej masy) i energetycznym (ilość uzyskiwanego biogazu) na bazie arkuszy kalkulacyjnych EXCEL. Bazą dla przeliczeniowych algorytmów jest zamieszczona poniżej tablica ekwiwalentności różnych substratów w stosunku do kiszonki kukurydzy.

Tabela Z2-3. Ekwiwalent uzysku biogazu

	substrat	zawartość suchej masy	uzysk z biogazu m ³ /t	współczynnik: stosunek uzysków biogazu substrat/kiszonka kukurydzy	wynik-koszt energii odniesiony do 1 tony kiszonki kukurydzy, PLN	konieczność rozrzedzenia np. wodą
A	kiszonka kukurydzy	32,60%	178,4	1,00	100	tak
B	gnojowica świńska	8,00%	19,2	0,11	11	nie
C	gnojowica bydłęca	8,00%	17,9	0,10	10	nie
D	obornik świński	25,00%	60,0	0,34	34	tak
E	kurzyniec	45,00%	168,8	0,95	95	tak
F	odpady piekarnicze	88,00%	525,0	2,94	294	tak
G	wywar pogorzelniany	6,00%	36,1	0,20	20	nie
H	kiszonka trawy	26,00%	123,2	0,69	69	tak
I	kurzyniec	86,40%	207,5	1,16	116	tak
J	burak pastewny	10,50%	81,5	0,46	46	nie
K	liście buraka cukrowego	18,00%	95,0	0,53	53	nie
L	burak cukrowy	23,00%	148,1	0,83	83	tak
M	liście buraka cukrowego-kiszonka	23,40%	78,0	0,44	44	tak
N	wytłoki-rzepak	88,50%	636,6	3,57	357	tak
O	olej rzepakowy - pozostałość	46,00%	575,5	3,23	323	tak
P	resztki owoców	22,00%	112,1	0,63	63	tak
Q	oleje posmażalnicze	95,00%	826,5	4,63	463	tak

Tabl. Z2-4

Efektywność energetyczna substratów

SUBSTRATY	Energia elektryczna MWh z 1 tony masy	Energia elektryczna MWh z 1 ha upraw
kiszonka kukurydzy	0,33	16
ziarna żyta	1,1	6
kiszonka trawy	0,28	10
burak energetyczny	0,2	20
pulpa kartoflana	0,25	
zawartość jelit zwierzęcych	0,07	
wywar gorzelniany	0,1	
gliceryna	1,5	
olej posmażalniczy	2	

Tabela opracowana wg danych *Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V*

Tab. Z2-5. Parametry biogazu

Właściwości	Jednostka	Biogaz	Biogaz	
			oczyszczony	uzdatniony
CH ₄	%	60	61,4	98
CO ₂	%	37	37,7	<= 2
H ₂ O (para wodna)	g/m ³	> 13,5	6,36	0,05
H ₂ S	mg/m ³	500	<= 5	<= 5
Temperatura gazu	°C	36	4	4
Ciepło spalania	kWh/m ³	6,62	6,78	10,8
	MJ/m ³	23,8	24,4	38,9
Gęstość	kg/m ³	1,17	1,19	0,72
Liczba Wobbego	kWh/m ³	6,92	7,03	14,4
	MJ/m ³	24,9	25,3	51,8

ZAŁĄCZNIK 3

Elementy i moduły projektowania biogazowni (zawartość merytoryczna ETAP 2) stanowią część etapu nr 16 zadania badawczego i opisane są w opracowaniu pt.

„Opracowanie algorytmów cząstkowych modułu programu komputerowego związanego z technologiami biogazowymi, w szczególności z mikrobiogazownią”

Rozdział ten opracowali w grudniu 2011 **Ryszard Mocha i Zbigniew Jan Schmiegel**

ELEMENTY I MODUŁY PROJEKTOWANIA BIOGAZOWNI

Formułowanie danych i algorytmów cząstkowych niezbędnych do analizy pracy biogazowni ujęto w czterech modułach:

- MODUŁ 1 – LOKALIZACJA & OBSZAR DZIAŁANIA
- MODUŁ 2 – SUBSTRATY & ENERGETYKA
- MODUŁ 3 – INSTALACJE & PROCES TECHNOLOGICZNY
- MODUŁ 4 – EKONOMIA & REGULACJE PRAWNE

W każdym z modułów przeanalizowano problematykę wyznaczenia zależności i funkcyjności parametrów biogazowni dla sformułowania warunków jej pracy oraz określenia niezbędnych danych wejściowe dla cząstkowych programów komputerowych.

Problematykę tę w Etapie 2 potraktowano ogólnie i hasłowo, aby następnie w Etapie 3 uszczegółwić i skonkretyzować analizę dla mikrobiogazowni.

MODUŁ 1 – LOKALIZACJA & OBSZAR DZIAŁANIA



Istotne parametry lokalizacji:

- areal rolny
- rodzaje upraw
- hodowle
- możliwości kooperacji
- darmowe substraty
- odległości biogazowni od zabudowań mieszkalnych, drogi, sieci SN, GPZ
- zasilanie- woda, gaz, energia elektryczna
- kanalizacja
- odbiory ciepła
- drogi transportowe
- środki transportu
- areal pod biogazownię, umocowanie prawne
- działki trans graniczne
- warunki Natura 2000
- Plan Zagospodarowania Przestrzennego

Potrzeba zdefiniowania MATRYCY LOKALIZACJI wraz z analizą SWOT oraz podania WARUNKÓW KONIECZNYCH dla akceptacji wybranego miejsca pod biogazownię. Oszacowanie kosztów własnych lokalizacji przeprowadza się w module 4- Ekonomia

MODUŁ 2 – SUBSTRATY & ENERGETYKA



Istotne parametry:

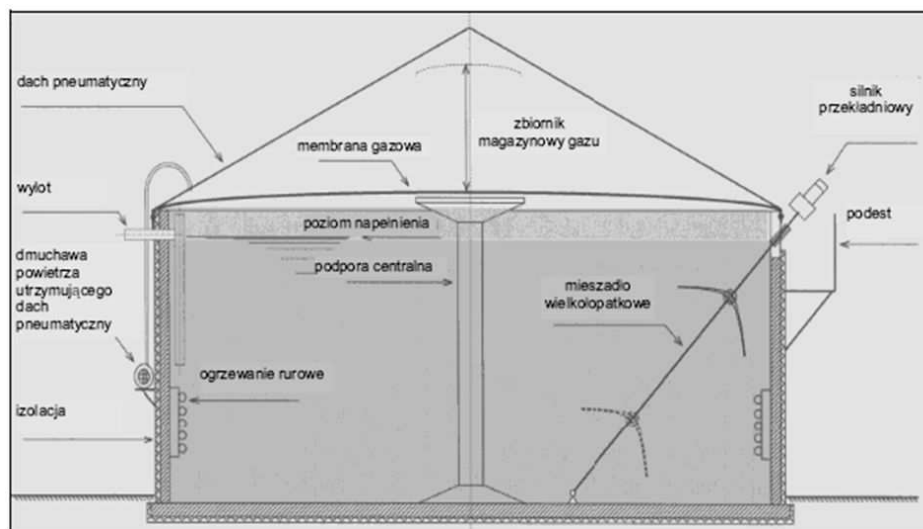
- lokalnie możliwe spektrum substratów- roślinne, pozwierzące
- rodzaj gleby
- nawodnienie
- nawożenie
- warunki atmosferyczne
- składowanie substratów
- przygotowanie kiszonek
- rozdrabnianie
- zbiór z hektara
- uzysk biogazu – tabele
- straty na- kisenie, składowanie, transport, warunki atmosferyczne
- rodzaj biomasy- zawartość % suchej masy, zawartość % suchej masy organicznej
- uzysk biogazu z tony biomasy wsadu – tabele
- uzysk biogazu z hektara- tabele
- zawartość CH₄ w biogazie- tabele
- energia elektryczna z ha – tabele
- zawartość chemiczna masy fermentacyjnej i jej gęstość
- zawartość chemiczna masy pofermentacyjnej i jej gęstość
- koszty pozyskania substratów- loco biogazownia

Optymalizację doboru spektrum substratów przeprowadza się w module 4- Ekonomia

MODUŁ 3 – INSTALACJE & PROCES TECHNOLOGICZNY



FERMENTOR



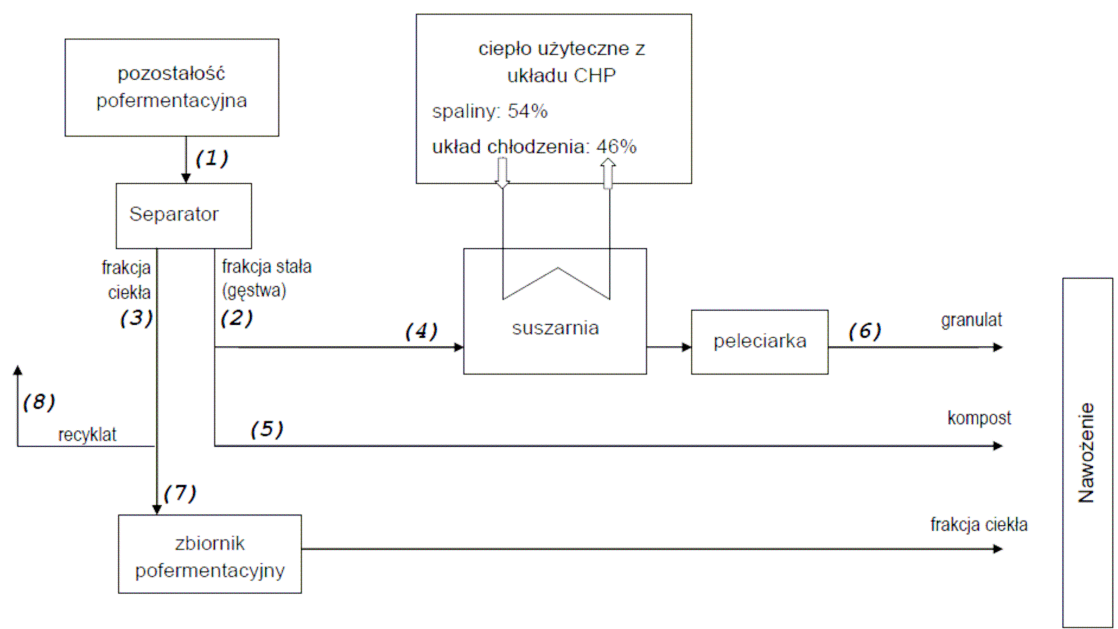
Fermentator stojący z elementami wbudowanymi; rysunek: Anlagen- und Apparatebau Lütke GmbH

Rys. 3-1. Przekrój fermentora

- rodzaj procesu (psycho-, mezo-, termofilny)
- temperatury krytyczne
- obciążenie komory B_R
- całkowity czas retencji HRT
- rodzaj i moc elektryczna mieszadeł
- rodzaj ogrzewania
- wartości szczytowe i średnioroczne ciepła na ogrzewanie komory

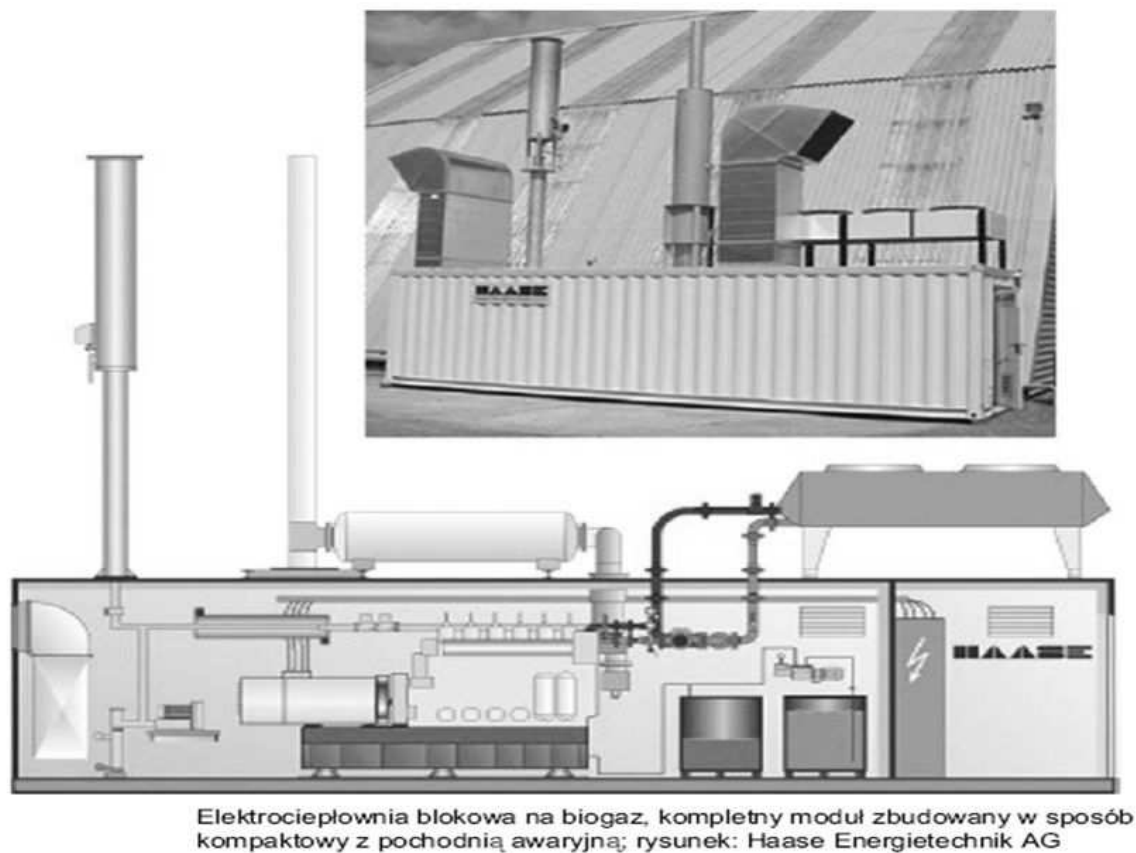
- objętość całkowita i robocza fermentora
- objętość całkowita i robocza zbiornika gazu
- zawartość siarki, wody, dwutlenku węgla i metanu w biogazie
- odczyn pH
- produkcja biogazu w m³/h
- dzienne zasilanie biomasą
- gęstość masy fermentacyjnej

SPOSOBY ZAGOSPODAROWANIE POFERMENTU



Rys. 3-2. Schemat przepływów masowych pozostałości pofermentacyjnej

UKŁAD KOGENERACYJNY - CHP



Rys. 3-3. Elementy układu CHP

Istotne parametry układu CHP:

- rodzaj silnika gazowego
- rodzaj generatora
- moc i sprawność układu CHP (elektryczna i cieplna)
- reżim pracy (np. 8000h/a)
- roczna ilość wygenerowanej energii elektrycznej i ciepła
- układ chłodzenia silnika
- układ wentylacji CHP
- rekuperator spalin
- pochodnia
- tłumienie hałasu
- zasilanie biogazem m^3/h , skład biogazu

MODUŁ 4 – EKONOMIA & REGULACJE PRAWNE



Istotne dane ekonomiczne:

- koszt inwestycji
- kredyt
- dotacje
- koszty stałe i zmienne
- świadectwa pochodzenia (certyfikaty- zielony, żółty, fioletowy)
- amortyzacja
- wartość rezydualna
- czas eksploatacji instalacji
- przychody
- NPV i IRR

Sieć operacji „Biogas Plant” (zawartość merytoryczna ETAP 1)
opisana jest w opracowaniu pt.

„Opracowanie algorytmów cząstkowych modułu programu komputerowego związanego z technologiami biogazowymi, w szczególności z mikrobiogazownią”

stanowiącego część etapu nr 16 zadania badawczego.

Rozdział ten opracowali w grudniu 2011 **Ryszard Mocha i Zbigniew Jan Schmiegel**

ETAP 1 - SIEĆ OPERACJI „BIOGAS PLANT” (fragmenty)

Sieć operacji „BIOGAS PLANT” osadzona będzie w projekcie PMS (Project Management System) i dotyczy lokalizacji, planowania, budowy i eksploatacji biogazowni specyficznych dla terenów Polski.

Specyfika ta determinowana jest polityką energetyczną Polski – prawem energetycznym, prawem ochrony środowiska i ustawą o odpadach.

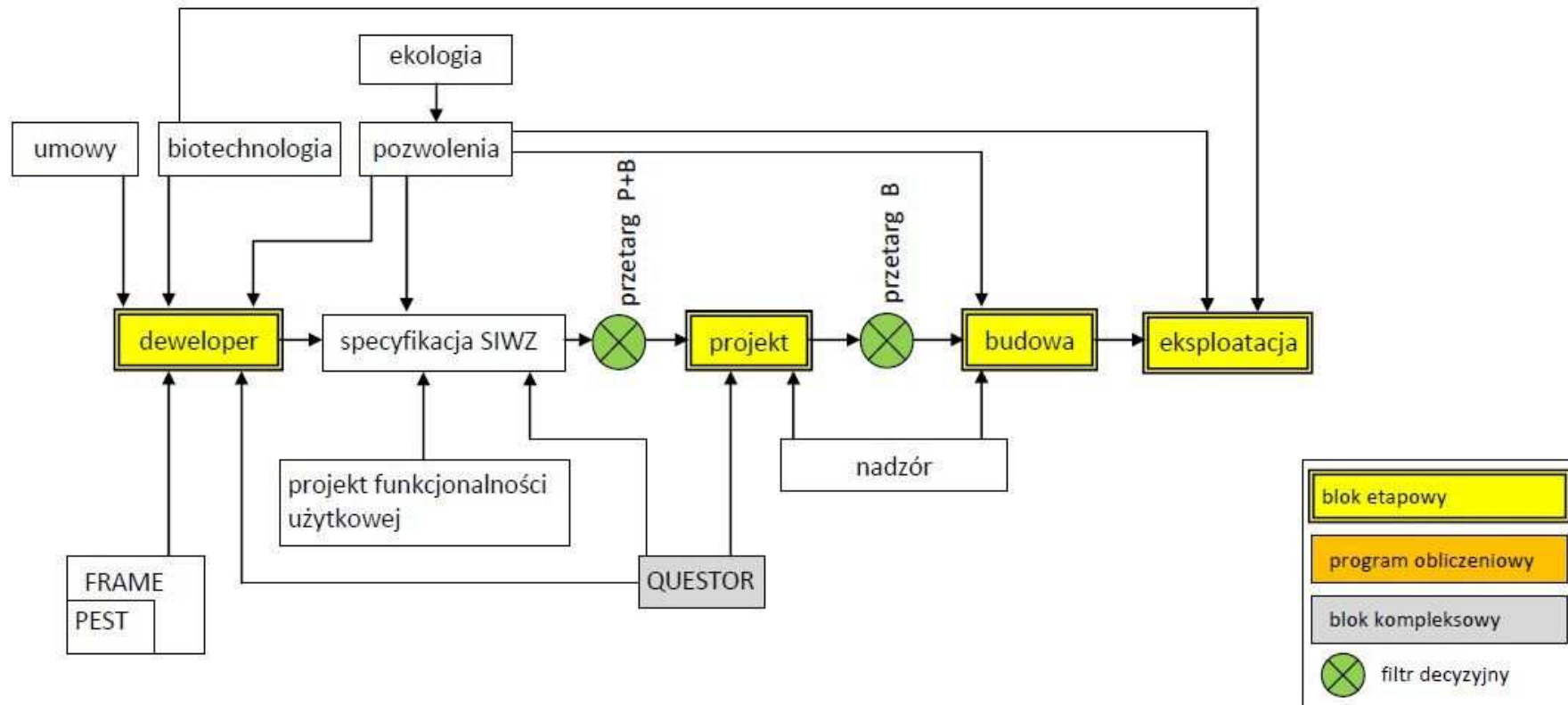
Celem programu jest umożliwienie efektywnego zarządzania zintegrowanymi badaniami na rzecz rozwoju i procesami rozwojowymi INNOWACYJNEJ ENERGETYKI w części właściwej dla dwóch segmentów biznesowych, mianowicie OZE oraz operatorstwa dystrybucyjnego na poziomie sieci nN i ŚN.

W szczególności program PMS może umożliwiać koordynowanie pracy zespołów realizujących poszczególne zadania w całej Polsce w trybie technologii internetowych. Elementami składowymi programu PMS są: (1) zarządzanie informacją (dystrybucja informacji), (2) konstruowanie harmonogramów, (3) rozdział zadań, (4) nadzorowanie zadań, (5) archiwizacja i przetwarzanie danych, (6) szkolenie w trybie e-learning

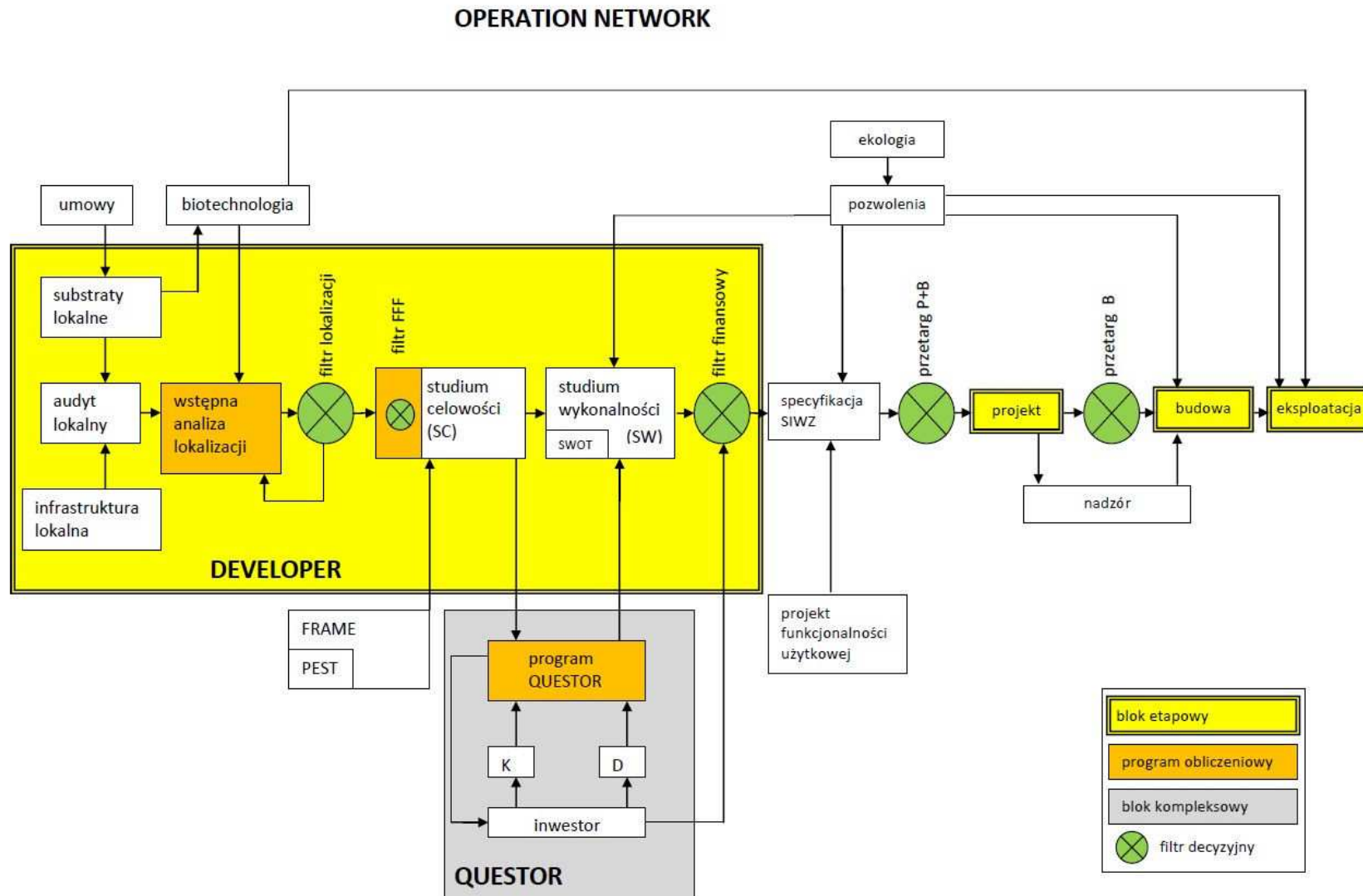
Sieć Operacji „Biogas Plant” zbudowana z czterech bloków etapowych zawiera jako komponenty kompleksowe bloki działań.

Blok etapowy DEVELOPER opracowany już ideowo pozwala w schematach zdefiniować funkcjonalność operacji, kolejność działań, rodzaj zastosowanych filtrów decyzyjnych, charakter i cel przetwarzania danych i obliczeń. Blok ten sprzężony z blokiem decyzji finansowych QUESTOR pozwala w trzech fazach (trzy filtry) zdefiniować możliwość, celowość i opłacalność konkretnej lokalizacji biogazowni na terenie Polski.

SIEĆ OPERACJI (OPERATION NETWORK)



Rys. 2-1. Sieć operacji Biogas PLANT



Rys. 2-2. Sieć operacji – operation network

Tabela 2-1. Zawartość bloku DEVELOPER

DEVELOPER

audyt		
1.	Formularz Pierwszego Kontakt	
2.	Teren (otoczenie, środowisko, ekologia)	
3.	Dane z infrastruktury lokalnej	przyłączenie do sieci elektroenergetycznej
		przyłączenie do sieci wodno-kanalizacyjnej
		przyłączenie do sieci c.w.u
		przyłączenie do sieci gazowej
4.	dane o substratach	
5.	wstępna weryfikacja terenu biogazowni	odbiory ciepła
		usytuowanie
		własności działki
		przynależność
		prawa własności
		drogi transportowe
6.	plan zagospodarowania przestrzennego, plan zaopatrzenia w energię	
7.	ustalenie partnera kontaktowego w urzędzie gminy	
8.	wstępne ustalenia cen substratów i usług	
substraty lokalne		
1.	rozszerzona inwentaryzacja substratów wg FPK	odpadowe
		roślinne
2.	określenie wydajności	
3.	wstępne rozmowy z rolnikami i hodowcami o realizacji inwestycji, gwarancjach realizacji inwestycji (dostawa substratów, przewidywane ceny)	
4.	znalezienie zbytu sedymentu pofermentacyjnego	
infrastruktura lokalna		
1.	plan zagospodarowania przestrzennego	
2.	plan zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło, gaz	
3.	mapy geodezyjne	
4.	sieci lokalne	wodno-kanalizacyjne
		cieplne
		elektroenergetyczne
		teleinformatyczne
		infrastruktura wojskowa
5.	urząd gminy	

Tabela 2-2. Zawartość bloku DEVELOPER – cd.

program przetwarzania danych lokalizacji			
	<i>analiza lokalizacji</i>		
1.	wybór technologii		
2.	określenie wydajności substratów		
3.	wyznaczenie mocy elektrycznej i ciepłej biogazowni		
4.	integracja logistyki w lokalną infrastrukturę	teren biogazowni	
		drogi transportowe	
		dostawcy substratów	
		odbiorcy sedymentu pofermentacyjnego	
		odbiorcy ciepła	
		przyłączanie do sieci	elektroenergetycznej
			wodno-kanalizacyjnej
			telekomunikacyjnej
5.	wstępne osadzenie środowiskowe i ekologiczne		
filtr lokalizacji			
1.	Program filtracji danych i korekty założeń; sito warunków brzegowych i koniecznych		
studium celowości (SC)			
FFF – Fast Financial Filter			
		program obliczeniowy	
Szacunkowe określenie opłacalności inwestycji (wskaźniki efektywności IRR, NPV)			
1.	Obliczenie produkcji:	energii elektrycznej, ciepła	
2.	Określenie potencjalnych zysków:	ze sprzedaży energii elektrycznej, ze sprzedaży energii elektrycznej, ze sprzedaży ciepła, ze sprzedaży zielonych certyfikatów, ze sprzedaży żółtych certyfikatów, ze sprzedaży nawozu	
3.	Określenie kosztów eksploatacyjnych:	koszty substratów, koszty obsługi, koszty obsługi, koszty transportu	
4.	Oszacowanie kosztu budowy biogazowni		
5.	Obliczenie wskaźników efektywności ekonomicznej	IRR, NPV	
6.	Wskazówki dla obniżenia kosztów eksploatacji i inwestycji oraz zwiększenia zysku z prowadzenia biogazowni		

Tabela 2-3. Zawartość bloku DEVELOPER – cd.

<i>Studium celowości</i>		
1.	Definicja projektu	
2.	Charakterystyka projektu	
3.	Analiza techniczna	Aktualny system zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło
	Aktualny system zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło	Projektowana instalacja wytwarzania i wykorzystania biogazu
		Instalacja wytwarzania biogazu
		Instalacja wykorzystania biogazu
4.	Analiza ekonomiczna	Instalacja biogazowni bez wykorzystania ciepła do ogrzewania obiektów
		Instalacja biogazowni z wykorzystaniem ciepła do ogrzewania obiektów
		Wskaźniki efektywności inwestycji (NPV, IRR)
5.	Analiza oddziaływania na środowisko	
6.	Podsumowanie i wnioski	

Tabela 2-4. Zawartość bloku DEVELOPER – cd.

studium wykonalności (SW)			
1.	Informacja o wnioskodawcy	Forma prawna, posiadane koncesje/zezwoleńia i struktura własnościowa podmiotu obecna i planowana	
		Wskazanie podmiotu, na którym spoczywają prawa i obowiązki inwestora oraz do którego kierowane jest dofinansowanie	
		Przedstawienie modelu instytucjonalnego – w czasie realizacji i funkcjonowania przedsięwzięcia	
2.	Przedmiot studium wykonalności	Tytuł przedsięwzięcia	
		Cele studium	
3.	Opis projektu	Zakres przedsięwzięcia / opis i omówienie podstawowych problemów, będących	
		Opis celów projektu (w tym opis wskaźników na poziomie produktu i rezultatu)	
		Lokalizacja oraz planowany obszar oddziaływania przedsięwzięcia	
		Komplementarność z innymi działaniami/programami	
		Zgodność przedsięwzięcia z polityką sektorową Polski i UE, w tym komplementarność z innymi działaniami/programami wspólnotowym lub/i krajowymi	
		Wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Polski	
4.	Opis istniejącego systemu	Struktura organizacyjna systemu z uwzględnieniem podziału kompetencji, współzależności, odpowiedzialności i struktury własności	
		Opis techniczny systemu zarządzanego przez beneficjenta	
		Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej	Parametry ilościowe i jakościowe energii elektrycznej i ciepła / lub zdolności przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej w istniejącym systemie
5.	Analiza popytu	Definiowanie obszaru objętego przedsięwzięciem	

		Bieżący i przyszły popyt zgłaszany na produkty/usługi objęte projektem	
6.	Definiowanie ostatecznego zakresu przedsięwzięcia sektora energetyki	Analiza potrzeb inwestycyjnych	
		Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do oceny technicznej systemu	
		Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do planowanego popytu na produkty/usługi	
6.	Definiowanie ostatecznego zakresu przedsięwzięcia sektora energetyki	Opis potrzeb inwestycyjnych związanych z uporządkowaniem, racjonalizacją i minimalizacją negatywnego wpływu na środowisko funkcjonowania istniejących obiektów	
		Identyfikacja niezbędnych działań dla zniwelowania zidentyfikowanych braków i wypełnienia potrzeb systemu – określenie Zakresu Niezbędnych Inwestycji (ZNI)	
7.	Analiza opcji technicznych	Metodyka analizy	
		Alternatywne rozwiązania lokalizacyjne i technologiczne	
		Ekonomiczne (CBA) i finansowe (DGC) porównanie rozważanych alternatyw technologicznych	
		Wskazanie ostatecznego zakresu przedsięwzięcia wraz z szacunkiem kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych – określenie Planu Inwestycyjnego Przedsięwzięcia (PIP)	
8.	Analiza oddziaływania na środowisko	ilościowy i jakościowy wpływ na zanieczyszczenie środowiska	
9.	Plan wdrożenia i funkcjonowania projektu	Harmonogram realizacji (w tym zamówienia publiczne)	
		Plan finansowania	
10.	Analiza finansowa.	Ustalenie kosztów całkowitych (nakłady inwestycyjne na realizację projektu, prognoza kosztów operacyjnych, kapitał obrotowy)	
		Dochody generowane przez projekt	
		Źródła finansowania inwestycji	
		Finansowa trwałość inwestycji	
		Wskaźniki efektywności inwestycji (NPV, IRR, BEP, okres zwrotu)	
11.	Analiza społeczno-ekonomiczna		
12.	Analiza ryzyka i wrażliwości		

Tabela 2-5. Zawartość bloku UMOWY (CONTRACT)

CONTRACT	UMOWY
1.	zgody przedwstępne na dostawy substratów
2.	umowa o dzierżawę lub sprzedaż terenu pod biogazownię
3.	umowy o dostawę i sprzedaż substratów (transport, cena, gwarancje, terminy)
4.	umowy o odbiór i kupno sedymentu pofermentacyjnego (transport, cena, gwarancje, terminy)
5.	umowy wynikające z zasady cross-compliance

Tabela 2-6. Zawartość bloku BIOTECH

BIOTECH

BIOTECHNOLOGIA

1.	Archiwum procesów biotechnologicznych dla biogazowni	standardowe
		specyficzne
2.	baza substratów	
3.	wytyczne i wskazówki dla funkcjonowania biogazowni	
4.	baza danych o instalacjach i aparaturach	
5.	przykłady modelowe	

Tabela 2-7. Zawartość bloku *QUESTOR***QUESTOR****KWESTOR**

kredyt	kredytodawca, baza danych - kredytodawcy	
	warunki konieczne pozyskania, dokumenty niezbędne	
	warunki kredytowania	
	kolejność działań	
dotacje	donator; baza danych - donatorzy	zagraniczny (unijny)
		krajowy
	warunki konieczne pozyskania, dokumenty niezbędne	
	warunki dotacji	
	kolejność działań	
inwestor	dane inwestora	inwestor
		kilku inwestorów
	warunki inwestowania	
	dokumenty niezbędne	
QUESTOR	program analizy zdyskontowanych przepływów strumieni pieniężnych	
	Ustalenie kosztów całkowitych (nakłady inwestycyjne na realizację projektu, prognoza kosztów operacyjnych, kapitał obrotowy)	
	Dochody generowane przez projekt	
	Źródła finansowania inwestycji	
	Finansowa trwałość inwestycji	
	Wskaźniki efektywności inwestycji (NPV, IRR, BEP, okres zwrotu)	

Tabela 2-8. Zawartość bloku *FRAME***FRAME**

analiza PEST lokalizacji	
baza dokumentów prawnych związanych z budową i eksploatacją biogazowni	
	rozporządzenia urzędowe
	dyrektywy unijne
np.	plan zagospodarowania przestrzennego (PZP)
	plan zaopatrzenia w energię elektryczną ciepło i paliwa
	cross compliance

Paweł KUCHARCZYK

OPRACOWANIE ALGORYTMÓW SYMULACJI GODZINOWYCH UKŁADÓW KOGENERACYJNYCH Z UWZGLĘDNIENIEM OZE

Opracowanie algorytmów symulacji godzinowych układów kogeneracyjnych z uwzględnieniem OZE.....	150
1. Algorytmy symulacji godzinowych układu kogeneracyjnego	150
1.1. Dane wejściowe do obliczeń.....	150
1.2. Przebieg obliczeń	152
2. Przykład zastosowania algorytmu obliczeń godzinowych symulacji zastosowania układu kogeneracyjnego w budynku	154

1. ALGORYTMY SYMULACJI GODZINOWYCH UKŁADU KOGENERACYJNEGO

1.1. Dane wejściowe do obliczeń

Do przeprowadzenia obliczeń wykorzystywane są dane pochodzące z innych modułów obliczeniowych (w zakresie zapotrzebowania energii oraz sposób sterowania układem kogeneracyjnym) oraz dane opisujące układ technologiczny.

W zakresie danych koniecznych do pozyskania z innych modułów obliczeniowych wykorzystywane są:

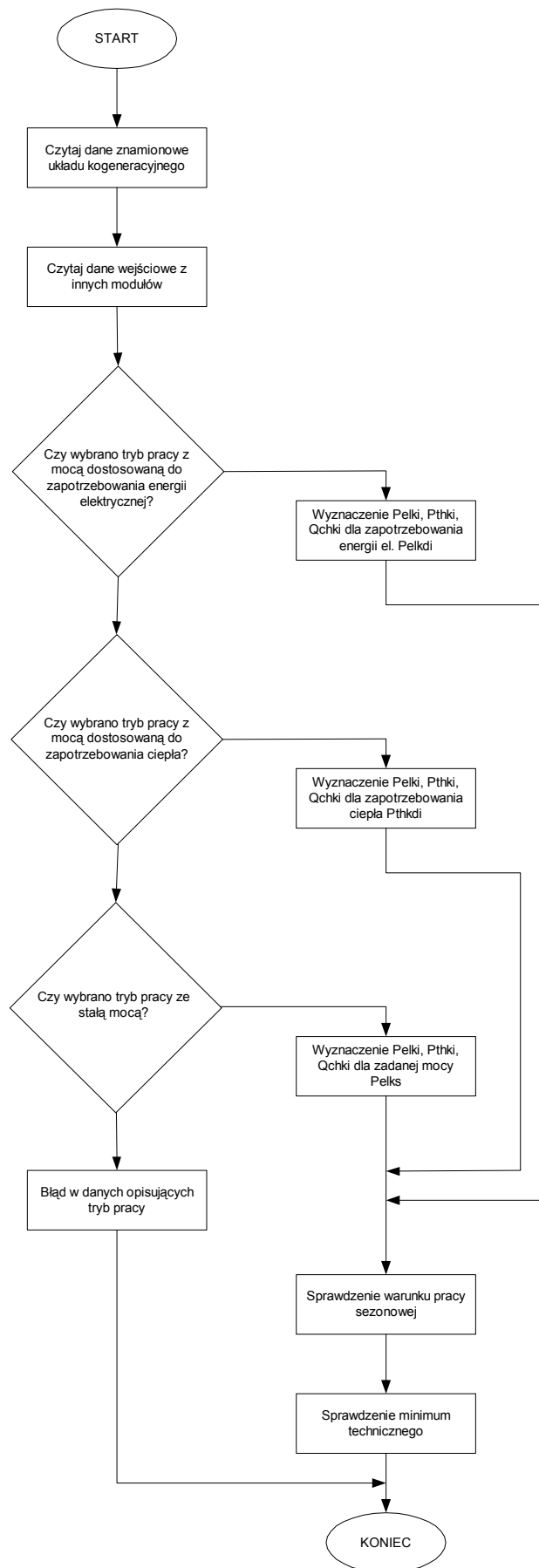
- P_{thk_i} – zapotrzebowanie na ciepło (w i-tej godzinie)
- P_{elk_i} – zapotrzebowanie energii elektrycznej (w i-tej godzinie)
- P_{elk_s} – zadana moc elektryczna układu kogeneracyjnego
- Tryb pracy układu
- Informacja o sezonowej pracy układu kogeneracyjnego

W zakresie parametrów opisujących układ technologiczny wykorzystywane są następujące dane:

- P_{elk_n} , P_{elk_k} – moc elektryczna układu kogeneracyjnego (znamionowa, w danym punkcie pracy)
- P_{thk_n} , P_{thk_k} – moc cieplna układu kogeneracyjnego (znamionowa, w danym punkcie pracy)
- Q_{chkn} , Q_{chk_k} – strumień energii chemicznej paliwa (znamionowy, w danym punkcie pracy)
- $P_{elk_{min}}$ – minimum techniczne układu

W trakcie procesu obliczeniowego wyznaczane są i wykorzystywane następujące wielkości:

- P_{elk_i} – moc elektryczna układu kogeneracyjnego w danej godzinie
- P_{thk_i} – moc cieplna układu kogeneracyjnego w danej godzinie
- Q_{chk_i} – strumień energii chemicznej paliwa w danej godzinie
- η_{elk_n} , η_{elk_k} – sprawność elektryczna układu (znamionowa, w danym punkcie pracy)
- η_{thk_n} , η_{thk_k} – sprawność cieplna układu (znamionowa, w danym punkcie pracy)



Rys. 1. Schemat blokowy algorytmu obliczeniowego wyznaczania produkcji energii elektrycznej w układzie kogeneracyjnym

1.2. Przebieg obliczeń

Schemat blokowy algorytmu obliczeniowego przedstawiający obliczenia dla pojedynczej godziny przedstawiono na rysunku 1.

Dane znamionowe i parametry pracy układu kogeneracyjnego

W ramach bloku „Czytaj dane znamionowe układu kogeneracyjnego” następuje wczytanie następujących danych:

- Pelkn – moc elektryczna znamionowa układu kogeneracyjnego,
- Pthkn – moc cieplna znamionowa układu kogeneracyjnego,
- Qchkn – strumień energii chemicznej paliwa dla znamionowych warunków pracy,
- Pelk_k, Pthk_k, Qchk_k – charakterystyki Pthk_k=f(Pelk_k) oraz Qchk_k=f(Pelk_k) zależności mocy cieplnej oraz strumienia energii chemicznej paliwa od mocy elektrycznej z jaką pracuje układ kogeneracyjny; w przypadku braku dostępności takich danych należy rozważyć przyjęcie danych w tym zakresie na podstawie literatury albo przyjęcie uproszczenia, w ramach którego sprawność elektryczna oraz sprawność cieplna są jednakowe, równe sprawnościom znamionowym, w każdym punkcie pracy układu: $\eta_{elk_k} = \eta_{elkn}$ oraz $\eta_{thk_k} = \eta_{thkn}$,
- Pelkmin – minimum techniczne układu – minimalna średnia (godzinowa) moc elektryczna układu kogeneracyjnego przy której praca układu jest możliwa.

Na podstawie mocy znamionowych oraz znamionowego strumienia energii chemicznej paliwa wyznaczane są sprawności znamionowe:

$$\eta_{elkn} = Pelkn / Qchkn \quad (1)$$

$$\eta_{thkn} = Pthkn / Qchkn \quad (2)$$

Dane wejściowe do obliczeń pochodzące z innych modułów

W ramach bloku „Czytaj dane wejściowe z innych modułów” następuje odczyt informacji o sposobie sterowania układem kogeneracyjnym oraz informacji o zadanych parametrach pracy:

- Tryb pracy układu – w oprogramowaniu symulacyjnym należy uwzględnić przynajmniej następujące tryby pracy: praca ze stałą zadaną mocą Pelks (jednakową dla każdej godziny lub też według zadanego programu pracy, ze zróżnicowaną mocą w poszczególnych godzinach Pelk_{s_i}), praca z mocą dostosowaną do aktualnego zapotrzebowania energii elektrycznej Pelk_{d_i}, praca z mocą dostosowaną do aktualnego zapotrzebowania ciepła Pthk_{d_i},
- Informacja o sezonowej pracy układu kogeneracyjnego – informacja w postaci godziny zakończenia sezonu grzewczego w okresie wiosennym oraz godziny rozpoczęcia sezonu grzewczego w okresie jesiennym albo (w wersji rozbudowanej) w postaci wektora zmiennych dwustanowych (dla każdej godziny roku); dane te służą do określenia, czy w danej godzinie roku zaplanowano pracę układu kogeneracyjnego,
- Pelks, Pelk_{d_i}, Pthk_{d_i} – do dalszych obliczeń potrzebna jest jedna z tych wielkości, zależnie od wybranego trybu pracy układu.

Powyższe dane powinny pochodzić z modułów oprogramowania realizujących bilansowanie energii elektrycznej oraz ciepła pochodzących z różnych źródeł i zapotrzebowania na nośniki energii wynikającego z przyjętego modelu odbiorcy w rozpatrywanym budynku (lub zespole budynków).

Metodyka przeprowadzenia obliczeń w przypadku trybu pracy układu ze stałą mocą

W przypadku realizacji trybu pracy ze stałą mocą należy przeprowadzić następujące obliczenia:

1. Należy sprawdzić, czy zadana moc elektryczna Pelks nie przekracza mocy znamionowej układu; jeśli taka sytuacja zachodzi to należy skorygować zadaną moc elektryczną do wielkości mocy znamionowej:

$$Pelks = Pelkn \quad (3)$$

2. Jeżeli znane są charakterystyki $Pthk_k=f(Pelk_k)$ oraz $Qchk_k=f(Pelk_k)$, aktualną moc cieplną w danej godzinie $Pthk0_i$ oraz strumień energii chemicznej paliwa w danej godzinie $Qchk0_i$ należy wyznaczyć z tych charakterystyk:

$$Pthk0_i=f(Pelks) \quad (4)$$

$$Qchk0_i=f(Pelks) \quad (5)$$

3. Jeżeli nie są znane charakterystyki $Pthk_k=f(Pelk_k)$ oraz $Qchk_k=f(Pelk_k)$, aktualną moc cieplną w danej godzinie $Pthk0_i$ oraz strumień energii chemicznej paliwa w danej godzinie $Qchk0_i$ należy wyznaczyć na podstawie znamionowych sprawności układu:

$$Qchk0_i= Pelks / \eta_{elkn} \quad (6)$$

$$Pthk0_i= Qchk0_i * \eta_{thkn} \quad (7)$$

$$Pelk0_i = Pelks \quad (8)$$

Metodyka przeprowadzenia obliczeń w przypadku trybu pracy z mocą dostosowaną do aktualnego zapotrzebowania energii elektrycznej

W przypadku realizacji trybu pracy z mocą dostosowaną do aktualnego zapotrzebowania energii elektrycznej należy przeprowadzić następujące obliczenia:

1. Należy sprawdzić, czy zapotrzebowanie na moc elektryczną $Pelkd_i$ nie przekracza mocy znamionowej układu; jeśli taka sytuacja zachodzi to należy skorygować moc elektryczną w danej godzinie do wielkości mocy znamionowej:

$$Pelkd_i = Pelkn \quad (9)$$

2. Jeżeli znane są charakterystyki $Pthk_k=f(Pelk_k)$ oraz $Qchk_k=f(Pelk_k)$, aktualną moc cieplną w danej godzinie $Pthk0_i$ oraz strumień energii chemicznej paliwa w danej godzinie $Qchk0_i$ należy wyznaczyć z tych charakterystyk:

$$Pthk0_i=f(Pelkd_i) \quad (10)$$

$$Qchk0_i=f(Pelkd_i) \quad (11)$$

3. Jeżeli nie są znane charakterystyki $Pthk_k=f(Pelk_k)$ oraz $Qchk_k=f(Pelk_k)$, aktualną moc cieplną w danej godzinie $Pthk0_i$ oraz strumień energii chemicznej paliwa w danej godzinie $Qchk0_i$ należy wyznaczyć na podstawie znamionowych sprawności układu:

$$Qchk0_i= Pelkd_i / \eta_{elkn} \quad (12)$$

$$Pthk0_i= Qchk0_i * \eta_{thkn} \quad (13)$$

$$Pelk0_i = Pelkd_i \quad (14)$$

Metodyka przeprowadzenia obliczeń w przypadku trybu pracy z mocą dostosowaną do aktualnego zapotrzebowania ciepła

W przypadku realizacji trybu pracy z mocą dostosowaną do aktualnego zapotrzebowania energii elektrycznej należy przeprowadzić następujące obliczenia:

1. Należy sprawdzić, czy zapotrzebowanie na moc cieplną $Pthkd_i$ nie przekracza mocy znamionowej układu; jeśli taka sytuacja zachodzi to należy skorygować moc cieplną układu kogeneracyjnego w danej godzinie do wielkości mocy znamionowej:

$$P_{thk_i} = P_{thkn} \quad (15)$$

2. Jeżeli znane są charakterystyki $P_{thk_k}=f(P_{elk_k})$ oraz $Q_{chk_k}=f(P_{elk_k})$, aktualną moc elektryczną w danej godzinie $P_{elk_0_i}$ oraz strumień energii chemicznej paliwa w danej godzinie $Q_{chk_0_i}$ należy wyznaczyć z tych charakterystyk:

$$P_{elk_0_i}=f_1(P_{thk_i}) \quad (16)$$

$$Q_{chk_0_i}=f(P_{elk_0_i}) \quad (17)$$

3. Jeżeli nie są znane charakterystyki $P_{thk_k}=f(P_{elk_k})$ oraz $Q_{chk_k}=f(P_{elk_k})$, aktualną moc elektryczną w danej godzinie $P_{elk_0_i}$ oraz strumień energii chemicznej paliwa w danej godzinie $Q_{chk_0_i}$ należy wyznaczyć na podstawie znamionowych sprawności układu:

$$Q_{chk_0_i}= P_{thk_i} / \eta_{thkn} \quad (18)$$

$$P_{elk_0_i}= Q_{chk_0_i} * \eta_{elkn} \quad (19)$$

$$P_{thk_0_i}= P_{thk_i} \quad (20)$$

Określenie stanu pracy układu w danej godzinie (obliczenia wspólne dla wszystkich trybów pracy)

Po wstępnym określeniu zestawu parametrów charakteryzujących stan pracy układu kogeneracyjnego w danej godzinie (moc elektryczna, moc cieplna, strumień energii chemicznej paliwa): $P_{elk_0_i}$, $P_{thk_0_i}$, $Q_{chk_0_i}$, należy sprawdzić warunki wynikające z minimum technicznego (czy spełniona jest zależność $P_{elk_0_i} \geq P_{elk_{min}}$) oraz sezonowego programu pracy układu kogeneracyjnego. W przypadku gdy parametry określające stan pracy (moc) układu kogeneracyjnego są mniejsze niż wymagane minimum techniczne albo w danej godzinie nie przewidziano pracy układu kogeneracyjnego (np. i-ta godzina roku nie mieści się w sezonie grzewczym) – układ nie pracuje:

$$Q_{chk_i}= 0 \quad (21)$$

$$P_{elk_i}= 0 \quad (22)$$

$$P_{thk_i}= 0 \quad (23)$$

W przypadku gdy warunek minimum technicznego jest spełniony oraz w danej godzinie przewidziano pracę układu:

$$Q_{chk_i}= Q_{chk_0_i} \quad (24)$$

$$P_{elk_i}= P_{elk_0_i} \quad (25)$$

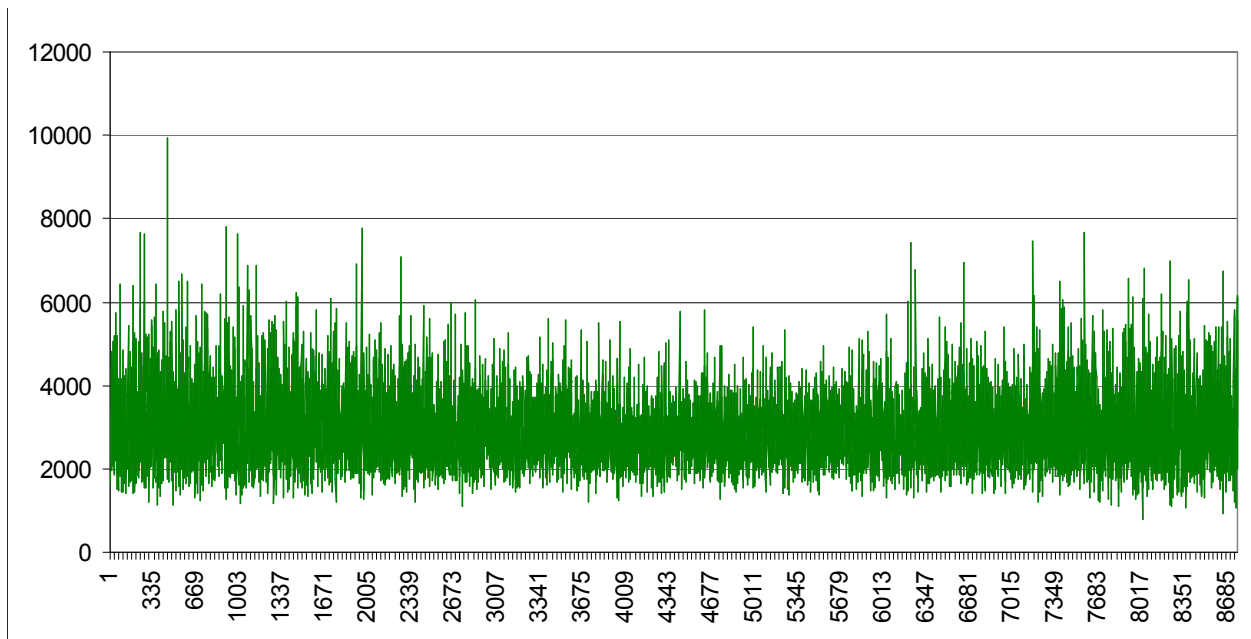
$$P_{thk_i}= P_{thk_0_i} \quad (26)$$

Jeżeli cząstkowe wyniki uzyskiwane w trakcie obliczeń dla i-tej godziny nie są wykorzystywane (np. do wyznaczania wskaźników techniczno-ekonomicznych), to w celu uniknięcia zbędnych obliczeń, warunki opisane w niniejszym punkcie należy sprawdzić na samym początku algorytmu obliczeń dla danej godziny.

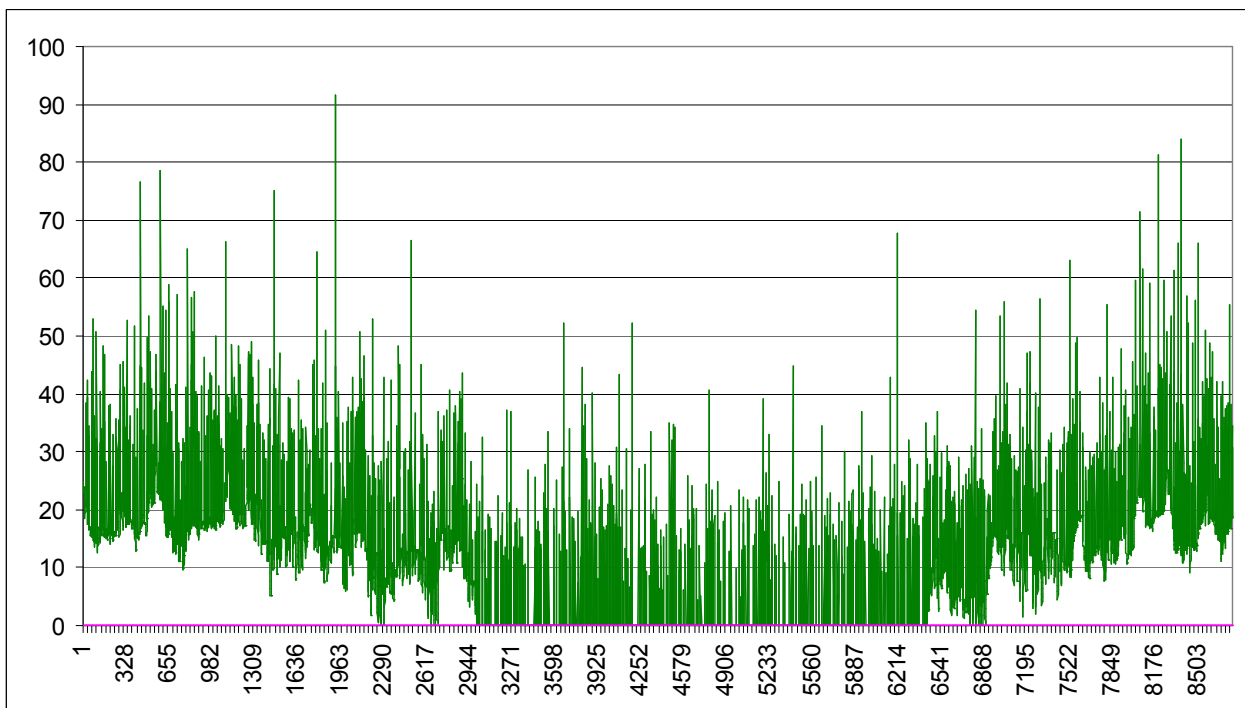
2. PRZYKŁAD ZASTOSOWANIA ALGORYTMU OBLICZEŃ GODZINOWYCH SYMULACJI ZASTOSOWANIA UKŁADU KOGENERACYJNEGO W BUDYNKU

W celu zilustrowania przydatności algorytmu symulacyjnego zastosowania układów kogeneracyjnych w budynkach wykonano obliczenia dla budynku wielorodzinnego. Algorytm symulacyjny zastosowania układów kogeneracyjnych w budynkach zamodelowano z

wykorzystaniem arkusza kalkulacyjnego. W celu przeprowadzenia przykładowych obliczeń wykorzystano także algorytmy symulacyjne: odbiorcy energii elektrycznej, odbiorcy ciepłej wody użytkowej oraz ciepła grzewczego, kolektorów słonecznych, zasobnika ciepła, nie będące przedmiotem rozważań niniejszego rozdziału.



Rys. 2. Oszacowany przebieg rocznego zapotrzebowania na moc elektryczną w rozpatrywanej części budynku (moce średnie [W] w poszczególnych godzinach roku)



Rys. 3. Oszacowany przebieg rocznego zapotrzebowania na ciepło (grzewcze oraz cwu) w rozpatrywanej części budynku (moce średnie [kW] w poszczególnych godzinach roku)

Obliczenia wykonano dla części budynku (2 z 6 klatek) wielomieszkańowego 4-kondygnacyjnego, oddanego do użytkowania w latach 60-tych XX wieku, poddanego

termomodernizacji w roku 2011. Budynek (6-klatkowy) użytkowany jest przez około 125 osób (63 lokale mieszkalne oraz 2 lokale użytkowe). Na wykresach zilustrowano wyniki obliczeń dla rozpatrywanego budynku z uwzględnieniem zabudowy układu kogeneracyjnego a także z uwzględnieniem zasobnika ciepła (zasobnik wody grzewczej na potrzeby CO oraz na potrzeby przygotowania cwu) i z uwzględnieniem kolektorów słonecznych.

Przyjęto następujące założenia w zakresie zapotrzebowania na nośniki energii w rozpatrywanej części budynku (2 segmenty z 6-segmentowego budynku):

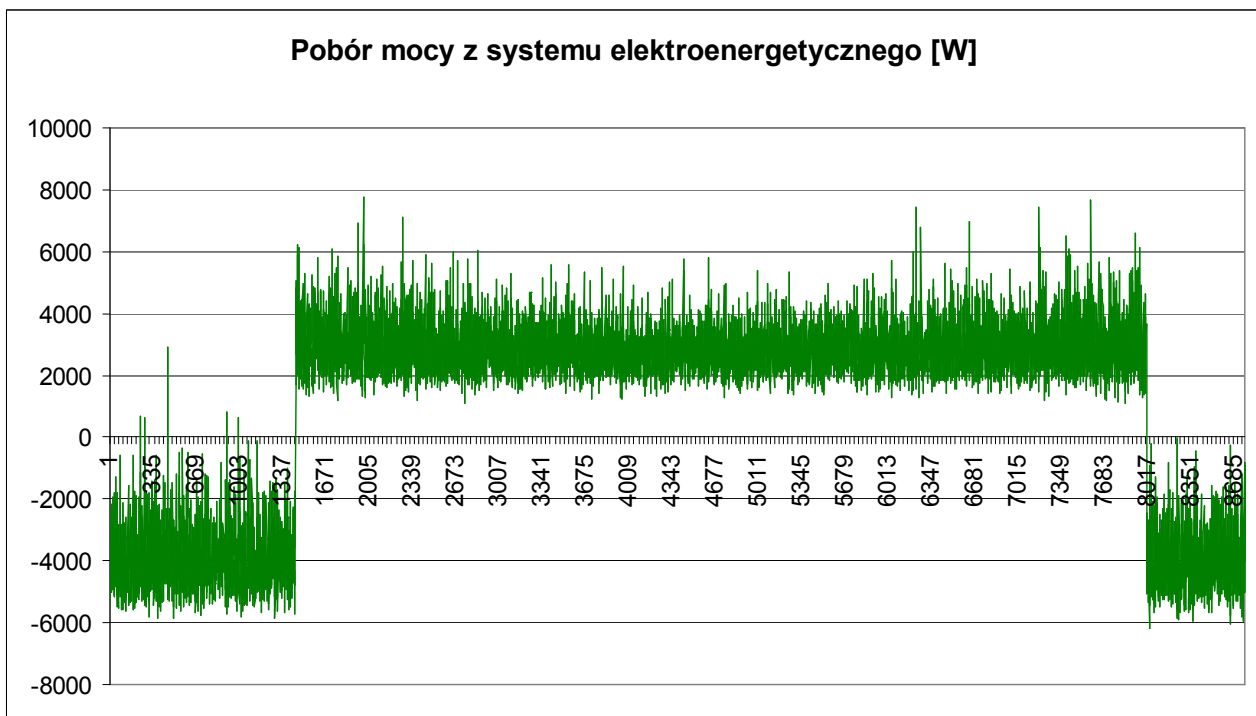
- ciepło na potrzeby ogrzewania: 72,7 MWh/rok
- ciepła woda użytkowa: 1517 l/doba
- energia elektryczna: 25,6 MWh/rok

Dla rozpatrywanej części budynku przeprowadzono obliczenia efektów wynikających z zainstalowania układu kogeneracyjnego Tedom Micro T7 o danych znamionowych:

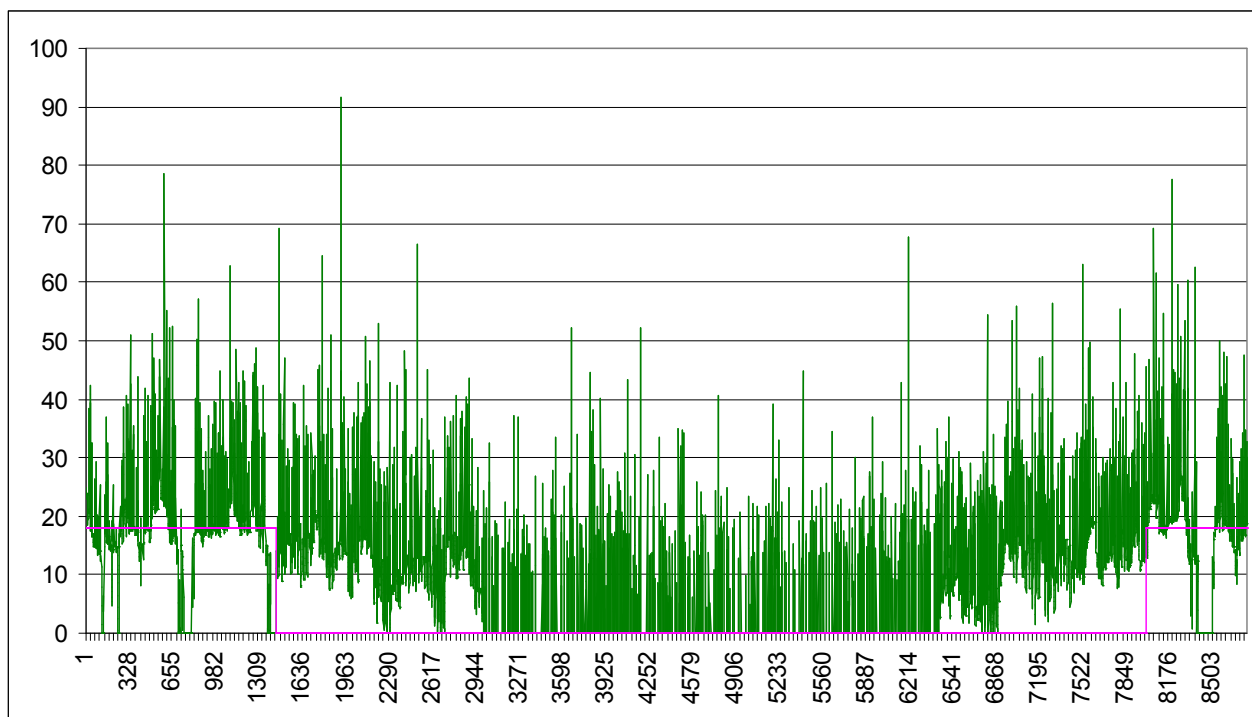
- moc elektryczna: 7 kW,
- moc cieplna: 18 kW,
- zapotrzebowanie gazu ziemnego: 2,85 Nm³/h.

Przedstawiony układ kogeneracyjny współpracuje z zasobnikiem ciepła (wody grzewczej) o pojemności 1500 l.

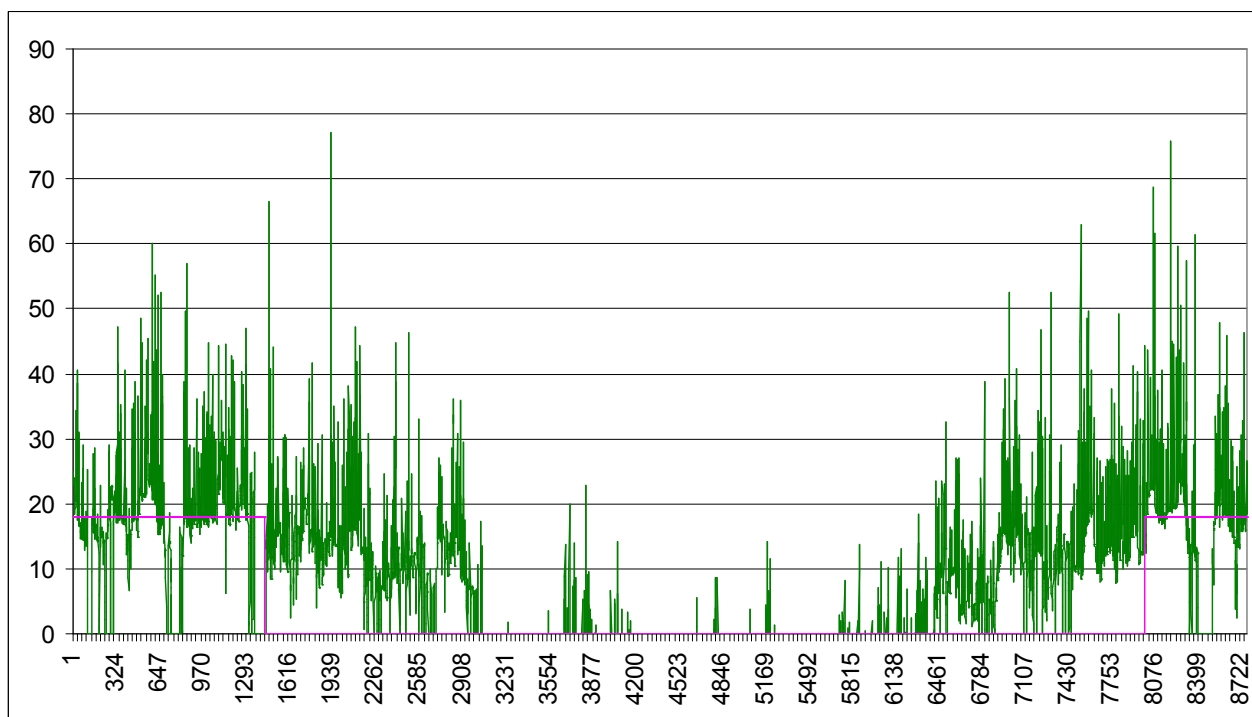
W pierwszym wariantcie założono pracę układu kogeneracyjnego z pełną mocą w okresie od początku roku do 1430 godziny (1 marca) oraz od 8000 godziny (30 listopada) do końca roku. W takim przypadku w ciągu roku układ wytwarza 15,3 MWh energii elektrycznej, 39,4 MWh ciepła a roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej wynosi 2191 h. Taki sposób wykorzystania układu kogeneracyjnego umożliwia zagospodarowanie wytworzonego w tym układzie ciepła, jednakże charakteryzuje się krótkim rocznym czasem pracy układu (co rzutuje na opłacalność takiej inwestycji). Roczne wykresy średnich mocy godzinowych zilustrowano na rysunkach 4 i 5.



Rys. 4. Oszacowany przebieg roczny poboru energii elektrycznej na potrzeby budynku oraz oddawania nadwyżek energii do systemu elektroenergetycznego (moce średnie [kW] w poszczególnych godzinach roku) przy sezonowej pracy układu kogeneracyjnego z pełną mocą



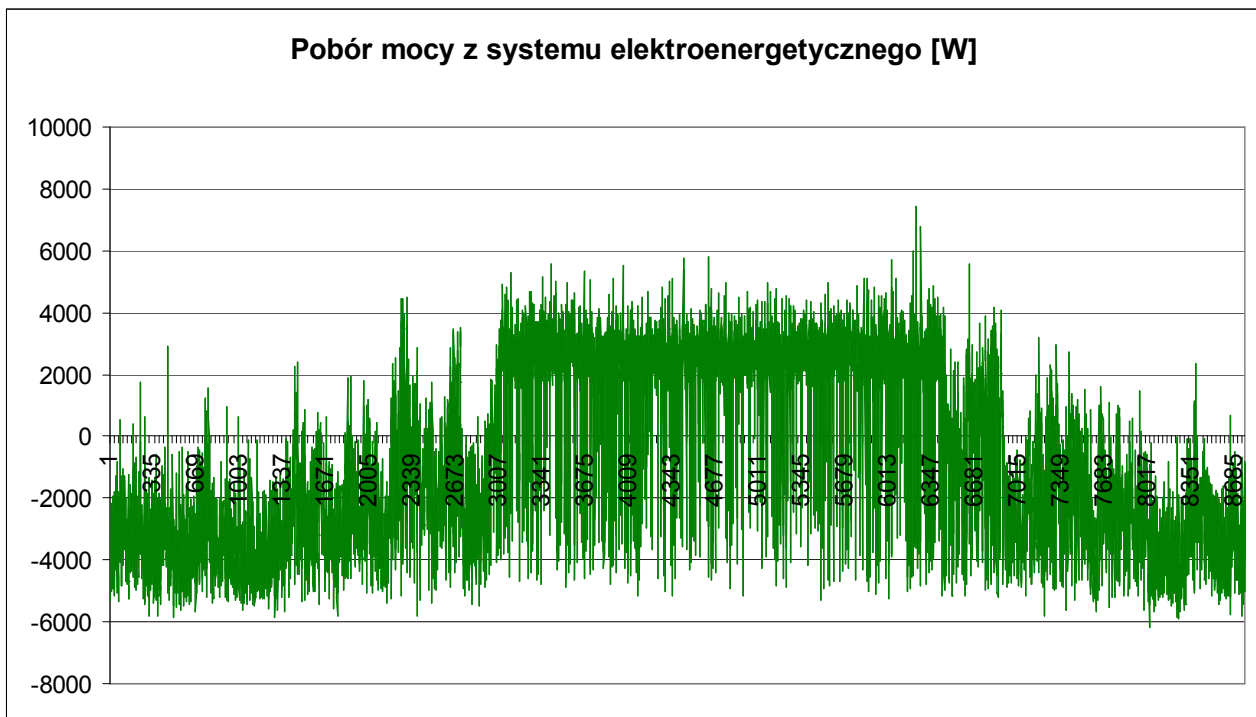
Rys. 5. Oszacowany przebieg rocznego zapotrzebowania na ciepło (grzewcze oraz cwu) w rozpatrywanej części budynku (moce średnie [kW] w poszczególnych godzinach roku), które nie jest pokrywane z układu kogeneracyjnego wraz z zasobnikiem przy sezonowej pracy układu kogeneracyjnego z pełną mocą



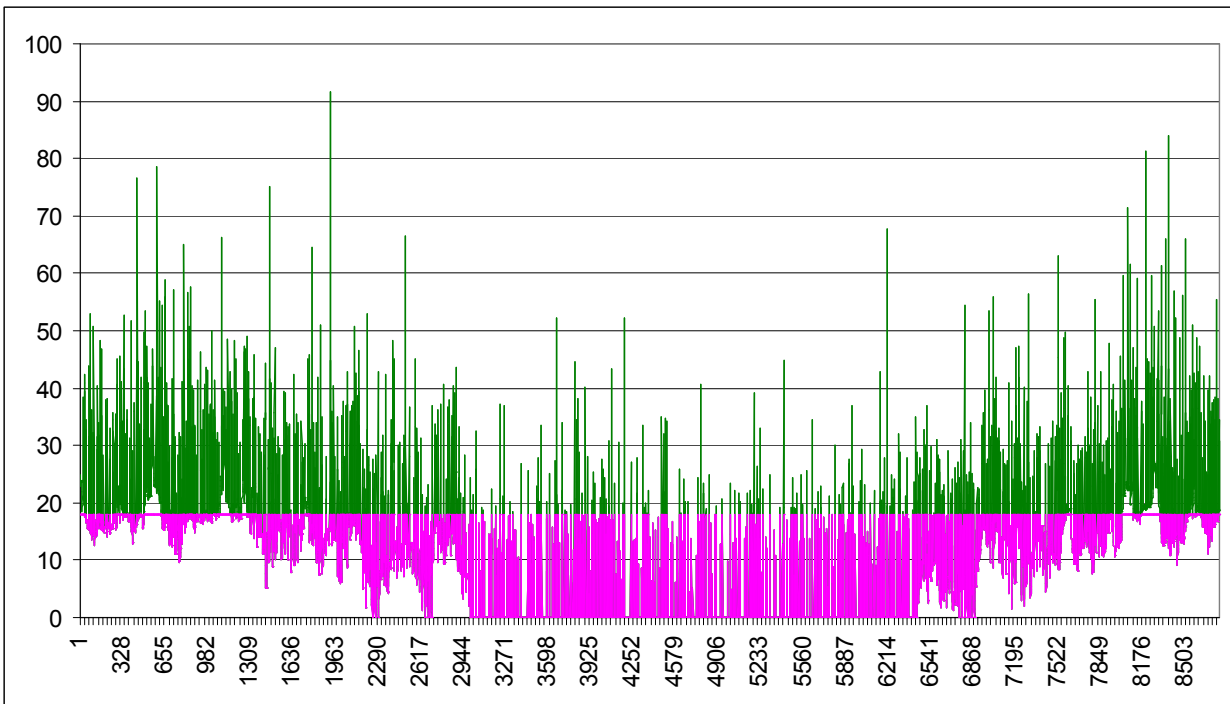
Rys. 6. Oszacowany przebieg rocznego zapotrzebowania na ciepło (grzewcze oraz cwu) w rozpatrywanej części budynku (moce średnie [kW] w poszczególnych godzinach roku), które nie jest pokrywane z kolektorów słonecznych ani też z układu kogeneracyjnego wraz z zasobnikiem przy sezonowej pracy układu kogeneracyjnego z pełną mocą

Zaproponowany w pierwszym wariantcie układ kogeneracyjny pracujący sezonowo wraz z zasobnikiem ciepła może współpracować z kolektorami słonecznymi (rozpatrzono układ kolektorów słonecznych o powierzchni 29,2 m²). Zapotrzebowanie na ciepło, które nie zostało pokryte z układu kogeneracyjnego ani z kolektorów słonecznych przedstawiono na rys. 6. Przyjęcie większej powierzchni kolektorów słonecznych (ponad 29,2 m²) wiąże się z koniecznością zwiększenia pojemności zasobnika ciepła (z uwagi na brak możliwości magazynowania wystarczającej ilości ciepła w okresie letnim). Należy także podkreślić, że w przypadku całorocznego wykorzystania układu kogeneracyjnego zastosowanie kolektorów słonecznych może powodować problemy z nadmiarem ciepła w okresie letnim i tego powodu zwykle połączenie układu kogeneracyjnego oraz kolektorów słonecznych nie jest zalecane.

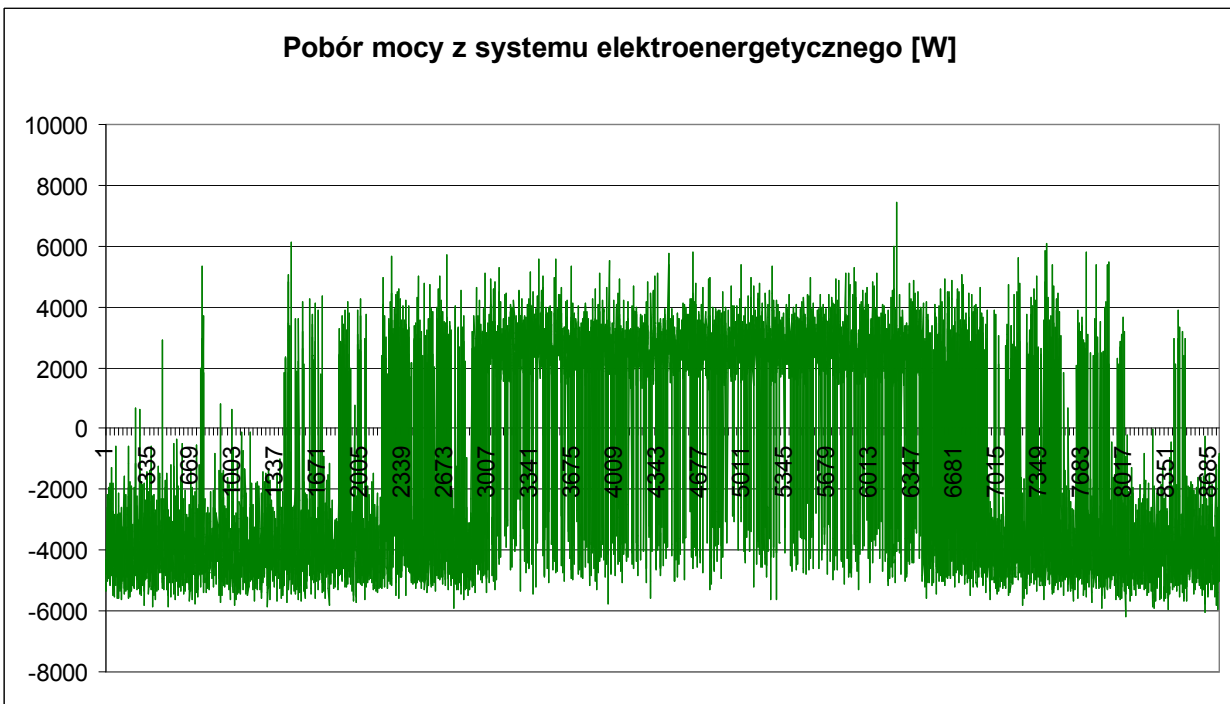
Drugi wariant pracy układu kogeneracyjnego obejmuje tryb pracy z mocą dostosowaną do zapotrzebowania ciepła w danej godzinie. Na rys. 7 i 8 zilustrowano roczne przebiegi mocy elektrycznej oraz cieplnej w przypadku, gdy nie jest wykorzystywany zasobnik ciepła. W takim przypadku roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej układu kogeneracyjnego w rozpatrywanym budynku wynosi 4485 h, roczna produkcja energii elektrycznej 31,4 MWh a roczna produkcja ciepła 80,7 MWh. Na rys. 8 widoczne jest znaczne zróżnicowanie zapotrzebowania ciepła w poszczególnych godzinach, co niekorzystnie wpływa na pracę układu kogeneracyjnego.



Rys. 7. Oszacowany przebieg roczny poboru energii elektrycznej na potrzeby budynku oraz oddawania nadwyżek energii do systemu elektroenergetycznego (moce średnie [kW] w poszczególnych godzinach roku) przy pracy układu kogeneracyjnego przez cały rok z mocą dostosowaną do aktualnego zapotrzebowania ciepła

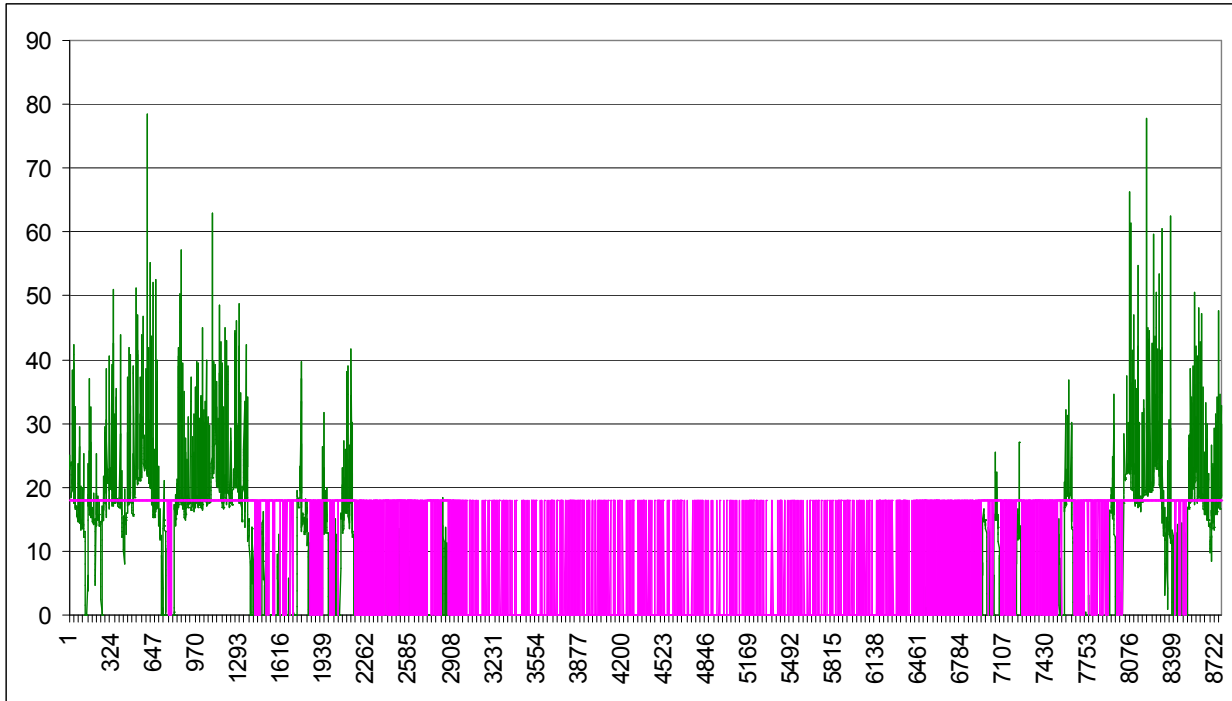


Rys. 8. Oszacowany przebieg rocznego zapotrzebowania na ciepło (grzewcze oraz cwu) w rozpatrywanej części budynku (moce średnie [kW] w poszczególnych godzinach roku), które nie jest pokrywane z układu kogeneracyjnego (kolor zielony) oraz przebieg obciążenia cieplnego układu kogeneracyjnego (kolor różowy) przy pracy układu kogeneracyjnego z mocą dostosowaną do zapotrzebowania ciepła w danej godzinie



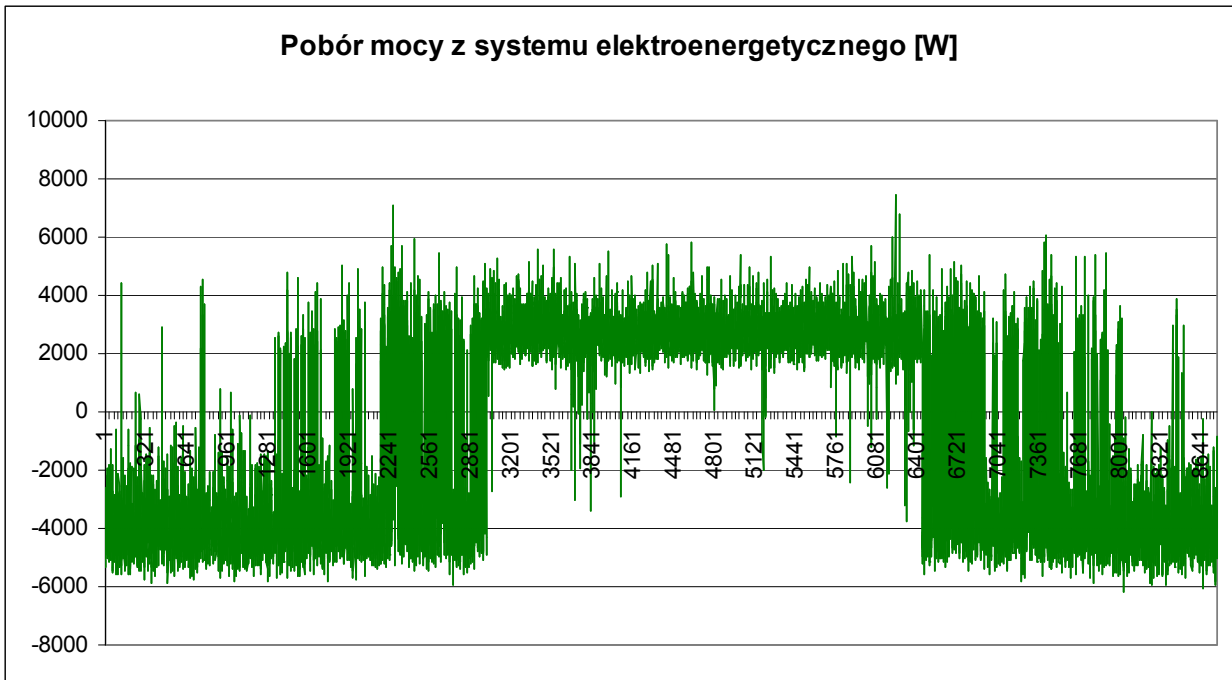
Rys. 9. Oszacowany przebieg roczny poboru energii elektrycznej na potrzeby budynku oraz oddawania nadwyżek energii do systemu elektroenergetycznego (moce średnie [kW] w poszczególnych godzinach roku) przy pracy układu kogeneracyjnego współpracującego z zasobnikiem ciepła przez cały rok z mocą dostosowaną do aktualnego zapotrzebowania ciepła

W ramach wariantu trzeciego rozpatrywano pracę układu kogeneracyjnego przez cały rok, z mocą dostosowaną do aktualnego zapotrzebowania ciepła we współpracy z zasobnikiem wody grzewczej o pojemności 1500 l. Roczne przebiegi mocy elektrycznej i cieplnej zilustrowano na rys. 9 i 10. W takim przypadku roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej układu kogeneracyjnego w rozpatrywanym budynku wynosi 5023 h, roczna produkcja energii elektrycznej 35,2 MWh a roczna produkcja ciepła 90,4 MWh.

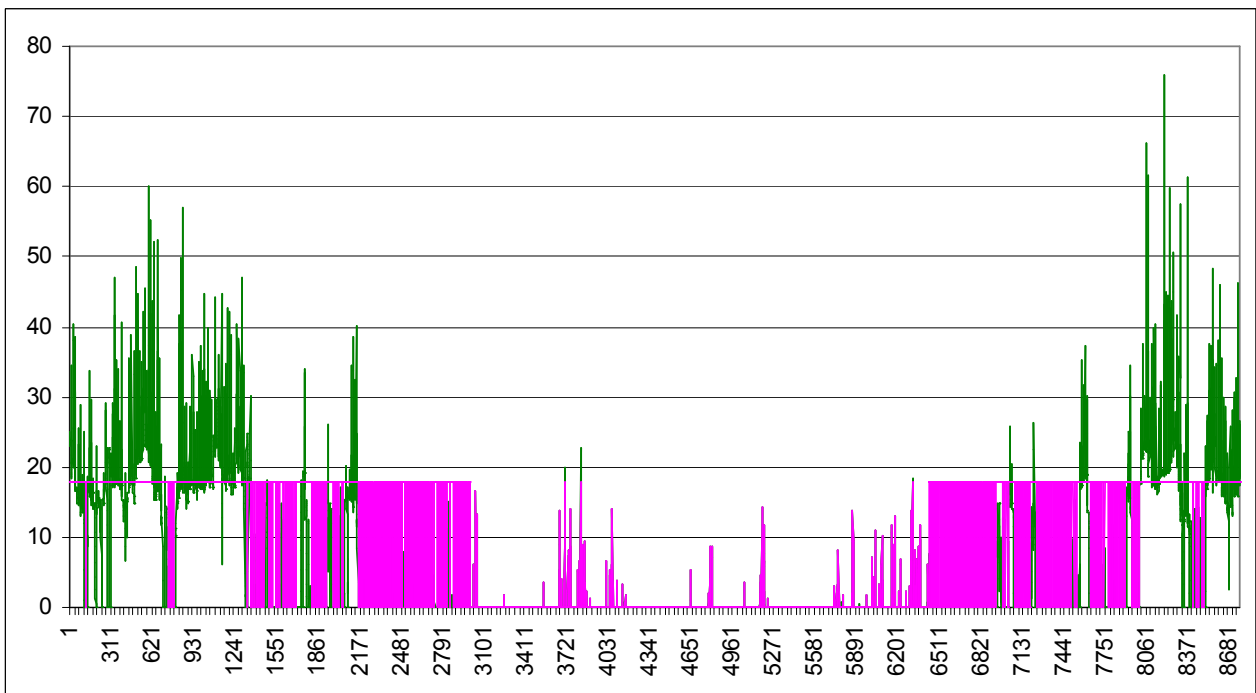


Rys. 10. Oszacowany przebieg rocznego zapotrzebowania na ciepło (grzewcze oraz cwu) w rozpatrywanej części budynku (moce średnie [kW] w poszczególnych godzinach roku), które nie jest pokrywane z układu kogeneracyjnego (kolor zielony) oraz przebieg obciążenia cieplnego układu kogeneracyjnego (kolor różowy) przy pracy układu kogeneracyjnego współpracującego z zasobnikiem ciepła z mocą dostosowaną do zapotrzebowania ciepła w danej godzinie

W ramach wariantu trzeciego rozpatrzono także możliwość zainstalowania w budynku układu kolektorów słonecznych o powierzchni 29,2 m². Założono współpracę układu kogeneracyjnego oraz kolektorów słonecznych z jednym zasobnikiem ciepła (nie jest rozwiązanie optymalne z punktu widzenia sprawności kolektorów słonecznych, jednakże wiąże się z mniejszymi nakładami inwestycyjnymi oraz zapotrzebowaniem na powierzchnię w pomieszczeniach technologicznych w porównaniu z zabudową osobnych zasobników ciepła). Z uwagi na pracę kolektorów słonecznych głównie w okresie letnim, założono taki tryb pracy układu kogeneracyjnego, że w sezonie grzewczym (do 3000 godziny w roku oraz od 6433 godziny w roku) układ kogeneracyjny dąży do utrzymania zadanej temperatury wody w zasobniku, natomiast poza tym sezonem praca układu kogeneracyjnego uwarunkowana jest zapotrzebowaniem ciepła, które nie jest pokrywane z kolektorów słonecznych. Roczne przebiegi mocy elektrycznej i cieplnej zilustrowano na rys. 11 i 12. W takim przypadku roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej układu kogeneracyjnego w rozpatrywanym budynku wynosi 4508 h, roczna produkcja energii elektrycznej 31,6 MWh a roczna produkcja ciepła 81,2 MWh.

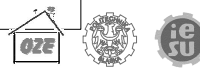


Rys. 11. Oszacowany przebieg roczny poboru energii elektrycznej na potrzeby budynku oraz oddawania nadwyżek energii do systemu elektroenergetycznego (moce średnie [kW] w poszczególnych godzinach roku) przy pracy układu kogeneracyjnego współpracującego z zasobnikiem ciepła przez cały rok z mocą dostosowaną do aktualnego zapotrzebowania ciepła w przypadku gdy budynek wyposażony jest dodatkowo w kolektory słoneczne



Rys. 12. Oszacowany przebieg rocznego zapotrzebowania na ciepło (grzewcze oraz cwu) w rozpatrywanej części budynku (moce średnie [kW] w poszczególnych godzinach roku), które nie jest pokrywane z układu kogeneracyjnego i kolektorów słonecznych (kolor zielony) oraz przebieg obciążenia cieplnego układu kogeneracyjnego (kolor różowy) przy pracy układu kogeneracyjnego współpracującego z zasobnikiem ciepła z mocą dostosowaną do zapotrzebowania ciepła w danej godzinie

**ZAŁĄCZNIK:
MATERIAŁY PREZENTACJI Z SEMINARIUM
PODSUMOWUJĄCEGO PRACE WYKONANE W ROKU 2011**

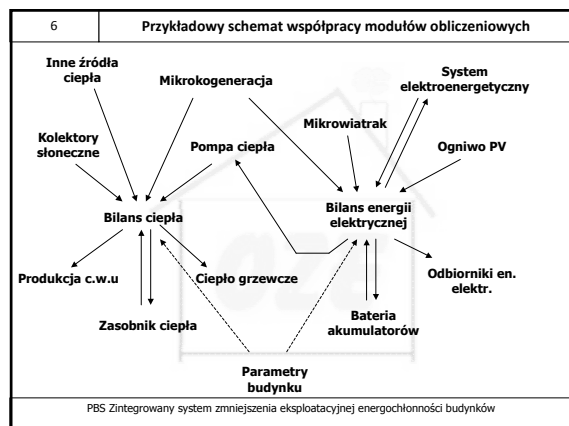
 <p>Politechnika Śląska Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów</p>
<p>Realizacja projektu badawczego strategicznego „Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków”</p>
<p>Kierownik etapu zadania badawczego: prof. dr hab. inż. Jan Popczyk</p>
<p>Paweł Kucharczyk</p>
<p>Glówice, 9 grudnia 2011</p>

<p>2</p>
<p>Program Strategiczny ZINTEGROWANY SYSTEM ZMNIEJSZENIA EKSPLOATACYJNEJ ENERGOCHŁONNOŚCI BUDYNKÓW Zadanie 3 ZWIĘKSZENIE WYKORZYSTANIA ENERGII Z ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W BUDOWNICTWIE</p>
<p>Etap 16 OPRACOWANIE ALGORYTMU PROGRAMU KOMPUTEROWEGO ZWIĄZANEGO Z MIKROKOGENERACJĄ ORAZ MIKROPOLIGENERACJĄ Z OZE, Z UWZGLĘDNIENIEM MIKROBIOGAZOWNI</p>
<p>Glówice, 9 grudnia 2011</p>
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>

<p>3</p>
<p>Zespół autorski: J. Popczyk – Politechnika Śląska w Gliwicach H. Kocot – Politechnika Śląska w Gliwicach E. Siwy – Politechnika Śląska w Gliwicach R. Korab – Politechnika Śląska w Gliwicach P. Kucharczyk – Politechnika Śląska w Gliwicach A. Jurkiewicz – eGmina, Infrastruktura, Energetyka A. Czop – eGmina, Infrastruktura, Energetyka R. Mocha – eGmina, Infrastruktura, Energetyka M. Mastalerska – eGmina, Infrastruktura, Energetyka D. Bukowski – eGmina, Infrastruktura, Energetyka M. Zakrzewski – eGmina, Infrastruktura, Energetyka J. Kaniewski – Uniwersytet Zielonogórski B. Kubik – Ekoenergetyka Zachód</p>
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>

<p>4</p>	<p>Etap 16 – oferta złożona w NCBiR</p>
<ul style="list-style-type: none"> ■ Opracowanie koncepcji integracji mikrosystemu „Gospodarstwo rolne prosumenta (energetycznego)” ze Smart Gridem (integracja z siłoprądową siecią elektroenergetyczną – rozdzielczą, zarządzaną przez OSD – i przede wszystkim z infrastrukturą teleinformatyczną służącą do zarządzania Smart Grid-em) ■ Określenie warunków kompatybilności formatu danych wejściowych oraz wynikowych dla rozpatrywanego modułu programu z modułami generowanymi w etapach paralelnych ■ Opracowanie modelu matematyczno-logicznego implementacji rozpatrywanych (tytułowych) technologii energetycznych OZE w budynkach z wykorzystaniem wyników prac przeprowadzonych w ramach badań nad stosowaniem mikrokogeneracji i kogeneracji małej skali oraz technologii zintegrowanych z wykorzystaniem OZE (z uwzględnieniem mikrobiogazowni i innych technologii OZE) w różnych kategoriach budynków 	

<p>5</p>	<p>Etap 16 c.d.</p>
<ul style="list-style-type: none"> ■ Przeprowadzenie weryfikacji uniwersalizacji algorytmu ■ Stworzenie kompleksowego modułu programu komputerowego asocjatywnego z modelem matematycznym; kompleksowość modułu wynika z integracji trzech podprogramów: mikrokogeneracji, mikropoligeneracji, mikrobiogazowni ■ Rozwinięcie podprogramu mikrobiogazowni w formie bloków: lokalizacja, substraty, instalacje, ekonomika ■ Zdefiniowanie praktycznych i empirycznych metod walidacji wyżej zdefiniowanego modułu ■ Przeprowadzenie wstępnej walidacji modułu programu komputerowego 	



7	Urządzenia rozproszonej energetyki zintegrowane z budynkami
<p>Budynki</p> <ul style="list-style-type: none"> mieszkalne, użyteczności publicznej, usługowe, zespoły budynków <p>Urządzenia</p> <ul style="list-style-type: none"> wykorzystujące zasoby energii odnawialnej powszechnie dostępne na całym obszarze kraju, w szczególności: mikrowiatrak, ogniwa fotowoltaiczne, pompy ciepła, kolektory słoneczne, mikrokogeneracja, zasobniki ciepła i energii elektrycznej 	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

8	Dane wejściowe do obliczeń
<ul style="list-style-type: none"> Zasoby energii (prędkość wiatru i energia promieniowania słonecznego – na podstawie danych meteorologicznych udostępnionych przez MI na potrzeby ŚCHE) Zapotrzebowanie na energię w budynkach – ciepło grzewcze, ciepła woda, en. elektr. (dane statystyczne i profile obciążenia będące wynikiem innych prac badawczych) Parametry urządzeń rozproszonej energetyki (na podstawie ofert rynkowych producentów) Nakłady inwestycyjne, ceny energii, koszty zewnętrzne, ścieżki zmian cen energii (na podstawie danych rynkowych, krajowych planów, strategii, PE Polski do roku 2030) 	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

9	
<p>Prosument wykorzystujący samochód elektryczny w sieci typu smart grid</p> <p>E. Siwy</p>	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

10	Elementy łańcucha wartości – skala mikro
<p>Cel doraźny: Realizacja pakietu 3x20,</p> <p>Cel strategiczny: tworzenie zintegrowanego systemu obejmującego: energetykę, środowisko, rolnictwo, transport, budownictwo</p> <p>Metody ekonomiczne: System certyfikacji Inkorporacja kosztów zewnętrznych do ceny energii System podatkowy</p> <p>Sklonność do inwestycji proekologicznych nie jest zależna wyłącznie od zachęt ekonomicznych</p>	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

11	Prosument
<p>Użytkowana energia – oświetlenie, AGD+RTV, przygotowanie posiłków, przygotowanie cwu, ogrzewanie</p>	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

12	Smart metering u prosumenta
<p>Podstawowe funkcje</p> <ul style="list-style-type: none"> Pomiar i rejestracja energii czynnej i biemej w czterech strzałach czasowych w kierunku poboru i oddawanie Pomiar i rejestracja energii sumarycznej czynnej i biemej w kierunku poboru i oddawanie Pomiar w 15, 30 lub 60 minutowych cyklach uśredniania mocy czynnej dla kierunku poboru i oddawanie Pomiar i rejestracja 10 najwyższych wartości uśrednionych mocy czynnych (max. mocy maksymalnych) dla kierunku poboru i oddawanie Pomiar i rejestracja nadwyżki mocy czynnej dla kierunku poboru oraz ilości przekroczeń mocy umownej Pomiar i rejestracja nadwyżki mocy czynnej wyznaczonej z 10 mocy maksymalnych dla kierunku poboru Rejestracja profili mocy: P+, P-, Q+, Q- oraz profili stanów licznika sumarycznych energii: EP+, EP-, EQ+, EQ- w cyklach 15, 30 lub 60 minutowych Rejestracja 13 440 (140 dni) cykli pomiarowych (opconalnie 26 880 (280 dni)) przy 15-min. cyklu uśredniania Automatyczne zamykanie okresu rozliczeniowego Ręczne zamykanie okresu rozliczeniowego: <ul style="list-style-type: none"> za pośrednictwem programu nasłuchowego i głowicy optycznej za pomocą mechanicznego przycisku przystosowanego do plembowania Rejestracja w pamięci licznika wielkości pomiarowych z 31 ostatnich okresów rozliczeniowych Rejestracja funkcji kontrolnych licznika Przewidywanie ekranów za pomocą mechanicznego przycisku dostępnego na obrotowej głowicy licznika Możliwość definiowania przez użytkownika sekwencyjnych ekranów wyświetlacza LCD 	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

13 Smart metering u prosumenta

Funkcje kontrolne

- Pomiar i prezentacja wielkości chwilowych napięcia, prądu, mocy, częstotliwości
- Sygnalizacja oraz rejestracja zdarzeń takich jak: otwarcie osłony skrzynki zasilkowej licznika, załamanie silnym polem magnetycznym
- Rejestracja zaniku napięć pomiarowych
- Sygnalizacja niewłaściwego kierunku wrotowania fazy
- Identyfikacja zaprogramowanej pracy tarfowej
- Odłączanie i całkowanie zasilania odbiorcy za pomocą modułu wyłącznika mocy. Stwierdzenie wyłącznikiem odbicia się z poziomu inteligentnego modułu komunikacyjnego (opcja)
- Wykrycie przekroczenia do sterowania urządzeń zewnętrznych (opcja) realizujące m. in. funkcję strażnika mocy
- Zbierany odczyt wielkości realizowanych z wykorzystaniem współczesnych systemów komunikacyjnych PSTN/GSM/GPRS za pośrednictwem modułów komunikacyjnych GSM-3 lub GT-3 z oddzielnymi sterowaniami z wykorzystaniem systemów: SHOOK 5 lub SOLEN lub SK4DEN

Złącza komunikacyjne

W standardowym wykonaniu licznik wyposażony jest w 3 interfejsy komunikacyjne:

- OPTYCZNY zgodny z PN-EN 62056-2-1, przeznaczony do parametryzacji i konfiguracji licznika oraz do lokalnego odczytu danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeniowych i diagnostycznych
- Komunikacyjny RS485 lub CLO (pętla prądowa)
- OPTYCZNY do obsługi modułów komunikacyjnych

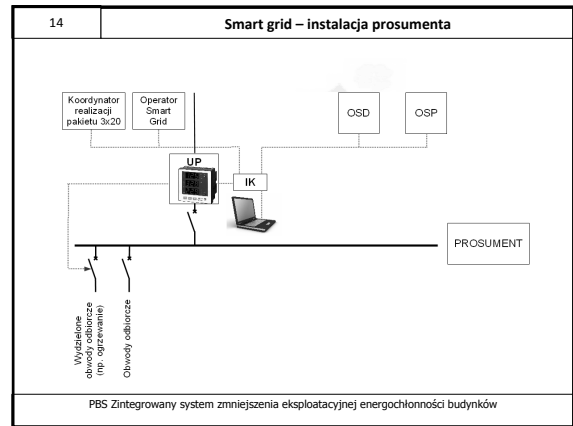
Korekta grafiku obciążenia
Wyłączenie wyodrębnionych obwodów, ograniczenie mocy
Ograniczenie zużycia energii (niewielkie)

Licznik EABM 3x230/400 V, 5(60) lub 5(100) A (z wyłącznikiem mocy)

Wsporniki

14	15	16	17	18	19	20	21
14	15	16	17	18	19	20	21

Opis wyposażenia:
 14-15 - wyjście przekształtnika *
 16-19 - wyjście lub wejście eksploatacyjnej osłony *
 20-21 - interfejs komunikacyjny CLO lub RS485
 * wyposażenie opcjonalne

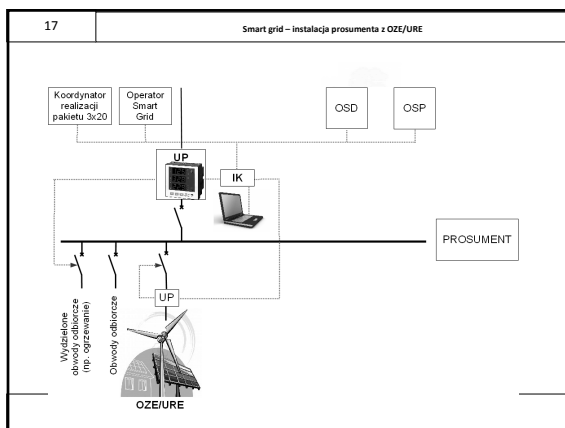
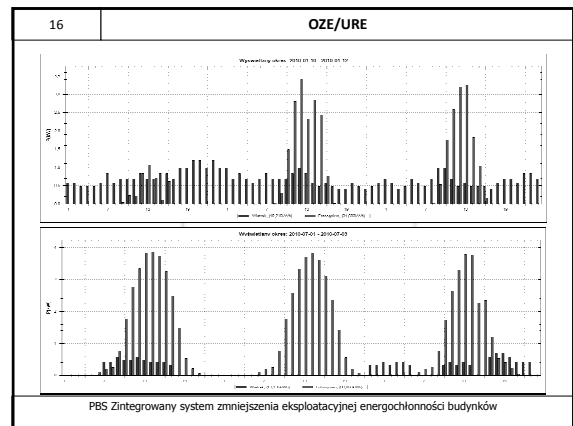


OZE/URE

Wiatrak
 4000 – 6000 PLN/kW
 Lekkie konstrukcje z magnesami neodymowymi
 Wysokość masztu z promieniem turbiny nie powinna przekroczyć 30 m – wymagane uzgodnienia z odpowiedziami za ruch lotniczy.

Ogniwo fotowoltaiczne
 6000 – 8000 PLN/kW
 Sprawność 15 – 20 %

Parametry generatora	2800W
Moc znamionowa (kW)	2000
Moc maksymalna (kW)	3000
Napięcie znamionowe (DCV)	110
Prąd znamionowy (DCV)	17
Prędkość wrotowa (rpm)	2,2
Średnica profilu osłony (m)	2
Znamionowa prędkość wiatru (m/s)	3
Ograniczna prędkość wiatru (m/s)	35
Znamionowa ilość obrótów / (obr/min)	400
Maksymalna ilość obrótów / (obr/min)	500
Masa generatore (kg)	35
Zakres temperatur pracy (°C)	50, 40 do -40
Materiał łopatek / materiał wirnika	włókna węglowa
Materiał obrotowy	stop aluminium
Ważność eksploatacyjna (lat)	20
Ważność eksploatacyjna (lat)	10
Ważność eksploatacyjna (lat)	15



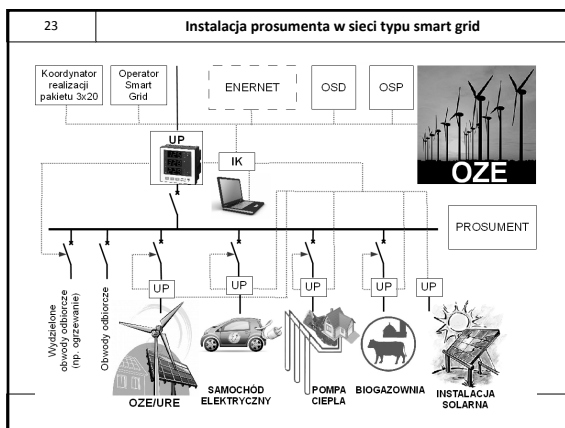
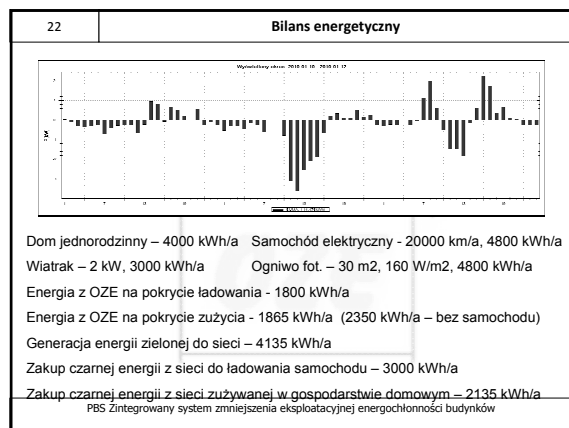
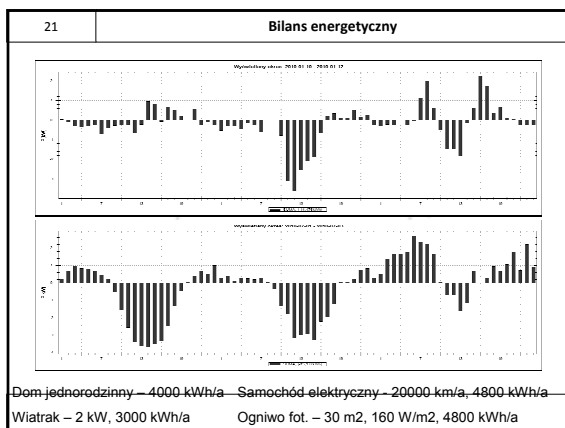
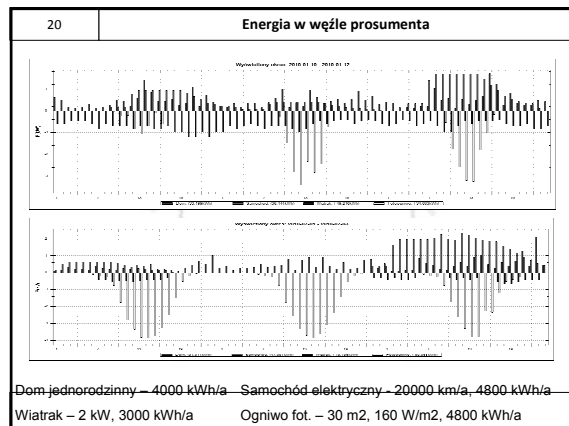
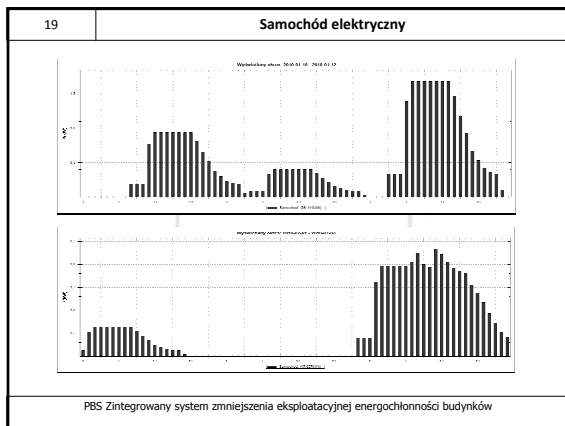
Samochód elektryczny

Samochód elektryczny Phoenix

zasobnik 40kWh ładowany przez 6h (mocą 8kW);
 średnie zużycie energii przez samochód = 20kWh/100km;
 przy przejechanych 20 000km/rok daje to ok. 100 ładowań rocznie (2 tygodniowo); 50 000km/rok --> ładowanie co 36h
 10 000km/rok --> 50 ładowań rocznie (raz w tygodniu)

Projekt od szóstego ładowania do pełnego, końcowego
 Napięcie niezbędne ogniwa
 Prąd ładowania
 Start ładowania szybkiego
 Zakłócenie ładowania
 Napięcie ładowania
 Ładowanie wstępne, Ładowanie normalne, Czas

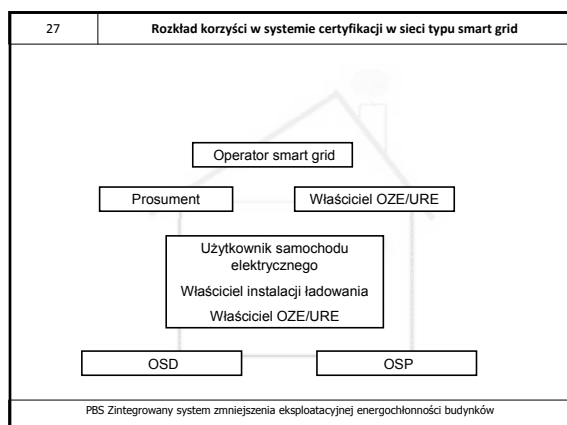
superkondensatory
 NiMH, (wysoka moc)
 Zn/NiOOH
 Pb/NiOOH
 GENOSOL
 GENOSOL
 Li-Ion
 Lantanium
 Związek metali
 Moc właściwa [Wh/kg], Energia właściwa [Wh/kg]



- 24 Podstawowe funkcje smart grid
- Przesył informacji (podobnie jak w Internecie)
 - Zarządzanie pracą urządzeń w węźle prosumenta
 - Identyfikacja i rejestracja stanu pracy węzła prosumenta i przepływającej energii
 - Koordinacja pracy urządzeń w różnych węzłach prosumenckich np. należących do wirtualnej elektrowni
 - Koordinacja wytwarzania energii w źródłach OZE/URE i zużycia w samochodach elektrycznych i pompach ciepła
 - Zarządzanie pracą węzła w przypadku świadczenia usług systemowych
 - Zarządzanie pracą węzła w stanach awaryjnych
- PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

25	Łańcuch korzyści w systemie certyfikacji		
	Prosument	OZE/URE	Samochód elektryczny
	Koszty uniknięte DSM: 0,05 gr/kWh Zysk: 200 PLN/a	Koszty uniknięte DSM: 0,05 gr/kWh Zysk 82,5 PLN/a Uniknięty zakup 0,55 gr/kWh Certyfikat 0,27 gr/kWh Zysk: 1292,5+2106 = 3396,5 PLN/a	Koszty uniknięte DSM: 0,05 gr/kWh Zysk 111,5 PLN/a Uniknięty zakup 0,55 gr/kWh Certyfikat 0,27 gr/kWh Certyfikat sam. 2,5*0,27 gr/kWh Zysk: 1025+1620+1215 = 3860 PLN/a
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków			

26	Łańcuch korzyści w systemie certyfikacji w sieci typu smart grid		
	Prosument	OZE/URE	Samochód elektryczny
	Koszty uniknięte DSM: 0,05 gr/kWh Zysk: 200 PLN/a	Smart grid Uniknięty zakup 0,55 gr/kWh Certyfikat 0,27 gr/kWh Zysk: 2200+2106 = 4306 PLN/a Nakłady inwestycyjne OZE/URE ok. 10 000 + 30 000 PLN	Koszty uniknięte DSM: 0,05 gr/kWh Zysk 50 PLN/a Uniknięty zakup 0,55 gr/kWh Certyfikat 0,27 gr/kWh Certyfikat sam. 2,5*0,27 gr/kWh Zysk: 1650+810+3240 = 5700 PLN/a
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków			



- | 28 | Podsumowanie |
|---|--------------|
| <ul style="list-style-type: none"> ■ Przy aktualnych relacjach cenowych możliwe jest ekonomiczne uzasadnienie inwestycji w mikroźródła OZE/URE ■ Budowa sieci typu smart grid <u>nie powinna</u> rozpoczynać się od instalacji 16 mln liczników ■ Istnieje konieczność szybkiego opracowania i wdrożenia metody inkorporacji kosztów zewnętrznych do ceny energii ■ Istnieje konieczność szybkiego opracowania aktów prawnych ustanawiających jasne relacje pomiędzy poszczególnymi podmiotami w przedstawionym łańcuchu wartości | |
| PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków | |