

Zamówienie jest współfinansowane ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach poddziałania 4.1.3 Innowacyjne metody zarządzania badaniami Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014-2020, w ramach projektu pn. Podniesienie poziomu innowacyjności gospodarki poprzez wdrożenie nowego modelu finansowania przełomowych projektów badawczych zgodnie z umową z dnia 12 kwietnia 2017 r. numer POIR.04.01.03-00-0001/16

Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu elektrociepłowniczego w kierunku OZE

Raport wykonany w ramach Przedsięwzięcia nr 88/21/PU/P63
- Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym.



Autor Dokumentu:	Konsorcjum ECN S.A.
Status:	FINAL
Wersja:	ETAP2 - 2.6
<hr/>	
Data utworzenia:	2021-09-01
Data ostatniej modyfikacji:	2022-09-08

Informacje i poglądy wyrażone w niniejszym raporcie są wynikiem prac jego autorów i nie muszą odpowiadać poglądom Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w żadnym stopniu nie gwarantuje prawdziwości ani aktualności danych zawartych w raporcie. Raport ma charakter naukowo-popularyzatorski i wszystkie osoby korzystające z jego treści robią to na własną odpowiedzialność. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, ani żadna osoba działająca w jego imieniu nie mogą być pociągnięte do odpowiedzialności za wykorzystanie przez osobę trzecią jakichkolwiek informacji zawartych w tym raporcie. Podmiotem uprawnionym do wyrażania zgody na korzystanie z części lub całości raportu jest Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

Spis treści

Podstawa opracowania.....	4
Streszczenie	5
1. Wstęp.....	6
1.1. Opis problemu badawczego	7
1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni.....	11
2. Lokalizacja Demonstratora Technologii	13
3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni.....	18
3.1. Wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS18.....	18
3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych.....	22
3.3. Kogeneracja.....	23
4. Analiza kosztów ciepła	25
4.1. Analiza LCOH	25
4.2. Analiza efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii	27
5. Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni	29
5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora	29
5.2. Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Elektrociepłowni	30
6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii	33
7. Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni	35
7.1. Skalowalność	35
7.2. Replikowalność.....	38
7.3. Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła... ..	39
8. Komponent Technologiczny.....	41
9. Obliczenia	53
10. Bezpieczeństwo	55
11. Informacje dodatkowe	62
12. Dane Wykonawcy.....	64
12.1. Dane adresowe oraz rejestrowe.....	64
12.2. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej	66
12.3. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej.....	67
12.4. Informacje o Zespole Projektowym	68
13. Lista skrótów i definicji	73

Podstawa opracowania

Opracowanie przygotowano w związku z realizacją UMOWY nr 88/21/PU/P63-04 z dnia 31-go sierpnia 2021 roku NA REALIZACJĘ PRZEDMIOTU ZAMÓWIENIA PRZEDKOMERCYJNEGO W RAMACH PRZEDSIĘWZIĘCIA „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym” zawartej pomiędzy Zamawiającym, którym jest Narodowe Centrum Badań i Rozwoju z siedzibą w Warszawie (00–695), przy ul. Nowogrodzkiej 47a a KONSORCJUM w skład, którego wchodzi:

- ECN Spółka Akcyjna, ul. Żurawia 45, Warszawa 00-680 (LIDER KONSORCJUM),
- ENERGOTECHNIKA SP. z o.o. ul. Chełmżyńska 25, Warszawa 04-247,
- Instytut Certyfikacji Emisji Budynków sp. z o.o. ul. Żeńców 30, 30-734 Kraków,
- Biogas East sp. z o.o. ul. Sokołowska 5, 08-300 Sokołów Podlaski,
- Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno-Komunalnych Spółka z o.o. ul. Kosowska 75 08-300 Sokołów Podlaski

Podstawę formalną opracowania stanowią postanowienia ww. UMOWY oraz postanowienia Zespołu Projektowego KONSORCJUM ustanowionego na podstawie UMOWY KONSORCJUM zawartej w dniu 10 lipca 2021 roku wraz z kolejnymi zmianami.

Podstawę merytoryczną opracowania, stanowią wymagania zawarte w dokumentacji postępowania w tym wymagania zawarte w Załączniku nr 4 (PLIK Załącznik nr 4 Harmonogram przedsięwzięcia_zmiana 4_tekst jednolity 7.07.2021.pdf) w szczególności w Tabeli nr 2: „Lista Wyników Prac Etapu I dla Przedsięwzięcia „Elektrociepłownia””, pozycja Poz. 6 „Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu elektrociepłowniczego w kierunku OZE”:

Streszczenie

Celem niniejszego Raportu, jest prezentacja wyników prac Konsorcjum przeprowadzonych w ramach Etapu Pierwszego Przedsięwzięcia „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”. Prace badawcze prowadzone przez zespół Wykonawcy toczyły się wokół zaproponowanego Rozwiązania przedstawionego w rozdziale *Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni* w kontekście problemów badawczych wymienionych w rozdziale *Opis problemu badawczego*. Rozdział *Lokalizacja Demonstratora Technologii* zawiera podstawowe informacje nt. miejsc ulokowania komponentów Demonstratora Technologii. Przeprowadzone prace badawcze potwierdziły zasadność wykorzystania w modelowym systemie wytwarzania ciepła, wszystkich komponentów przyjętych na etapie prac koncepcyjnych. Wnioski dotyczące projektowania systemu elektrociepłowniczego z uwzględnieniem aspektu modelowania numerycznego w oprogramowaniu TRNSYS18 zaprezentowane są w rozdziale *Projektowanie Technologii Elektrociepłowni*. Wyniki parametrów LCOH i efektywności wraz z analizą zostały przedstawione w rozdziale *Analiza kosztów ciepła*. Uwarunkowania formalno-prawne Rozwiązania i Demonstratora oraz bariery prawne, zidentyfikowane w trakcie prac przygotowawczych, a także wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej na wdrażanie Technologii Elektrociepłowni zostały przedstawione w rozdziale *Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni*. Rozdział *Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii* przedstawia poszczególne zadania badawcze Etapów Pierwszego i Drugiego na osi czasu. Opis innowacyjnych komponentów planowanych do budowy w ramach Etapu Drugiego został umieszczony w rozdziale *Komponent Technologiczny* a opis zakresu możliwych modyfikacji w rozdziale *Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni*. Rozdział *Obliczenia* prezentuje wartości kluczowych parametrów osiągniętych w trakcie modelowania na bazie dwóch zbiorów danych wejściowych: rzeczywistych, historycznych z lat 2018..2020 dotyczących Sokołowa Podlaskiego oraz modelowych dotyczących lat 2023..2026. W rozdziale *Bezpieczeństwo* umieszczona została analiza niezawodności Demonstratora w tym z odniesieniem do wymagań normy PN-IEC 1078/PN-EN 61078:2017-01. Rozdział *Dane Wykonawcy* prezentuje Konsorcjum i Zespół Projektowy. Informacje dodatkowe dotyczące zagadnienia, umieszczone zostały w rozdziale 11 Informacje dodatkowe. Raport uzupełniają załączniki, takie jak arkusz kalkulacyjny z zestawieniem danych liczbowych opisujących System Demonstracyjny oraz szczegółowy opis Technologii.

1. Wstęp

Prace badawcze przeprowadzone przez zespół Konsorcjum w Pierwszym Etapie potwierdziły zasadność wykorzystania w systemie wytwarzania ciepła wszystkich komponentów założonych na etapie prac koncepcyjnych, tj: biogazownia, stacja uszlachetniania biogazu, infrastruktura przesyłowa biometanu i energii elektrycznej, system wytwarzania ciepła oparty o zestaw pomp ciepła, bio-kogenerator oraz kocioł gazowy wielopaliwowy. Jednocześnie prace badawcze pozwoliły na określenie przedziałów wrażliwości systemu i potwierdzenie możliwości etapowej rozbudowy i modyfikacji Demonstratora. Dodatkowo potwierdzona została możliwość uzyskania dużej skalowalności, replikowalności i niskiej wrażliwości zapewniającej wysokie bezpieczeństwo przyjętej koncepcji technicznej, pozwalającej na uzyskanie wymaganych (i deklarowanych) parametrów i wskaźników.

Prezentowany Demonstrator Technologii charakteryzuje się dużą rozległością. Jego domeny położone są na terenie gminy i miasta Sokołów Podlaski. Ze względu na odległość pomiędzy źródłem zapewniającym paliwo (biogazownia skojarzona ze stacją uszlachetniania biogazu) a systemem wytwarzania ciepła, zaistniała konieczność budowy infrastruktury sieciowej o długości ok. 9 km.

Bazowy model numeryczny opracowany przy wykorzystaniu programu TRNSYS18 w oparciu o zadane, konkursowe parametry statyczne i dynamiczne pozytywnie zweryfikował możliwość osiągnięcia przez zaproponowane Rozwiązanie wymaganych wskaźników oraz potwierdził jego skalowalność. Modelowanie potwierdziło, że wykorzystanie systemu w założonej konfiguracji jest rozwiązaniem pozwalającym na uzyskanie wymaganych parametrów w zakresie budowy elektrociepłowni przy określonym budżecie i założonych wymaganiach w zakresie: oczekiwanych parametrów OZE, zapotrzebowania na energię przy wymaganej wyważonej cenie ciepła.

Projekt przygotowawczy wykazał, że uciążliwość wymaganych przepisami prawa procedur formalnych zmusza inwestorów do zaplanowania znacznego dodatkowego czasu i poświęcenia energii na etapie przygotowawczym, jednak gwarantuje uzyskanie efektu o unikalnych i wysokich parametrach. W ocenie Konsorcjum wymagane są zmiany w przepisach, które pozwolą na wyeliminowanie nieuzasadnionych działań występujących w aktualnych niezoptymalizowanych procesach formalnych, powielających te same czynności na różnych etapach procesów. W takiej sytuacji czas realizacji projektu mógłby być skrócony o co najmniej 3-4 miesiące. Skalowalność rozwiązania jest ograniczona jedynie odległością biogazowni i ograniczeniem mocy pojedynczej instalacji (można to wyeliminować poprzez powielenie biogazowni w układzie rozproszonym zachowując ich odległość od systemu wytwarzania ciepła - układ gwiazdy).

1.1. Opis problemu badawczego

Niniejszy rozdział przedstawia problemy badawcze, które Konsorcjum postanowiło poddać analizie w ramach modelowania numerycznego.

Pierwszy problem badawczy:

Zakres stosowalności wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze/woda w opracowanym demonstratorze.

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych w praktycznie wszystkich przypadkach (z wyłączeniem jednego) poddanych analizie wrażliwości, zastosowanie wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze/woda jest uzasadnione. Przypadkiem nie spełniającym warunków symulacji, jest sytuacja w której temperatura na powrocie z sieci ciepłowniczej przekroczy poziom 68 °C. Udział w dostawie ciepła dla takich poziomów w okresie sezonu grzewczego wynosi średnio 11%.

Drugi problem badawczy:

Zasadność stosowalności wysokotemperaturowych pomp ciepła typu woda/woda w opracowanym demonstratorze.

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych we wszystkich przypadkach poddanych analizie wrażliwości zastosowanie wysokotemperaturowych pomp ciepła typu woda/woda jest uzasadnione. W okresie sezonu grzewczego ich udział w dostawie ciepła wynosi średnio 10%. Przy czym należy zaznaczyć, że dzięki odzyskom ciepła procesowego (traconego w warunkach normalnych) sprawność średnioroczną kotłowni podwyższono z poziomu ok. 95,8 % do ok. 102% a modułu biogazowego systemu kogeneracyjnego z 79,3% do 84,11% (w odniesieniu do wartości opałowej paliwa).

Trzeci problem badawczy:

Zasadność zastosowania biogazowego modułu kogeneracyjnego o dużym dyspozycyjnym nadciśnieniu spalin z możliwością przyłączenia ekonomizera kondensującego.

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych we wszystkich przypadkach poddanych analizie wrażliwości, zastosowanie tych komponentów, schładzanych przez pompę ciepła typu woda/woda jest uzasadnione. Udział odzyskanego tą metodą ciepła stanowi około 8% ciepła wytworzonego w głównym obiegu modułu CHP.

Czwarty problem badawczy:

Zasadność zastosowania biogazowego modułu kogeneracyjnego ze zmodyfikowanym obiegiem chłodzenia mieszanki paliwowo-powietrznej (intercoolera).

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych we wszystkich przypadkach poddanych analizie wrażliwości zastosowanie tego rozwiązania, schładzanego przez pompę ciepła typu woda/woda jest uzasadnione. Udział odzyskanego dzięki zastosowaniu tej metody, stanowi około 3% ciepła wytworzonego w głównym obiegu modułu CHP.

Piąty problem badawczy:

Zasadność zastosowania szczytowego kotła gazowego z możliwością przyłączenia ekonomizera kondensującego.

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych we wszystkich przypadkach poddanych analizie wrażliwości, zastosowanie kotła gazowego z możliwością przyłączenia ekonomizera kondensującego, schładzanego przez pompę ciepła typu woda/woda jest uzasadnione. Udział odzyskanego tą metodą ciepła, stanowi około 7% ciepła wytworzonego w głównym obiegu kotła gazowego.

Szósty problem badawczy:

Dobór parametrów przepływu w sieci ciepłowniczej i podnoszenie temperatury czynnika grzewczego sieci ciepłowniczej na wlocie do sprzęgła hydraulicznego modułu CHP.

Ważnym zagadnieniem jest taka regulacja parametrów, aby woda grzewcza na wlocie do sytemu CHP nie przekraczała permanentnie dolnej dopuszczalnej wartości temperatury na jego wlocie. W przeciwnym wypadku moduł kogeneracyjny będzie się znajdował w stanie OFF. Rozwiązaniem zaradczym może być ochłodzenie (obniżenie temperatury) czynnika przez chłodnicę powietrzną, co jest rozwiązaniem niekorzystnym. Takie zdarzenia mogą pojawić się tylko sporadycznie. Obniżanie wartości temperatury w sieci ciepłowniczej znacząco ogranicza zdarzenia, o których jest mowa powyżej.

Siódmy problem badawczy:

Dobór komponentów demonstratora w okresie pracy poza sezonem grzewczym.

Kluczowym zagadnieniem jest pozyskanie i wnikliwa analiza rzeczywistego godzinowego zapotrzebowania na moc grzewczą szczególnie w okresie letnim. A w przypadku braku, koniecznym staje się dokładne modelowanie i odwzorowanie charakteru rozbioru ciepłej wody. W dalszej kolejności na tej podstawie ważnym elementem jest dobór parametrów technicznych i liczby urządzeń (komponentów) demonstratora aby upewnić się, że będą one mogły pracować np. bez nadmiernego taktowania (ON/OFF) lub konieczność generowania strat ciepła od otoczenia. Jak wykazały obliczenia,

w przyjętej konfiguracji pracy demonstratora, dzięki tej analizie można wyeliminować co najmniej 50% strat ciepła do otoczenia.

Ósmy problem badawczy:

Stan izolacji sieci ciepłowniczej.

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych udział traconego ciepła w sieci ciepłowniczej w warunkach pracy demonstratora zawiera się w przedziale od 9,7% do 19% zapotrzebowania ciepła u odbiorców. Tak duża rozpiętość uzasadnia konieczność zwrócenia szczególnej uwagi na stan izolacji sieci ciepłowniczej.

Dziewiąty problem badawczy:

Termomodernizacja budynków odbiorców ciepła.

Jak wykazały wyniki obliczeń symulacyjnych, opracowany demonstrator technologii nie jest wrażliwy na zmniejszanie temperatury zasilania i powrotu, co nastąpi w skutek termomodernizacji budynków. Zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło równoważone będzie przez przyłączenie kolejnych odbiorców do sieci ciepłowniczej. W takich przypadkach nastąpi również korzystna poprawa efektywności energetycznej całego systemu wytwarzania ciepła – głównie dzięki większej efektywności energetycznej pomp ciepła.

Dziesiąty problem badawczy:

Możliwość etapowej rozbudowy i modyfikacji demonstratora.

Opracowany demonstrator technologii w pełni zasługuje na nazwanie go „Demonstratorem Przyszłości” lub „Elektrociepłownią Przyszłości” gdyż jest on przygotowany do dalszej modyfikacji w taki sposób aby być niezależny, spełniający wyprzedzające wymagania środowiskowe, dający różne możliwości konfiguracji pracy oraz absolutnie bez emisyjny. Postulat ten może być realizowany poprzez następujące, przykładowe przedsięwzięcia:

- korzystanie z energii elektrycznej pochodzącej z OZE (fotowoltaika, elektrownie wiatrowe i inne) - współpraca z innymi regionalnym podmiotami, przedsiębiorcami etc.,
- wprowadzenie do silnika (np. jako drugiego) paliwa wodorowego,
- zwiększanie udziału pomp ciepła typu powietrze/woda i woda/woda,
- zastępowanie modułów kogeneracyjnych ogniwami paliwowymi,
- wprowadzenie sezonowych magazynów ciepła,
- wykorzystanie geotermii,
- rozwój chłodu systemowego,

- Budowa systemu hybrydowego, integrującego rozwiązania scentralizowanych źródeł, magazynów i sieci ciepłowniczych z rozproszonymi instalacjami ciepłowniczymi i chłodniczymi.
- Konwersja nadwyżek biometanu do postaci CBM (bio-CNG, skompresowany biometan) i LBM (bio-LNG, skroplony biometan) lub integracja systemu biogazowego z krajową siecią gazową.
- Wychwytywanie i oczyszczanie CO₂ z biogazu

Jak wykazują obliczenia symulacyjne dzięki własnemu wytwarzaniu energii elektrycznej oraz dodatkowemu zakupowi energii elektrycznej u lokalnego dostawcy OZE wystąpiło zerowe zapotrzebowanie na zakup energii elektrycznej w Krajowego Systemu Energetycznego (KSE). Dzięki temu rozwiązanie uzyskało wysoką niezależność energetyczną, która może być jeszcze zwiększana poprzez zastosowanie automatyki energetycznej umożliwiającej wchodzenie i wychodzenie systemu do KSE (praca wyspowa podczas black-out).

Ze skutkiem pozytywnym potwierdziły się również wszystkie założenia i tezy opisanych problemów badawczych.

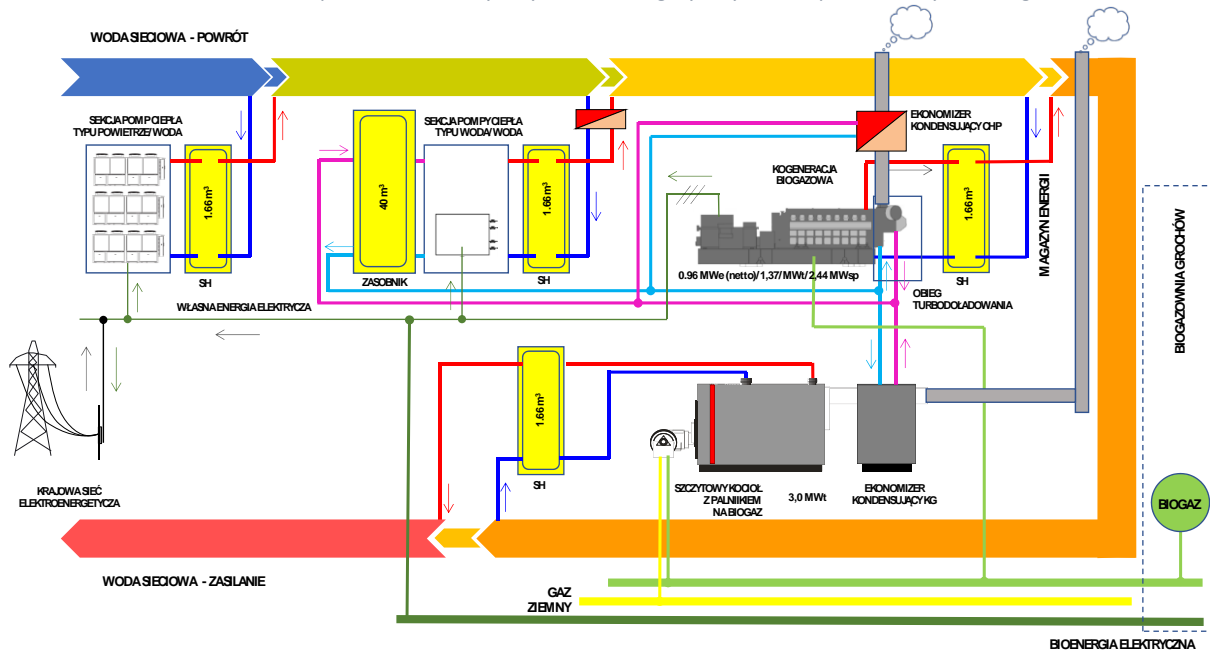
1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni

Przyjęta do realizacji koncepcja budowy zintegrowanego systemu energetycznego /Demonstrator Technologii (DT)/ pn. „Elektrociepłownia Przyszłości – Bezpieczna i Czysta Energia dla Sokołowa” /EP BICES/, opracowana w fazie przygotowania projektu, została zoptymalizowana w trakcie realizacji Etapu I. W trakcie trwania Etapu II, koncepcja jest uszczegółowiana do poziomu dokumentacji technicznej i budowlanej. Zasoby wdrażanego systemu będą tworzyć następujące komponenty:

- A. Nowa biogazownia zlokalizowana obok istniejącej w Grochowie Szlacheckim
 - moc w wytwarzanym biogazie 4,5 MW.
- B. Stacja uzdatniania/uszlachetniania biogazu z kompresorem
 - parametry na wyjściu: 90% CH₄ oraz wartość opałowa 34 MJ/Nm³, ciśnienie do 0,5 MPa.
- C. Bio-gazociąg i linia SN 15 kV infrastruktura budowana w układzie powiązonym o długości ok. 9 km łącząca zasoby zlokalizowane w Grochowie Szlacheckim (domena G) z zasobami zlokalizowanymi w Sokołowie Podlaskim (domena SP). Przesyłane media to: biometan i energia elektryczna.
- D. Zintegrowany System Wytwarzania Ciepła OZE, którego elementy będą stanowić:
 - 1. Blok bio-kogeneracji 0,999 MWe (bCHP zasilany biometanem, którym będzie doprowadzany z biogazowni. System modułów kogeneracyjnych powiązany będzie w układzie chłodzenia turbodoładowania z wysokotemperaturową, sprężarkową pompą ciepła typu woda-woda z napędem elektrycznym o mocy cieplnej 173 kW (punkt pracy A7:W70).
 - 2. Kocioł wielopaliwowy o mocy 3,0 MW, który będzie pracował zasilany paliwem w postaci biogazu tak jak opisano powyżej dla bloku kogeneracji (oraz w sytuacjach szczytowego zapotrzebowania ciepła, zasilany gazem ziemnym).
 - 3. System sprężarkowych, wysokotemperaturowych pomp ciepła w liczbie 3 szt. z napędem elektrycznym o mocy cieplnej 173 kW (punkt pracy A7:W70) typu powietrze-woda, który zasilany będzie energią elektryczną z bloku bCHP oraz energią elektryczną z zewnętrznego źródła OZE, doprowadzoną przy wykorzystaniu nowobudowanej linii SN 15 kV z miejscowości Grochów Szlachecki.

Opisany powyżej zintegrowany system energetyczny zasilał będzie w ciepło wydzielony obieg sieci ciepłowniczej w Sokołowie Podlaskim, do którego są przyłączeni odbiorcy, gdzie powierzchnia użytkowa wynosi łącznie ponad 91 tys. m² (ciepło) i powyżej 89 tys. m² (ciepła woda), a powierzchnia mieszkaniowa 73 tys. m². Zakładany udział OZE w rocznym wolumenie energii cieplnej wytworzonej w powyżej opisanym systemie energetycznym, zasilającym wydzielony obieg wyniesie co najmniej 95,48%.

Rysunek 1 - Koncepcja zintegrowanego systemu energetycznego
 "Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym – Bezpieczna i Czysta Energia dla Sokołowa"



Zmiany organizacyjne pod względem zintegrowania nowego systemu z istniejącym miejskim systemem ciepłowniczym będą tak przeprowadzone, aby nie naruszyć w istotny sposób istniejącego modelu pracy przedsiębiorstwa ciepłowniczego.

Przyjęta koncepcja zintegrowanego systemu energetycznego została potwierdzona na etapie prac badawczych i pozwala na uzyskanie wymaganych parametrów i wskaźników w połączeniu z domeną wytwarzania biometanu (paliwa), infrastruktury sieciowej oraz wydzielonym obiegiem sieci ciepłowniczej.

2. Lokalizacja Demonstratora Technologii

Prezentowana koncepcja zakłada lokalizację przedsięwzięcia w województwie mazowieckim, na terenie Powiatu Sokołowskiego, w mieście Sokołów Podlaski i gminie Sokołów Podlaski. Demonstrator łączy trzy, obecnie odrębne domeny:

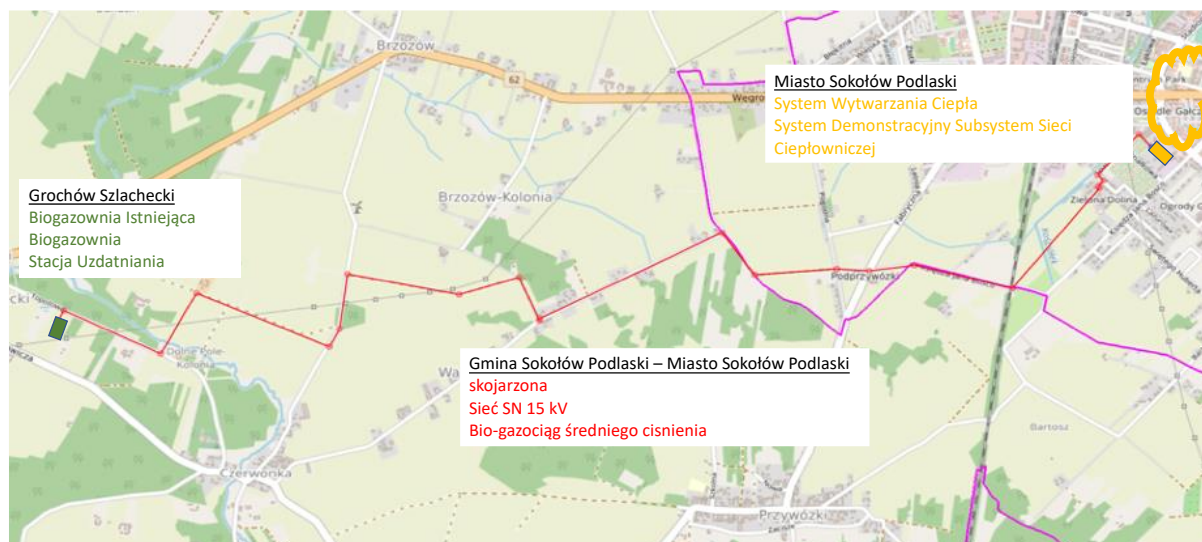
- Pierwsza domena: system ciepłowniczy istniejący na terenie miasta Sokołów Podlaski.
- Druga domena: biogazownia pracująca w oddalonym o 8 km Grochowie Szlacheckim.
- Trzecia domena: infrastruktura sieciowa, którą stanowi biogazociąg oraz linia SN 15 kV, która łączy dwie wyżej wymienione domeny i związana jest z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE) oraz siecią dystrybucyjną PGED.

Lokalizacje poszczególnych elementów DT znajdują się w następujących obszarach administracyjnych:

- Grochów Szlachecki/gmina Sokołów Podlaski: Biogazownia razem z Systemem Uszlachetniania biogazu do biometanu;
- gmina Sokołów Podlaski: skojarzona sieć 15 kV i gazociągu - odcinek o długości 6.397 m;
- miasto Sokołów Podlaski: skojarzona sieć 15 kV i gazociągu - odcinek o długości 2.873 m, dwupaliwowy kocioł gazowy, elektrociepłownia skojarzona z systemem wytwarzania ciepła pomp ciepła: woda-woda i powietrze-woda, wydzielony obieg sieci ciepłowniczej (subsystem).

Poniższy rysunek wskazuje lokalizacje Demonstratora Technologii, które obejmują wszystkie, opisane powyżej domeny.

Mapa 1 - Lokalizacja Demonstratora Technologii



Pracujący w pierwszym obszarze system ciepłowniczy został zmodernizowany w ostatnich 6 latach i obecnie obejmuje: w pełni preizolowaną sieć ciepłowniczą o długości ok. 12 km oraz system wytwarzania ciepła w bloku kotłowni węglowej 2 x 6,5 MW, kotłowni gazowej 3 MW i elektrociepłowni gazowej 2 x 0,5 MWe. Jednym z efektów przeprowadzonej modernizacji było wyprowadzenie systemu ciepłowniczego z obowiązku uczestniczenia w handlu uprawnieniami do emisji tzw. ETS.

Sieć ciepłownicza jest własnością Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno-Komunalnych Spółka z o.o. prowadzącego działalność gospodarczą między innymi w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji ciepła na terenie miasta Sokołów Podlaski. Sieć ciepłownicza o długości 25,9 km zasila w gorącą wodę węzły cieplne w ilości 223 sztuk zlokalizowane w budynkach przemysłowych, mieszkalnych i użyteczności publicznej. Z ciepłowni miejskiej wychodzą dwie magistrale ciepłownicze o średnicy DN 200 i DN 300. Na potrzeby Systemu Demonstracyjnego skonfigurowany zostanie wydzielony obieg (gałąź „B”), którego zapotrzebowanie na ciepło to około 40% zapotrzebowania pełnej sieci.

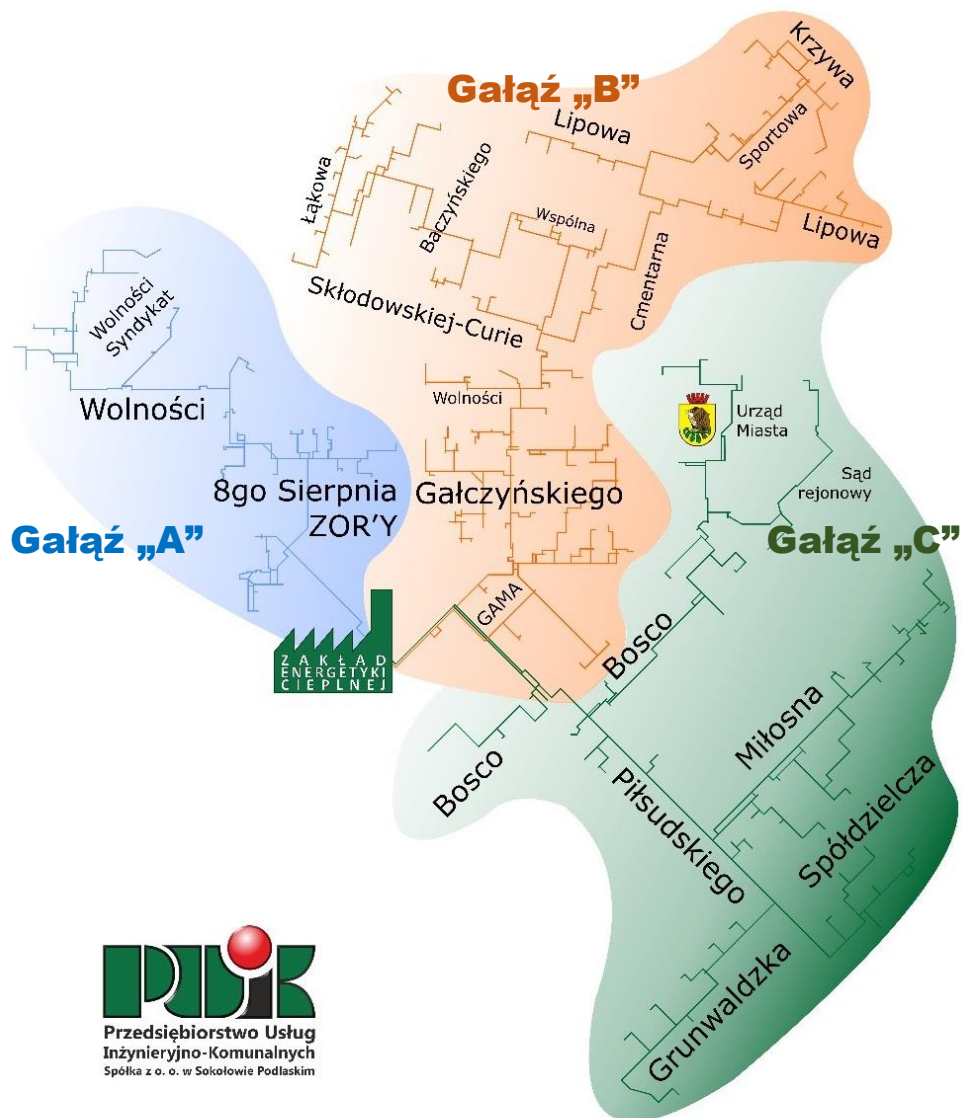
Wydzielona sieć (gałąź „B”) obejmie swoim zasięgiem 1406 lokali znajdujących się w 123 budynkach o łącznej powierzchni użytkowej 91 172,17 m². Przy czym powierzchnia, do której dostarczana będzie ciepła woda użytkowa (CWU), to 89 912,39 m², a powierzchnia mieszkalna, to 73 019,41 m². Zakładany wskaźnik OZE w wydzielonym obiegu, to co najmniej: 95,48%.

Poniższa tabela obrazuje charakterystyczne parametry wydzielonego obiegu.

Tabela 1 - Parametry wydzielonego obiegu sieci ciepłowniczej (subsystem)

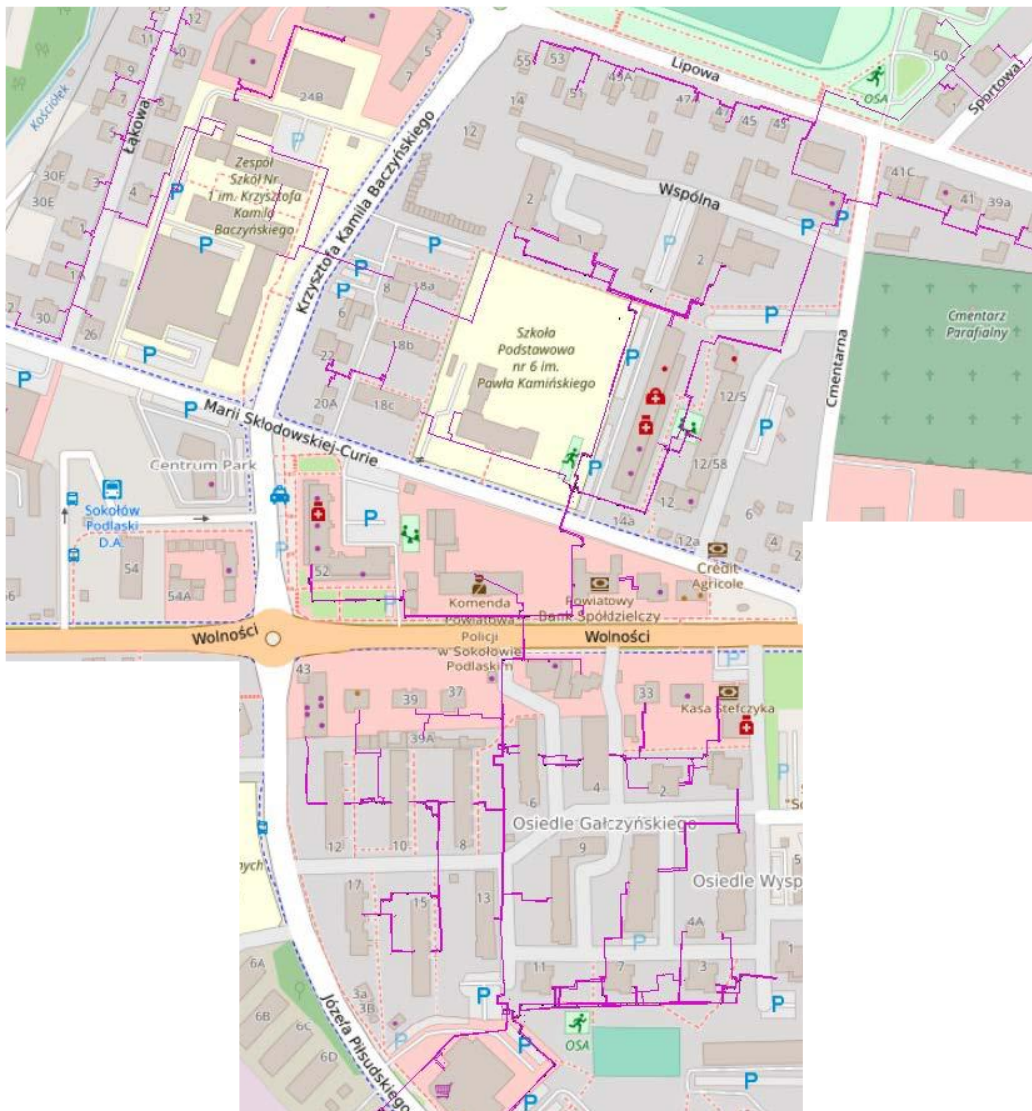
Parametr	Jedn.	Wartość	UWAGI
łąćzna powierzchnia ogrzewana (CO)	m ²	91 172.17	
łąćzna powierzchnia ogrzewana (CO) z przygotowaniem CWU (odbiorcy A)	m ²	89 912.39	
łąćzna powierzchnia ogrzewana (CO) bez przygotowania CWU (odbiorcy B)	m ²	1 259.78	
Termodynamiczne zapotrzebowanie ciepła netto (na wymiennikach) energii na potrzeby CWU (odbiorcy A)	MWh/rok	2 703.4	obliczenia przy założeniu: zapotrz. jedn. = 1,6 l/(m ² ·24h) ; T _z =55°C ; T _p =10°C; c _w = 4.178 J/(kg·K); r _w = 985.73 kg/m ³ (wg zał. B)
Termodynamiczne zapotrzebowanie ciepła brutto (na wymiennikach) energii na potrzeby CWU	MWh/rok	4 136.50	Dane uwzględniają straty w transporcie i magazynowaniu ciepła
łąćzne zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców na potrzeby CO oraz przygotowanie CWU	MWh/rok	11 158.50	Dane uwzględniają straty w transporcie i magazynowaniu ciepła
Rzeczywiste zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców na CO [MWh/rok]	MWh/rok	7 021.86	
Rzeczywiste jednostkowe zapotrzebowania na energię do CO	kWh / (m ² ·rok)	77.02	

Mapa 2 - Obiegi sieci ciepłowniczej (subsystem)



Szczegółowa topologia wydzielonego obiegu pokazana jest na rysunku poniżej.

Mapa 3 - Topologia wydzielonego obiegu



Demonstrator Technologii charakteryzuje się dużą rozległością. Jego domeny położone są na terenie gminy i miasta Sokółka Podlaski. Ze względu na dużą odległość pomiędzy źródłem zapewniającym paliwo (biogazownia skojarzona ze stacją uzdatniania) a systemem wytwarzania ciepła zaistniała konieczność budowy infrastruktury sieciowej o długości ponad 9 km.

3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni

3.1. Wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS18

Rozdział niniejszy przedstawia wnioski dotyczące modelowania numerycznego, zrealizowanego za pomocą oprogramowania TRNSYS18.

WNIOSEK PIERWSZY

W ramach modelowania bazowego, numerycznego modelu skorzystano z regulaminowych, konkursowych parametrów statycznych i dynamicznych, takich jak dane meteorologiczne i dane termodynamiczne zapotrzebowania na ciepło. Jednocześnie wykonano analogiczne obliczenia symulacyjne przyjmując rzeczywiste parametry styczne i dynamiczne występujące w miejscu lokalizacji demonstratora. Podstawowe dane zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 2 - Wykaz głównych rezultatów obliczeń symulacyjnych

Parametr	Jedn.	Dane konkursowe	Dane rzeczywiste
Sprawność ogólna demonstratora	%	91,82	91,87
Udział OZE	%	95,45	97,34
Strat procesowe ciepła w trybie priorytetowej pracy modułu CHP	MWh/rok	1 221	637

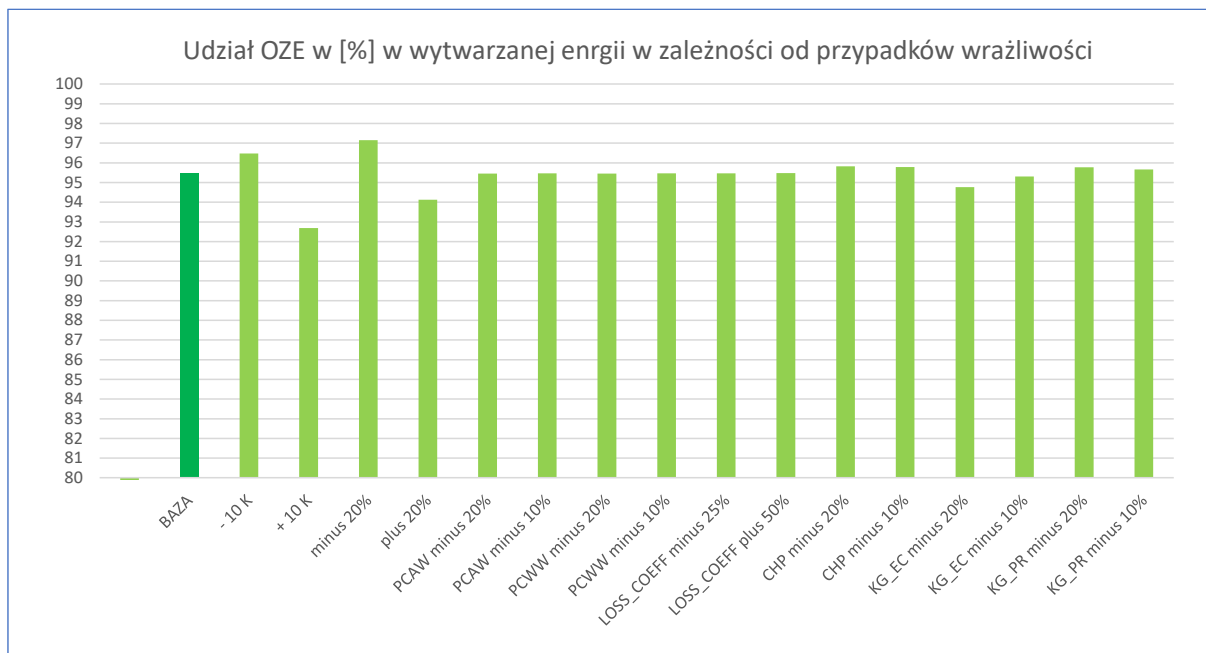
Na podstawie porównania sprawności oraz udziału OZE można stwierdzić, że dane konkursowe okazały się reprezentatywne mimo tego, że dotyczą innej lokalizacji oraz pomimo znaczącej różnicy w profilowaniu zapotrzebowania na przygotowanie CWU w odniesieniu do danych rzeczywistych. Ta rozbieżność przyczyniła się tylko do różnicy w wielkości strat ciepła procesowego, efektywności ekonomicznej oraz niewielkiej różnicy LCOH.

WNIOSEK DRUGI

Wyniki obliczeń symulacyjnych zilustrowane na rysunkach poniżej (Rysunek 2 - Udział OZE w analizowanych przypadkach wrażliwości oraz Rysunek 3 - Odchyłka (Odch_D) udziału OZE anal. wariantów odniesiona do deklarowanego poziomu OZE) w zakresie udziału OZE jednoznacznie wskazują, że opracowany Demonstrator Technologii spełnia warunki konkursowe w zakresie udziału OZE gdyż jego udział w strumieniu wytwarzanej energii w wersji bazowej wynosi zawsze powyżej 80%.

Zaznacza się ponadto, że dotrzymano również deklarowaną wartości udziału OZE na poziomie 95%. Poza trzema wyjątkami warunek powyższy spełnia aż 13 przypadków poddanych analizie wrażliwości. Dwa przypadki o szczególnie wrażliwych parametrach wykazują tylko nieznaczny jej spadek.

Rysunek 2 - Udział OZE w analizowanych przypadkach wrażliwości



To zagadnienie w sposób bardziej wyrazisty przedstawiono na rysunku poniżej (*Rysunek 3 - Odchyłka (Odch_D) udziału OZE anal. wariantów odniesiona do deklarowanego poziomu OZE*), na którym prezentowane są odchyłki (O_{dch_D}) od wartości deklarowanej wyrażone w [%] - wyznaczone według zależności jak niżej:

$$O_{dch_D} = 100 \cdot (U_{OZE_A} - U_{OZE_D}) / U_{OZE_D}$$

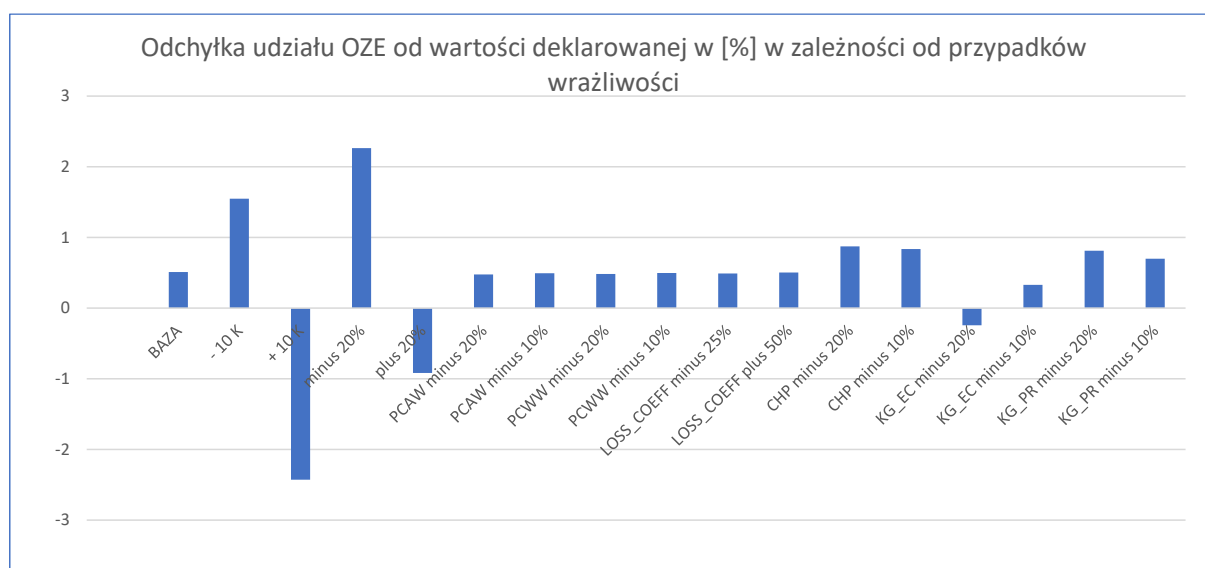
gdzie:

U_{OZE_A} – udział OZE w wariantcie poddanym analizie wrażliwości (przypadki od 1 do 17 Rys.2),

U_{OZE_D} – deklarowany udział OZE,

$U_{OZE_D} = 95.00 \%$

Rysunek 3 - Odchyłka (Odch_D) udziału OZE anal. wariantów odniesiona do deklarowanego poziomu OZE



Stosując powyższą miarę oceny demonstratora stwierdza się, że tylko 3 na 17 analizowanych przypadków wykazuje niskie ryzyko odchyłki od wariantu bazowego. Inaczej ujmując opracowany demonstrator nie wykazuje ryzyka nie dotrzymania deklarowanego udziału energii kwalifikowanej do OZE.

WNIOSEK TRZECI

Ze skutkiem pozytywnym potwierdzono też zasadność tez postawionych we wszystkich problemach badawczych. Analizy dokonani w kontekście dyrektyw: EPBD, RED II, EED, które stanowią zasadnicze ramy dla dalszego funkcjonowania i rozwoju systemów ciepłowniczych w Polsce.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze, w tym kogeneracyjne, w coraz szerszym zakresie i w coraz dłuższym horyzoncie są obejmowane przepisami unijnymi mającymi na celu obniżanie emisji CO₂ i poprawę efektywności energetycznej. W szczególności nowelizacje dyrektyw w sprawie:

- promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych 2018/2001 z 11.12.2018 (RED II),
- efektywności energetycznej 2018/2002 z 11.12.2018 (EED),
- charakterystyki energetycznej budynków (EPBD)

znacząco przyspieszą proces transformacji systemów ciepłowniczych (OZE, ciepło odpadowe, wysokosprawna kogeneracja lub miks tych technologii) w kierunku budowy efektywnych systemów energetycznych i lepszego wykorzystania potencjału już istniejących efektywnych systemów ciepłowniczych oraz poszukiwania optymalnych rozwiązań dostaw ciepła i ciepłej wody użytkowej.

Powyższe dyrektywy są ze sobą powiązane i sposób ich implementacji na poziomie krajowym wymaga spójnego podejścia i przyjęcia rozwiązań wzajemnie ze sobą współgrających. Ze względu na dużą elastyczność w wyborze narzędzi i sposobów realizacji celów określonych w przepisach unijnych,

konieczne jest przyjęcie rozwiązań z jednej strony efektywnych kosztowo z punktu widzenia cen ciepła i chłodu, a z drugiej strony przyczyniających się w jak największym stopniu do redukcji emisji CO₂ i oszczędności zużycia energii pierwotnej i końcowej.

Zmiana technologii produkcji ciepła i/lub zmiana miks paliwowego będzie warunkiem koniecznym z punktu widzenia spełnienia standardów energetycznych nowych budynków i budynków podlegających głębokiej renowacji od 1 stycznia 2021 r. Nowe, ambitniejsze wskaźniki nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla potrzeb ogrzewania, wentylacji i ciepłej wody (EP), ale również chłodu, wymuszą wprowadzenie do miks paliwowego odnawialnych źródeł energii lub/i ciepła odpadowego – w przeciwnym razie nie będzie możliwe podłączenie nowych budynków i budynków po głębokiej renowacji do systemów ciepłowniczych. Mając na uwadze wzrost liczby budynków podlegających renowacji (dyrektywa EPBD – nowy art. 2a: obowiązek przyjęcia przez państwa członkowskie długoterminowej strategii renowacji) i wzrost liczby nowych budynków, systemy ciepłownicze, które nie dostosują się do nowych wymagań, będą stopniowo tracić klientów.

Powyższe rozważania pozwalają na postawienie tezy, że potencjał Demonstratora Technologii w znakomitym stopniu jest pozycjonowany właściwie w odpowiedzi na uwarunkowania najbliższych lat związanych z transformacją ciepłownictwa.

WNIOSEK CZWARTY

Spełnione zostały wszelkie wymagania w zakresie skalowalności modelu numerycznego. Osiągnięto poziom skalowalności znacznie przekraczający wartość 20 MWt. Ta cecha pozwala na szerokie zastosowanie prezentowanej koncepcji, także w obszarach innych niż ciepłownictwo.

WNIOSEK PIĄTY

Podczas budowy modelu numerycznego wyczerpano już graniczne możliwości programu TRNSYS18 co wskazuje na jego złożoność (modelu) a także na konieczność dokonania rozwoju programu TRNSYS18 przez jego twórców lub/i dokonania uproszczeń w dalszym procesie modelowania.

Modelowanie bazowe numerycznego modelu przy wykorzystaniu programu TRNSYS18 w oparciu o zadane konkursowe parametry statyczne i dynamiczne dało możliwość pozytywnej weryfikacji wymaganych wskaźników, skalowalności systemu i jednocześnie wskazało na ograniczenia zastosowanego oprogramowania.

3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych

Tabela 3 - Zestawienie wymagań obligatoryjnych projektu zawiera zestawienie wymagań, do których osiągnięcia zobligowani byli uczestnicy Przedsięwzięcia. Wymagania 1 do 4 oraz 6,7 dotyczą prezentowanej koncepcji i zostały spełnione. Wymaganie 5 – Zasilanie Magazynu Sezonowego nie dotyczy opisywanego rozwiązania.

W ocenie Konsorcjum, komentarza wymagają dwa z spośród zaprezentowanych wymagań: 6 – Zakaz zakupu ciepła oraz 3 - Źródła OZE w lokalnym systemie energetycznym.

W celu spełnienia wymagania 6 - Zakaz zakupu ciepła, konsorcjum zastosowało rozwiązanie zastępcze polegające na zastosowaniu lokalnego kotła zasilanego biogazem, przeznaczonego do podgrzewania substratu w okresie zimowym. Rozwiązanie to jest rozwiązaniem zastępczym dlatego, że optymalnym z punktu widzenia projektu było by pobieranie (np. w sposób nieodpłatny) ciepła odpadowego z kogeneratora biogazowego ulokowanego w instalacji jednego z konsorcjantów lub dostawców energii elektrycznej OZE.

W celu spełnienia wymagania 3 - Źródła OZE w lokalnym systemie energetycznym, konsorcjum ograniczyło możliwy do osiągnięcia poziom integracji lokalnych źródeł OZE w Demonstratorze, co wynikało z zastosowanego w przedsięwzięciu mechanizmu obliczania udziału OZE w Demonstratorze. Mechanizm ten zakłada, że wprowadzona do Demonstratora energia z zewnętrznych źródeł OZE przekraczająca 15% bilansu, traktowana jest jako energia czarna.

Tabela 3 - Zestawienie wymagań obligatoryjnych projektu

Lp.	Nazwa wymagania	Spełniam / Nie spełniam / Nie dotyczy	
1	Kogeneracja 100% OZE	SPEŁNIAM	
2	Zdolność sprzedaży energii elektrycznej	SPEŁNIAM	
3	Źródła OZE w lokalnym systemie energetycznym	SPEŁNIAM	
4	Uwarunkowania dla modelowania	SPEŁNIAM	
5	Zasilanie Magazynu Sezonowego	NIE DOTYCZY	
6	Zakaz zakupu ciepła	SPEŁNIAM	
7	Udział Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) w Demonstratorze Technologii	SPEŁNIAM	

3.3. Kogeneracja

Układy kogeneracyjne bazujące na gazowych silnikach tłokowych w zakresie mocy od kilkudziesięciu kilowatów do kilku megawatów posiadają najniższą cenę za kW mocy zamontowanej ustępują jedynie agregatom prądotwórczym Diesla. Posiadają jednak przy tym niski poziom emisji ze spalin (ok dziesięciokrotnie niższa od Diesli) przy zachowaniu wysokiej sprawności przetwarzania energii chemicznej paliwa w energię elektryczną, możliwości wykorzystania ciepła odpadowego w postaci ciepła wysokoparametrowego oraz znacząco niższy koszt paliwa. Gazowe układy kogeneracyjne stanowią najlepszy kierunek przy budowie nowoczesnych elektrociepłowni o mocy zamontowanej do kilkudziesięciu megawatów.

Podstawą doboru układu do skojarzonej produkcji energii elektrycznej oraz ciepła stanowiącego część Demonstratora Technologicznego było uzyskanie technicznej możliwości pracy urządzenia przez minimum 8000 godzin w ciągu roku (92% czasu). W przypadku przewymiarowania maszyny w okresie letnim kiedy zapotrzebowanie na ciepło było by niższe od minimum techniczne doprowadzało by to do permanentnego wytracania ciepła na chłodni lub wyłączenia spowodowanego znaczącym wzrostem kosztu produkcji ciepła. Z kolei dobór mniejszej maszyny powodowałby konieczność zakupu energii z sieci jak i podwyższał cenę produkcji ciepła. Doświadczenia wnikające z analizy systemów cieplnych wskazują, że zapotrzebowanie na energię w okresie letnim wynosi od 10 do 20% okresu o szczytowym zapotrzebowaniu. Stąd moc układu kogeneracyjnego winna być tak dobrana, aby minimum techniczne odpowiadało potrzebom systemu cieplnego w okresie letnim. Można to osiągnąć na dwa sposoby budując układy redundantne, np. dwa agregaty o mocy 500kWe o regulacyjności 60-100% lub jeden agregat kogeneracyjny o głębokiej regulacyjności np. 40-100%. W związku z optymalizacją oraz znacząco mniejszej powierzchni zabudowy zdecydowano się w Demonstratorze Technologicznym na zabudowę układu o głębokiej regulacji. Odpowiednio zbalansowany układ kogeneracyjny stanowi również rezerwar mocy cieplnej. W przypadku maksymalnego zapotrzebowania na moc systemu agregat kogeneracyjny ma możliwość do obniżenia swojej mocy elektrycznej dzięki czemu powstała nadwyżka paliwa może być wykorzystana w kotle wodnym i wykorzystana do dogrzania systemu. Takie akcyjno-reakcyjne działanie daje ciągłość produkcji odnawialnej energii elektrycznej wykorzystywanej do procesu.

W związku z podwyższaniem bezpieczeństwa energetycznego przedsiębiorstw energetycznych jak i krajowego systemu energetycznego. Nowo dołączane urządzenia wytwórcze muszą nie tylko spełniać wymagania kodeksu sieci tzn. wspomagać system w przypadku rozchwiania spowodowanego odłączeniem znaczącego źródła mocy lub podłączeniem znaczącego odbiornika mocy np. miasto. Ale również mogą pełnić funkcję awaryjnego źródła energii elektrycznej. W przemyśle działanie bez synchronizacji z siecią elektroenergetyczną nosi nazwę pracy wyspowej, w ciepłownictwie nosi nazwę

wioski energetycznej. Budowa takich źródeł jest nie zgodna z obecnym trendem w rozwoju technologii kogeneracyjnej.

Wykorzystanie systemu kogeneracji było jedynym możliwym rozwiązaniem pozwalającym na uzyskanie wymaganych parametrów w zakresie budowy elektrociepłowni przy określonym budżecie i wymaganiach w zakresie uzyskanych parametrów OZE i pokrycia zapotrzebowania na energię i przy założonej / wymaganej wyważonej cenie ciepła.

4. Analiza kosztów ciepła

4.1. Analiza LCOH

Osiągnięte przez konsorcjum, na etapie prac symulacyjnych i projektowych, bazujące na opracowanych przez NCBR modelach ekonomicznych, opartych na danych z pierwszego kwartału 2021 roku wyniki dotyczące LCOH wyniosły: 37,94 zł/GJ (133,6 zł/MWh) dla parametrów modelowych podanych przez NCBR oraz 35,54 zł/GJ (127,93 zł/MWh) dla parametrów rzeczywistych opracowanych na bazie danych z PUIK. Wartość LCOH oscylująca wokół 35-40 zł/GJ, to w warunkach rzeczywistych cena ciepła w taryfie trzyskładnikowej (energia, przesył, moc zamówiona) obowiązująca w polskim ciepłownictwie w sezonie 2020/2021 dla systemów ciepłowniczych bazujących na źródłach węglowych poniżej 20MW.

Z oczywistych względów, wartości te odbiegają od aktualnych danych rynkowych, które uległy drastycznej zmianie po załamaniu się rynków energii pod koniec 2021 roku i na początku 2022 roku.

Gdyby do obliczeń, jako punkt odniesienia przyjąć założenia, że rynkowa (jednoskładnikowa) cena ciepła w polskich warunkach (wrzesień 2022), to:

- A. cena paliwa (dla uproszczenia założono źródło w 100% węglowe lub w 100% zasilane gazem ziemnym)
- B. cena uprawnień do emisji (dla instalacji powyżej 20MW)
- C. przyjęta wskaźnikowo suma wartości: amortyzacji i innych uzasadnionych kosztów operacyjnych na poziomie 15%
- D. sprawność sieci przesyłowej i dystrybucyjnej na poziomie 89%

Otrzymujemy:

ad. A

Dla źródła węglowego:

Przyjmując dla obliczeń hipotetyczną cenę zakupu miały węglowego w wysokości 1950 zł za tonę dla kontraktów długoterminowych z drugiego półrocza 2022 roku, zakładając wartość opałową paliwa 21,76MJ/kg, sprawność instalacji na poziomie 80% oraz sprawność sieci dystrybucyjnej i przesyłowej na poziomie 88%, otrzymujemy koszt wyprodukowania 1GJ energii cieplnej (cena paliwa) w wysokości: 127,29 zł/GJ (458,25 zł/MWh)

Dla źródła gazowego:

Przyjmując dla obliczeń cenę zakupu gazu ziemnego w dniu 2-go września 2022 roku w kontrakcie długoterminowym na rok 2024 w wysokości 623,33 zł/MWh zakładając sprawność instalacji na poziomie 95%, sprawność sieci dystrybucyjnej i przesyłowej na poziomie 88%, otrzymujemy koszt wyprodukowania 1GJ energii cieplnej (cena paliwa) w wysokości: 207,11 zł/GJ (745,61 zł/MWh).

ad. B

Zakładając cenę uprawnień do emisji CO₂ (cena średnia, notowanie z dnia 2022-09-02) wynoszącą 77,91 EUR/t (367,30 zł/t, kurs EUR/PLN w oparciu o notowania NBP z dnia 2022-09-02), opierając się na wskaźniku emisyjności CO₂ wynoszącym 94,94kg/GJ dla źródła węglowego i 55,33kg/GJ dla źródła gazowego (KOBIZE grudzień 2021) otrzymujemy koszt uprawnień na poziomie:

34,87 zł/GJ (125,54 zł/MWh) dla źródła węglowego

oraz

20,32 zł/GJ (73,16 zł/MWh) dla źródła gazowego

ad. C

Przyjmując wskaźnik amortyzacji i innych uzasadnionych kosztów operacyjnych (obliczonych od kosztów wytworzenia energii) na poziomie 15%, otrzymujemy:

19,09 zł/GJ (68,74 zł/MWh) dla źródła węglowego

oraz

31,07 zł/GJ (111,84 zł/MWh) dla źródła gazowego

Sumując powyższe wartości otrzymujemy rynkową wartość odniesienia LCOH:

- A) 146,39 zł/GJ (526,99 zł/MWh) dla instalacji węglowych nie objętych obowiązkiem ETS
- B) 181,26 zł/GJ (652,53 zł/MWh) dla instalacji węglowych objętych obowiązkiem ETS
- C) 238,18 zł/GJ (857,45 zł/MWh) dla instalacji gazowych nie objętych obowiązkiem ETS
- D) 258,50 zł/GJ (930,61 zł/MWh) dla instalacji gazowych objętych obowiązkiem ETS

Demonstrator, prezentowany w niniejszym opracowaniu pozwala w zależności od przyjętych założeń makroekonomicznych, takich jak sposób finansowania inwestycji, subsydiowanie lub jego brak jednego rodzaju działalności innym, itp. na funkcjonowanie przy każdej z ww. wartości LCOH. Optymalną komercyjną wartością dla obowiązujących w dniu 2-go września 2022 roku warunków ekonomicznych jest wartość pomiędzy 152,75 zł/GJ a 187,62 zł /GJ czyli wartość odpowiadająca poziomom osiąganym współcześnie przez źródła węglowe.

4.2. Analiza efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii

Przyjmując jako bazę do obliczeń parametry Demonstratora (wariant 01.01.2024 – 31.12.2026) oraz powyżej obliczone bazowe wartości LCOH (w czterech wariantach: węglowym i gazowym oraz bez obowiązku i obowiązkiem ETS) a także notowania rynkowe z dnia 2-go września 2022 roku, tj:

Tabela 4 - dane bazowe do analizy efektywności energetycznej

L.P.	Parametr	jedn.	Wartość	Cena / Koszt
1	Ciepło dostarczone do odbiorców	MWh/rok	11 126	-
2	Wytworzona energia elektryczna	MWh/rok	6 058	-
3	Wytworzona energia zawarta w biogazie	MWh/rok	21 314	-
4	Wytworzona energia zawarta w biometanie	MWh/rok	19 129	-
5	Zakup EEL. OZE	MWh/rok	4 026	785,42 ¹
6	Sprzedana EEL. OZE	MWh/rok	7 104	961,83 ²
7	Zużycie substratu	Mg/rok	25 588	250,00 ³
8	Zużycie gazu ziemnego	MWh/rok	1 045	623,33 ⁴
9	Produkcja energii cieplnej w CHP	MWh/rok	7 126	-
10	Produkcja energii cieplnej w pompach A/W	MWh/rok	1 609	-
11	Zużycie energii cieplnej w pompach A/W	MWh/rok	743	-
12	Produkcja energii cieplnej w pompach W/W	MWh/rok	1450	-
13	Zużycie energii cieplnej w pompach W/W	MWh/rok	376	-
14	Produkcja energii cieplnej w kotle - gaz	MWh/rok	1 001	-
15	Produkcja en. Ciepłej w kotle - biogaz	MWh/rok	2 401	-

Otrzymujemy dla wariantu węglowego, odniesionego do LCOH bez naliczonych kosztów ETS :

1. Przychody roczne na poziomie: 12 696,14 tys. zł
2. Koszty bezpośrednie na poziomie: 10 210,48 tys. zł
3. Koszty pośrednie (15% liczone od kosztów bezpośrednich) na poziomie: 1 904,42 tys. zł
4. Co daje Efektywność Ekonomiczną / 3 lala na poziomie: 1 743,73 tys. zł

¹ Przyjęto TGeOffPeak dla kontraktów w dniu 2022-09-02

² Przyjęto TGePeak dla kontraktów w dniu 2022-09-02

³ Wartości ustalone w oparciu o kontrakty na terenie woj. mazowieckiego (część wschodnia) w dniu 2022-09-02

⁴ Przyjęto TGE GAS_BASE_Y_24 notowanie z dnia 2022-09-02

Natomiast dla wariantu węglowego, odniesionego do LCOH z naliczonymi kosztami ETS :

1. Przychody roczne na poziomie: 14 092,87 tys. zł
2. Koszty bezpośrednie na poziomie: 10 210,48 tys. zł
3. Koszty pośrednie (15% liczone od kosztów bezpośrednich) na poziomie: -2 113,93 tys. zł
4. Co daje Efektywność Ekonomiczną / 3 lata na poziomie: 5 305,37 tys. zł

Otrzymujemy dla wariantu gazowego, odniesionego do LCOH bez naliczonych kosztów ETS :

5. Przychody roczne na poziomie: 16 372,85 tys. zł
6. Koszty bezpośrednie na poziomie: 10 210,48 tys. zł
7. Koszty pośrednie (15% liczone od kosztów bezpośrednich) na poziomie: 2 455,93 tys. zł
8. Co daje Efektywność Ekonomiczną / 3 lata na poziomie: 11 119,32 tys. zł

Natomiast dla wariantu gazowego, odniesionego do LCOH z naliczonymi kosztami ETS :

5. Przychody roczne na poziomie: 17 186,84 tys. zł
6. Koszty bezpośrednie na poziomie: 10 210,48 tys. zł
7. Koszty pośrednie (15% liczone od kosztów bezpośrednich) na poziomie: 2 578,03 tys. zł
8. Co daje Efektywność Ekonomiczną / 3 lata na poziomie: 13 195,00 tys. zł

Należy podkreślić, że analiza nie uwzględnia żadnego systemu wsparcia OZE (biogazu, biometanu, zielonej energii elektrycznej, itp.) .

Wstępne analizy ekonomiczne oparte na bieżących cenach rynkowych przeprowadzane przez Konsorcjum wykazują, że jest możliwe dalsze poprawienie wyników ekonomicznych wymaga to jednak:

- kontraktowania zakupów substratu ze znaczącym wyprzedzeniem i w kontraktach długoterminowych umożliwiające optymalizację jego ceny,
- dywersyfikacji substratów w kierunku wykorzystania odpadów poprodukcyjnych z produkcji przemysłu spożywczego (np. odpady z ubojni, pomiot kurzy, itp.),
- zakup gazu ziemnego w kontraktach długoterminowych z wyprzedzeniem 2-3 letnim
- maksymalizację produkcji energii elektrycznej w godzinach najwyższych cen i jej sprzedaż na rynkach RDN i RDB (Rynek Dnia Następnego, Rynek Dnia Bieżącego) lub co jest rekomendowane przez Konsorcjum, tworzenie lokalnych sieci energetycznych pozwalających na sprzedaż własnej zielonej energii elektrycznej do lokalnych odbiorców, co umożliwi zarówno uzyskanie lepszego efektu ekonomicznego po stronie wytwórców jak i efektu ekologicznego (zmniejszenie śladu węglowego) po stronie odbiorców – lokalnych producentów i usługodawców,
- zwiększenia stopnia integracji źródeł energii elektrycznej OZE.

5. Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące

Technologii Elektrociepłowni

5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora

Realizacja inwestycji OZE, choć z założenia ma na celu poprawę jakości środowiska, wpływa na nie w stopniu porównywalnym do analogicznych inwestycji infrastrukturalnych. W przypadku prezentowanego Przedsięwzięcia najbardziej dotkliwe bariery prawne związane są z realizacją budowy biogazowni. Zgodnie z istniejącymi przepisami na etapie przygotowania inwestycji przed wejściem w fazę projektowania istnieje konieczność:

- Wykonania KIP i złożenia wniosku o wydanie decyzji środowiskowej.
- Uzyskania Decyzji Środowiskowej o konieczności wykonania Raportu Oddziaływania Środowisko.
- Opracowania i przekazania do rozpatrzenia Raportu Oddziaływania na Środowisko.
- Uzyskania decyzji w zakresie przyjęcia Raportu Oddziaływania na Środowisko.
- Złożenia wniosku o wydanie decyzji w zakresie uzgodnienia Warunków Zabudowy.
- Uzyskania decyzji w zakresie uzgodnienia Warunków Zabudowy.

Przy każdym z tych procesów niezbędne jest powtórzenie procedur uzyskania uzgodnień z takimi instytucjami jak:

- Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska
- Wojewódzka Dyrekcja Ochrony Środowiska
- Minister Klimatu i Środowiska
- Stacja Sanitarно- Epidemiologiczna

Złożoność wymaganych przepisami prawa kroków formalnych konsumuje czas i energię inwestora. W opinii Konsorcjum wymagane są zmiany w przepisach, które pozwolą na wyeliminowanie nieuzasadnionej powtarzalności czynności i pozwolą na optymalizację procesu.

5.2. Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Elektrociepłowni

Kontekst globalny / europejski

Proces transformacji energetycznej prowadzonej w sposób sprawiedliwy i zrównoważony to zagadnienie o charakterze globalnym. Dyskusje na temat energetyki i jej przyszłości prowadzone są w warunkach znacznej niepewności, sprzeczności interesów i związanych z nimi celów poszczególnych uczestników procesu. Dodatkowo, zrozumienie współczesnej energetyki wymaga od uczestników dyskusji czy procesów strategicznych, głębokiej wiedzy technicznej, ekonomicznej i rynkowej. W takiej sytuacji punktem wyjścia do dalszej dyskusji o kierunkach prowadzenia transformacji energetycznej może być analiza sytuacji jednego z obszarów energetyki – kluczowego z punktu widzenia niniejszej analizy a mianowicie analiza sytuacji ciepłownictwa w Polsce na tle zmian europejskich oraz trendów globalnych. Analizując te zagadnienia, definiując dla nich kontekst globalny (i wynikający z niego kontekst krajowy) możemy wymienić następujące elementy:

- koncepcję DDD (dekarbonizacja budownictwa, digitalizacja, decentralizacja elektroenergetyki),
- dążenie do wzrostu efektywności procesów energochłonnych i termomodernizację budynków,
- stały i znaczący wzrost cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych – ceny ETS,
- elektryfikację ciepłownictwa,
- strategię wodorowa,
- rozwój rynku chłodu,
- poszukiwania synergii w obszarze usług komunalnych (utility),
- zachodzące zmiany rynkowo - konsumenckie (np. ciepło niskotemperaturowe),
- postępujące zmiany klimatyczne,
- wprowadzenie obowiązku prawnego oznaczania na produktach całkowitego śladu węglowego.

Taksonomia ma rozwiązać ww. problem poprzez stworzenie zharmonizowanych ogólnoeuropejskich zasad.

Europejski Zielony Ład i Fit for 55

Europejski Zielony Ład (EZŁ, ang. The European Green Deal) to strategia rozwoju, której celem jest przekształcenie Unii Europejskiej w obszar neutralny klimatycznie. Strategia ta jest odpowiedzią na kryzys klimatyczny i postępujące procesy degradacji środowiska. Pierwotnie, najważniejsze cele europejskie zielonego Ładu wyznaczone na rok 2030 r. obejmowały:

- ograniczenie o co najmniej 40 proc. emisji gazów cieplarnianych (w stosunku do poziomu z 1990 r.)
- zwiększenie do co najmniej 32 proc. udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii
- zwiększenie o co najmniej 32,5 proc. efektywności energetycznej

We wrześniu 2020 r. Komisja Europejska zaproponowała zwiększenie docelowego poziomu redukcji emisji gazów cieplarnianych, z uwzględnieniem emisji i pochłaniania emisji do co najmniej 55% do 2030 r. w stosunku do poziomu z 1990 r. (co stanowi kluczowy wskaźnik programu fit for 55).

Wybrane cele Fit for 55 ustalone na 2030 rok obejmują:

- Redukcję emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku co najmniej o 55%. względem 1990.
- Zmniejszenie zużycia energii o co najmniej o 9% do 2030 roku.
- Co najmniej 49% udziału OZE w energii wykorzystywanej w budynkach do 2030.
- Nowe krajowe cele redukcji emisji w sektorach transportu, rolnictwa, budownictwa.
- Likwidowanie kolejnych „darmowych uprawnień” emisyjnych i zobowiązanie państw do wydawania 100% (do tej pory było to 50%) przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji na transformację energetyczną.
- Zmniejszenie emisji z sektorów handlu emisjami o 61% do 2030 roku.
- Objęcie opłatami za emisje nowych sektorów, tj. lotnictwa i żeglugi.
- Przeznaczenie 25% wpływów z handlu emisjami na Społeczny Fundusz Klimatyczny (72,2 mld euro na walkę z „ubóstwem energetycznym” i na modernizację).
- Po 2035 roku możliwość rejestracji wyłącznie samochodów bez emisyjnych.

Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku

Aktualną odpowiedzią na Europejski Zielony Ład ze strony polskiego rządu jest zatwierdzona przez Radę Ministrów w dniu 2-go lutego 2021 roku „Polityka Energetyczna Polski do 2040” roku obejmująca swoimi celami, wskaźniki na rok 2030.

Rysunek 4 - cele klimatyczne PEP 2040

ZWIĘKSZENIE UDZIAŁU OZE WE WSZYSTKICH SEKTORACH I TECHNOLOGIACH

– cel: co najmniej 23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.



Taksonomia klimatyczna EU

Nowe przepisy mają zwiększyć poziom ochrony środowiska poprzez przekierowanie kapitału z inwestycji szkodzących środowisku na bardziej ekologiczne alternatywy. Innymi słowy Taksonomia nie wprowadza zakazu inwestowania w działalności szkodzące środowisku, ale przyznaje dodatkowe preferencje dla ekologicznych rozwiązań. Dodatkowo dotychczasowy brak przepisów określających, jakie inwestycje są zrównoważone środowiskowo, doprowadził do powstania problemu określanego jako „pseudoeologiczny marketing”, czyli nieuzasadnionego twierdzenia przez niektóre podmioty, że ich działalność jest przyjazna środowisku w sytuacji kiedy nie było ku temu podstaw.

Przedstawione powyżej opisy Zielonego Ładu EU oraz Taksonomii klimatycznej EU pokazuje, że uwarunkowania jakie będą stworzone w ramach EU na najbliższe lata pozycjonują rozwiązania przejęte w Demonstratorze Technologicznym jako spełniające oczekiwania i wymagania stojące przed sektorem ciepłownictwa w Polsce.

6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii

Poniżej zamieszczony harmonogram realizacji projektu Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym „Bezpieczna i Czysta Energia dla Sokołowa”, obejmuje Etap II Budowy Demonstratora (18 miesięcy). Jego uzupełnieniem był realizowany w okresie od września 2022 roku do marca 2023 roku ETAP I projektu, co łącznie daje 24..26 miesięcy realizacji.

Rysunek 5 - Harmonogram realizacji projektu Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym

KM	Zadanie	Etap II																	
		2022								2023									
		5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
2	Budowa biogazowni																		
2.2	Uzyskanie decyzji środowiskowej																		
2.3	Uzyskanie Warunków Zabudowy																		
2.4	Wykonanie projektu budowlanego																		
2.5	Uzyskanie Pozwolenie na Budowę																		
2.6	Dostawa materiałów i urządzeń																		
2.7	Realizacja																		
3	Budowa stacji uzdatniania biogazu z tłocznia																		
3.2	Uzyskanie decyzji środowiskowej																		
3.3	Uzyskanie Warunków Zabudowy																		
3.4	Wykonanie projektu budowlanego																		
3.5	Uzyskanie Pozwolenie na Budowę																		
3.6	Dostawa materiałów i urządzeń																		
3.7	Realizacja																		
4	Budowa biogazociągu																		
4.1	Decyzja Lokalizacja Inwestycji Celu Publicznego																		
4.2	Wykonanie projektu budowlanego z uzgodnieniami																		
4.3	Pozwolenie na budowę																		
4.4	Dostawa materiałów i urządzeń																		
4.5	Realizacja																		
5	Budowa linii 15 kV																		
5.1	Decyzja Lokalizacja Inwestycji Celu Publicznego																		
5.2	Wykonanie projektu budowlanego z uzgodnieniami																		
5.3	Pozwolenie na budowę																		
5.4	Dostawa materiałów i urządzeń																		
5.5	Realizacja																		
6-9	Budowa systemu wytwarzania ciepła																		
6-9.2	Waunki Zabudowy																		
6-9.3	Wykonanie projektu budowlanego																		
6-9.4	Pozwolenie na budowę																		
6-9.5	Dostawa materiałów i urządzeń																		
6-9.6	Realizacja																		
10	Sprzęgło i system pomiarowy																		
10.1	Wykonanie projektu i uzgodnień, wybór wykonawcy																		
10.2	Dostawa materiałów i urządzeń																		
10.3	Realizacja																		
11	Budowa inteligentnego systemu sterowania i zarządzania																		
11.1	Wykonanie projektu i uzgodnień, wybór wykonawcy																		
11.2	Dostawa materiałów i urządzeń																		
11.3	Realizacja																		
12	Integracja pracy Demonstratora																		
11.1	Wykonanie projektu i uzgodnień, wybór wykonawcy																		
11.2	Dostawa materiałów i urządzeń																		
11.3	Realizacja																		

Traktując ten harmonogram jako model do przeniesienia w inne miejsce i zakładając możliwość wykorzystania wyników symulacji przy ich odpowiedniej modyfikacji, tak aby dostosować

je do istniejących warunków, właściwych dla wskazanej innej lokalizacji, czas realizacji projektu może być skrócony do 20 miesięcy.

Czas realizacji projektu mógłby być skrócony o co najmniej 3-4 miesiące gdyby nie było konieczności przeprowadzenia uciążliwej ścieżki administracyjnej w zakresie uzyskania wymaganych decyzji.

7. Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni

7.1. Skalowalność

Zgodnie z wymaganiami konkursowymi opracowany model numeryczny powinien spełniać wymagania skalowalności. W szczególności: „Opracowana Technologia zastosowana dla Demonstratora Technologii, bez potrzeby zmian integralnych elementów wchodzących w skład instalacji, musi być skalowalna w górę, czyli musi umożliwiać zastosowanie w innych systemach elektrociepłowniczych do mocy zainstalowanej cieplnej 20MWt”.

W zależności od potrzeb opracowany model numeryczny może być skalowany praktycznie bez ograniczenia. Jedynym ograniczeniem są czynniki zewnętrzne jak np.:

- możliwości dostawy biogazu,
- możliwości dostawy gazu ziemnego,
- parametry termodynamiczne zapotrzebowania na ciepło u odbiorców,
- zapotrzebowanie na moc grzewczą,
- możliwość wykorzystania innowacyjnych komponentów technologicznych jak np. zastosowanie odzysku ciepła procesowego.

Wytyczne do skalowania głównych komponentów i aspekty praktyczne zawarto w tabelach jak niżej.

Tabela 5 - Komponent: Sekcja wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze/woda (PCAW)

Nazwa komponentu	Możliwości skalowania
3xAWHT315-Mx10x9 (Type941)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 11, 12, 13, 14, 15.
PO PCAW2 (Type110)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 3
SH2_PCAW (Type340)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 2 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
UWAGI	Praktycznie nie ma ograniczeń w liczbie urządzeń w kaskadzie (sekcji). W praktyce autor opracowania zetknął się już z kaskadą 17 pomp ciepła. Przyjmując zatem np. 24 urządzenia o parametrach jak w projekcie w tej strefie możemy skalować do ok. 4 000 kW (w punkcie pracy A5/W75).

Tabela 6 - Komponent: Sekcja wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze/woda (PCWW)

Nazwa komponentu	Możliwości skalowania
1xWWHT147 -Mx10x9-Mx10x9 (Type927)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 15, 16, 17, 18
PO PCWW1 (Type110)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 3
PO PCWW2A (Type110)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 3
PO PCWW2B (Type110)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 3
SH1_PCWW (Type340)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 2 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
SH2_PCWW (Type340)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 2 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
WC2-6/16bar (Type5b)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Input” Nr 5 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
UWAGI	Praktycznie nie ma ograniczeń w liczbie urządzeń w kaskadzie (sekcji). Przyjmując, że w symulatorze można zastosować kocioł o mocy grzewczej 20 MW (docelowa granica skalowania) i takiej charakterystyce jak w symulatorze można zastosować łącznie 15 pomp ciepła typu W/W. W tej strefie możemy zatem skalować do ok. 2 500 kW (w punkcie pracy W20/W90).

Tabela 7 - Komponent: Gazowy moduł kogeneracyjny (CHP)

Nazwa komponentu	Możliwości skalowania
SGE-42HM (Type907)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 9
PO1_CHP do PO5_CHP PO_DRCOOL2 (Type110)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 3
Odzysk ciepła ICOOL2 (Type5b)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Input” Nr 5 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
SH_CHP (Type340)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 2 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
ECO1 ECO2 (Type5g)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Input” Nr 5 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A Z uwagi na fakt że model silnika jako komponent TRNYS19 przyjmuje sam parametry temperatury spalin i obliczane wydajności spalin rozbieżne są z rzeczywistymi danymi przy braku możliwości modelowania ekonomizerów kondensujących należy wykonać stosowną walidację parametrów obliczonych z danymi katalogowymi przez opracowanie własnych funkcji generujących temperaturę spalin.
UWAGI	W praktyce spotykana produkcja biogazu rolniczego czy też biogazu przemysłowego nie przekracza wartości opałowej w strumieniu paliwa na poziomie 15 MW. Przyjmując, że w symulatorze można zastosować moduł kogeneracyjny o takiej charakterystyce spodziewana moc grzewcza, jaką można skalować w symulatorze wynosi 6 000 kW.

Tabela 8 - Komponent: Gazowy moduł kogeneracyjny CHP)

Nazwa komponentu	Możliwości skalowania
KG1 - Palnik BIO/GAZ (Type751)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1
PKO1, PKO2 (Type110)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 3
SHKG (Type534_NoHX)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Parametr” Nr 1, 2 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A
ECO3 (Type5g)	Stosownie do potrzeb należy dokonać zmian pozycji w zakładce „Input” Nr 5 – zgodnie z kartą katalogową komponentu i wytycznymi z załącznik A Z uwagi na fakt że model kotła jako komponent TRNYS19 nie przewiduje zastosowanie ekonomizera przy braku możliwości modelowania ekonomizerów kondensujących należy wykonać stosowną walidację parametrów obliczonych z danymi katalogowymi przez opracowanie własnych funkcji generujących wydajność i temperaturę spalin.
UWAGI	Jak już wspomniano w tabeli 7.2. Moc tego szczytowego kotła może wynieść nawet maksymalną moc skalowania tj. 20 MW.

Jest rzeczą zrozumiałą, że w ślad za dokonanymi zmianami skalowania, należy zgodnie z koncepcją projektu zweryfikować i w zależności od potrzeb dokonać stosownych zmian oraz nastaw w pozostałych komponentach oraz komponentach Type „Equation”.

Na podstawie powyższej analizy można oszacować rzeczywistą granicę skalowalności symulatora (G_{skal}) jak niżej;

$$G_{skal} = (4\ 000 + 6\ 000 + 20\ 000) \text{ kW} = 30\ 000 \text{ kW} = 30 \text{ MW}$$

Wyznaczona wartość demonstratora 30 MW nie jest jego ograniczeniem. W zależności od lokalnych możliwości pozyskiwania substratów do fermentatora opracowane rozwiązania można stosować nawet do 60 MW i więcej.

Skalowalność rozwiązania jest ograniczona jedynie przez odległość biogazowni przy ograniczonej ich mocy. Można jednak powiększyć skalowalność poprzez powielenie biogazowni w układzie rozproszonym zachowując ich odległość od systemu wytwarzania ciepła (układ gwiazdy). Zatem opracowany demonstrator może znaleźć szerszy zakres zastosowań niż wynikać to może z zakładanej granicy jego skalowania. Tego typu rozwiązania można dedykować do elektrociepłowni przemysłowych i większych elektrociepłowni zawodowych, które powinny stać się już wkrótce efektywne energetycznie.

7.2. Replikowalność

Powielanie proponowanej technologii jest relatywnie prostym zagadnieniem. Obecnie w Polsce jest łącznie ponad 400 systemów ciepłych. Niestety tylko 15% stanowią tzw. efektywne systemy ciepłownicze – są to systemy w których 50% energii dostarczanej do klientów pochodzi ze źródeł odnawialnych lub sanowi ciepło odpadowe z procesów przemysłowych lub 75% energii dostarczanej do klientów pochodzi z układów kogeneracyjnych lub 50% energii dostarczanej do klientów stanowi mix powyższych.

Nie mniej za każdym razem należy podejść do zagadnienia szeroko. Poprzez analizę źródła substratu do produkcji biogazu. Demonstrator w głównej mierze zasilany jest kiszonką kukurydzianą, ponieważ w regionie Grochowa Szlacheckiego jest on najłatwiej dostępny, a rolnicy są zaznajomieni i oswojeni z produkcją.

W innych regionach może okazać się że w sposób naturalny podstawowym składnikiem może być pomiot kurzy, wysłodki buraczane, wywar gorzelniczy, perz, odpady poubojowe lub lokalne wysypisko śmieci produkujące gaz wysypiskowy. Doskonałym dostawcą może być również przemysł szczególnie przemysł spożywczy.

Po określeniu dostępnych źródeł należy określić technologię wytwarzania biogazu czy wprost fermentora. Zaproponowany reaktor o pełnym wymieszaniu nie wyklucza zastosowania np. reaktora perkolacyjnego lub o przepływie tłokowym. W przypadku lokalizacji o dużym zapotrzebowaniu na moc cieplną może się okazać że jedno źródło paliwa gazowego będzie niewystarczające w takich przypadkach może się okazać że będzie wymagane podłączenie kilku lokalnych biogazowni w pierścień, szereg lub gwiazdę.

Kolejnym krokiem jest dogłębna analiza zapotrzebowania systemu ciepłego na ciepło. Warto zauważyć że w niektórych ciepłowniach miejskich produkowana jest również para która jest dostarczana do lokalnego przemysłu. Po drobnej modyfikacji proponowanej technologii istnieje możliwość produkcji w skojarzeniu pary technologicznej. Adaptacja polega na zamianie technologii wymiennika pracującego na splinach z wymiennika wodnego na parowy.

Z racji dużych możliwości adaptacyjnych demonstratora istnieje ogromny potencjał wykorzystania rozwiązania nawet przy bardzo dużych systemach ciepłych jako źródła podstawowego – całorocznego oraz jako źródła autonomicznego na wypadek problemów z zasilaniem podstawowym z sieci elektroenergetycznej.

Świetnym przykładem może być województwo warmińsko-mazurskie w którym istnieje problem z zagospodarowaniem pomiotu kurzego, którego produkuje się ok. 1 miliona ton rocznie co przekłada się na 100 milionów metrów sześciennych biometanu. Skala prezentowanego Demonstratora technologicznego w Sokołowie Podlaskim to 3 miliony metrów sześciennych rocznie. Oznacza

to że tylko pomiot kurzy z jednego województwa daje możliwość zaspokojenia potrzeb 30 średnich miejscowości w ciepło i wytwarzaną dodatkowo energię elektryczną, która może zaspokajać lokalne potrzeby lub być wprowadzana do sieci elektroenergetycznej.

Replikowalność technologii, biorąc pod uwagę biogaz jako paliwo, wskazuje jako preferowane miejsca budowy kolejnych replik systemu na tereny powiatów ziemskich z miastami o wielkości do 30 tys. mieszkańców.

7.3. Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła

Interakcja między dyrektywami zawartymi w pakiecie (EPBD, RED II, EED)

– zasadnicze ramy dla dalszego funkcjonowania i rozwoju systemów ciepłowniczych.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze, w tym kogeneracyjne, w coraz szerszym zakresie i w coraz dłuższym horyzoncie są obejmowane przepisami unijnymi mającymi na celu obniżanie emisji CO₂ i poprawę efektywności energetycznej. W szczególności nowelizacje dyrektyw w sprawie:

- promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych 2018/2001 z 11.12.2018 (RED II),
- efektywności energetycznej 2018/2002 z 11.12.2018 (EED),
- charakterystyki energetycznej budynków (EPBD)

znacząco przyspieszą proces transformacji systemów ciepłowniczych (OZE, ciepło odpadowe, wysokosprawna kogeneracja lub miks tych technologii) w kierunku budowy efektywnych systemów i lepszego wykorzystania potencjału już istniejących efektywnych systemów ciepłowniczych oraz poszukiwania optymalnych rozwiązań dostaw ciepła i ciepłej wody użytkowej.

Powyższe dyrektywy są ze sobą powiązane i sposób ich implementacji na poziomie krajowym wymaga spójnego podejścia i przyjęcia rozwiązań wzajemnie ze sobą współgrających. Ze względu na dużą elastyczność w wyborze narzędzi i sposobów realizacji celów określonych w przepisach unijnych, konieczne jest przyjęcie rozwiązań z jednej strony efektywnych kosztowo z punktu widzenia cen ciepła i chłodu, a z drugiej strony przyczyniających się w jak największym stopniu do redukcji emisji CO₂ i oszczędności zużycia energii pierwotnej i końcowej.

Zmiana technologii produkcji ciepła i/lub zmiana miksu paliwowego będzie warunkiem koniecznym z punktu widzenia spełnienia standardów energetycznych nowych budynków i budynków podlegających głębokiej renowacji od 1 stycznia 2021 r. Nowe, ambitniejsze wskaźniki nakładu

nieodnawialnej energii pierwotnej dla potrzeb ogrzewania, wentylacji i ciepłej wody (EP), ale również chłodu, wymuszą wprowadzenie do miksu paliwowego odnawialnych źródeł energii lub/i ciepła odpadowego – w przeciwnym razie nie będzie możliwe podłączenie nowych budynków i budynków po głębokiej renowacji do systemów ciepłowniczych. Mając na uwadze wzrost liczby budynków podlegających renowacji (dyrektywa EPBD – nowy art. 2a: obowiązek przyjęcia przez państwa członkowskie długoterminowej strategii renowacji) i wzrost liczby nowych budynków, systemy ciepłownicze, które nie dostosują się do nowych wymagań, będą stopniowo tracić klientów.

Powyższe rozważania pozwalają na postawienie tezy, że potencjał Demonstratora Technologii w znakomitym stopniu jest pozycjonowany właściwie w odpowiedzi na uwarunkowania najbliższych lat związanych z transformacją ciepłownictwa.

8. Komponent Technologiczny

Przedmiotem prac konsorcjum w ramach Etapu Pierwszego było przeprowadzenie prac badawczo-rozwojowych, mających na celu opracowanie innowacyjnej Technologii Elektrociepłowni. Prace te z jednej strony bazowały na koncepcji przedstawionej przez Konsorcjum we Wniosku z dnia 14-go lipca 2021 roku, z drugiej strony zmierzały do opracowania i przedstawienia szczegółowego raportu wyników zrealizowanych prac badawczo-rozwojowych zgodnie z zapisami Umowy z NCBR w szczególności wymaganiami zawartymi w tabeli numer 2, załącznika numer 4 do Umowy.

Koncepcja prac Konsorcjum zakłada wykonanie w ramach Etapu Pierwszego, jednego zadania badawczego:

1. Budowa Symulatora

natomiast w ramach Etapu Drugiego kolejnych jedenastu zadań badawczych:

2. Budowa Biogazowni
3. Budowa stacji uzdatniania gazu z tłocznia
4. Budowa gazociągu
5. Budowa linii SN 15 kV
6. Budowa bio-elektrociepłowni
7. Przebudowa kotła 3 MW – układ dwupaliwowy wraz z ekonomizerem
8. Budowa systemu pomp ciepła
9. Budowa pompy ciepła woda-woda
10. Budowa sprzęgła i instalacja systemu pomiarowego
11. Budowa i uruchomienie inteligentnego systemu zarządzania i sterowania
12. Integracja Pracy Demonstratora

Z uwagi na złożoność proceduralną, Konsorcjum podjęło decyzję o realizacji w ramach budżetu Etapu Pierwszego części prac przygotowawczych obejmujących rozpoczęcie procedur: uzyskania raportu oddziaływania na środowisko, decyzji o inwestycji celu publicznego, uzyskania pozwoleń na budowę i opracowania, wymaganych dla ich przeprowadzenia (uruchomienia) elementów dokumentacji środowiskowej i budowlanej.

Tabela 9 - Elementy koncepcji technicznej

Oznaczenia na rysunku 2	Zadanie Badawcze
F2, ZB	2. Budowa biogazowni
SUB	3. Budowa stacji uzdatniania gazu z tłocznia
GC	4. Budowa gazociągu
SsN	5. Budowa linii SN 15 kV
SWC	6. Budowa bio-elektrociepłowni
SWC	7. Przebudowa kotła 3 MW – układ dwupaliwowy wraz z ekonomizerem
SWC	8. Budowa systemu pomp ciepła
SWC	9. Budowa pompy ciepła woda-woda
SC _B	10. Budowa sprzęgła i instalacja systemu pomiarowego
ISZIS	11. Budowa i uruchomienie inteligentnego systemu zarządzania i sterowania
Integracja Pracy Demonstratora	12. Integracja Pracy Demonstratora

Schematy architektury Demonstratora oraz schematy ideowe poszczególnych elementów/mediów (gaz, ciepło, energia elektryczna) przedsięwzięcia zostały zaprezentowane na rysunkach umieszczonych na kolejnych stronach:

Rysunek 6 - Architektura Demonstratora (ujęcie Black-Box), zawiera ogólne – blokowe przedstawienie koncepcji oraz przedstawia Przedsięwzięcie w ujęciu „cybernetycznym” w którym poszczególne grupy komponentów technicznych i ich otoczenie, jakimi są: Istniejąca Biogazownia Rolnicza (IBR), Dostawcy Substratu, Krajowy System Energetyczny (KSE), Krajowy System Gazowy (KSG), Sieci „A” i „C” systemu ciepłowniczego PUIK (SC_{AC}), przedstawione w postaci bloków funkcjonalnych a pomiędzy wejściami i wyjściami znajdującymi się w poszczególnych blokach (wyjścia i wejścia definiowane są w ujęciu „domenowym”, tj. Gaz, Ciepło, Energia elektryczna) zaznaczone są przepływy. Kolor pomarańczowy symbolizuje przepływy substratu, żółty - gazu ziemnego, zielony - biogazu i biometanu, niebieski – energii elektrycznej, czerwony- ciepła. Strzałki symbolizują kierunek przepływu (lub dominujący kierunek przepływu).

Rysunek 7 - Schemat ideowy systemów gazowych na tle architektury, przedstawia kluczowe komponenty systemu gazowego (biogazowego, biometanowego i gazu ziemnego) w którym:

F1 to zestaw istniejących fermentatorów funkcjonujących w ramach Istniejącej Biogazowni Rolniczej, D1 – dmuchawa podnosząca ciśnienie biogazu pozwalające na zasilenie O1 – zestawu filtrów i instalacji towarzyszących oczyszczających biometan, CHP1 i CHP2 to kogeneratory funkcjonujące w ramach Istniejącej Biogazowni Rolniczej (dwa oddzielne przedsięwzięcia). Z0, to zawór oddzielający instalację istniejącą od nowo projektowanej. F2 to zestaw projektowanych w ramach Przedsięwzięcia fermentatorów, a T1 to zbiorniki biogazu (balony) umieszczone nad fermentatorami. GB1 to kocioł biogazowy (Z1 to reduktor i zawór) służący do podgrzewania substratu w zimie. Analogicznie jak w przypadku istniejącej biogazowni rolniczej D2 i O2 to dmuchawa i system filtracji. K1 i K2 oznaczają sprężarki, a M1 to system uszlachetniania biogazu do postaci biometanu. R1 symbolizuje biogazociąg. Z2, Z3, Z4 to reduktory i zawory zasilające CHP3 – kogenerator biometanowy i GB2 – kocioł dwupaliwowy. Z4 jest elementem łączącym Przedsięwzięcie z Krajowym Systemem Gazowym - KSG_{SC}. Schemat ideowy instalacji gazowej jest schematem uproszczonym i nie ujmuje wielu elementów, w tym: układów pomiarowych, systemu nawaniania biogazu, itp.

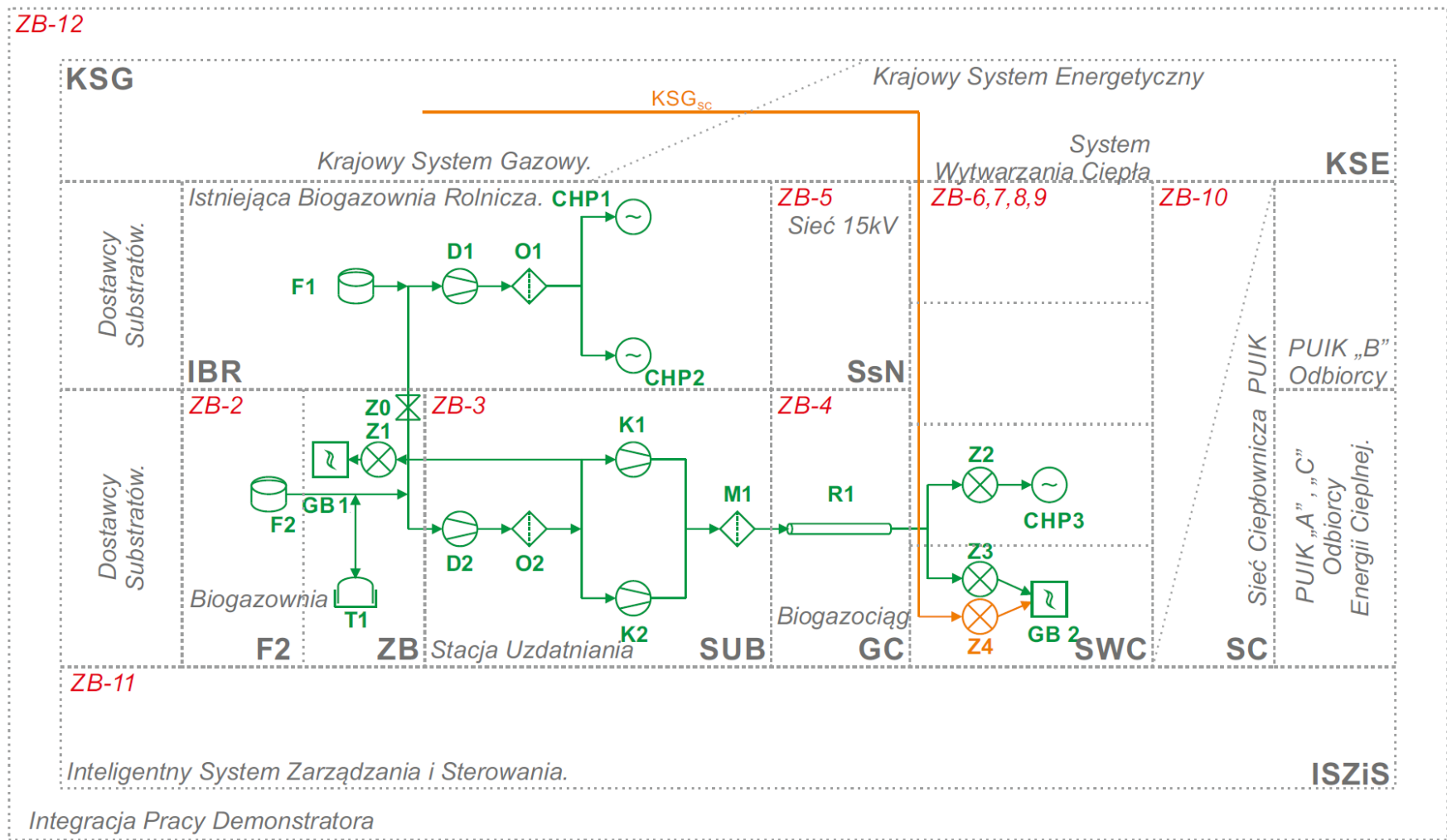
Rysunek 8 - Schemat ideowy systemów ciepłowniczych na tle architektury, przedstawia kluczowe komponenty systemu ciepłowniczego (a właściwie dwóch systemów ciepłowniczych) w którym: F2 to zestaw projektowanych w ramach Przedsięwzięcia fermentatorów, GB1 to kocioł biogazowy służący do podgrzewania substratu znajdującego się w F2 w okresie zimowym, P1 to pompa obiegowa, a L1 to system pomiarowy. Drugi (główny system ciepłowniczy) obejmuje: GB2 – kocioł dwupaliwowy z ekonomizerem, CHP3 – kogenerator biometanowy, PC_{ww1} – pompę woda-woda dla której dolnym źródłem ciepła jest zbiornik niskociśnieniowy Zc3, PC_{pW2} – zestaw pomp powietrze – woda. Wyżej wymienione źródła ciepła, łączą między sobą i siecią ciepłowniczą (Gałąź „B”) sprzęgła: Sc1, Sc2, Sc3, Sc4. P2 to pompa obiegowa, L2 licznik główny gałęzi „B”, R2 system rurociągów, L3 to liczniki zainstalowane w węzłach / wymiennikowniach W1. Schemat ideowy systemów ciepłowniczych jest schematem uproszczonym i nie obejmuje wielu komponentów szczegółowo opisanych w dokumentacji modelu numerycznego.

Rysunek 9 - Schemat ideowy systemów elektrycznych na tle architektury, to uproszczony opis domeny elektrycznej Demonstratora – koncepcja. Na etapie prac realizacyjnych, na jego bazie powstanie zestaw szczegółowej dokumentacji elektroenergetycznej. Kluczowymi elementami przedstawionymi na schemacie są: koncepcja podłączenia istniejącej biogazowni rolniczej do KSE i demonstratora, zakładająca, że istniejący kogenerator biogazowy CHP1 o mocy elektrycznej 0,7MW pozostanie podłączony poprzez istniejący transformator TR1 (1.0MVA) i istniejącą rozdzielnię do KSE, a istniejący kogenerator biogazowy CHP2 o mocy elektrycznej 0,5MW zasili poprzez istniejący transformator TR2 (0,6MVA) Demonstrator. Część energii elektrycznej z CHP2 będzie wykorzystywana na potrzeby

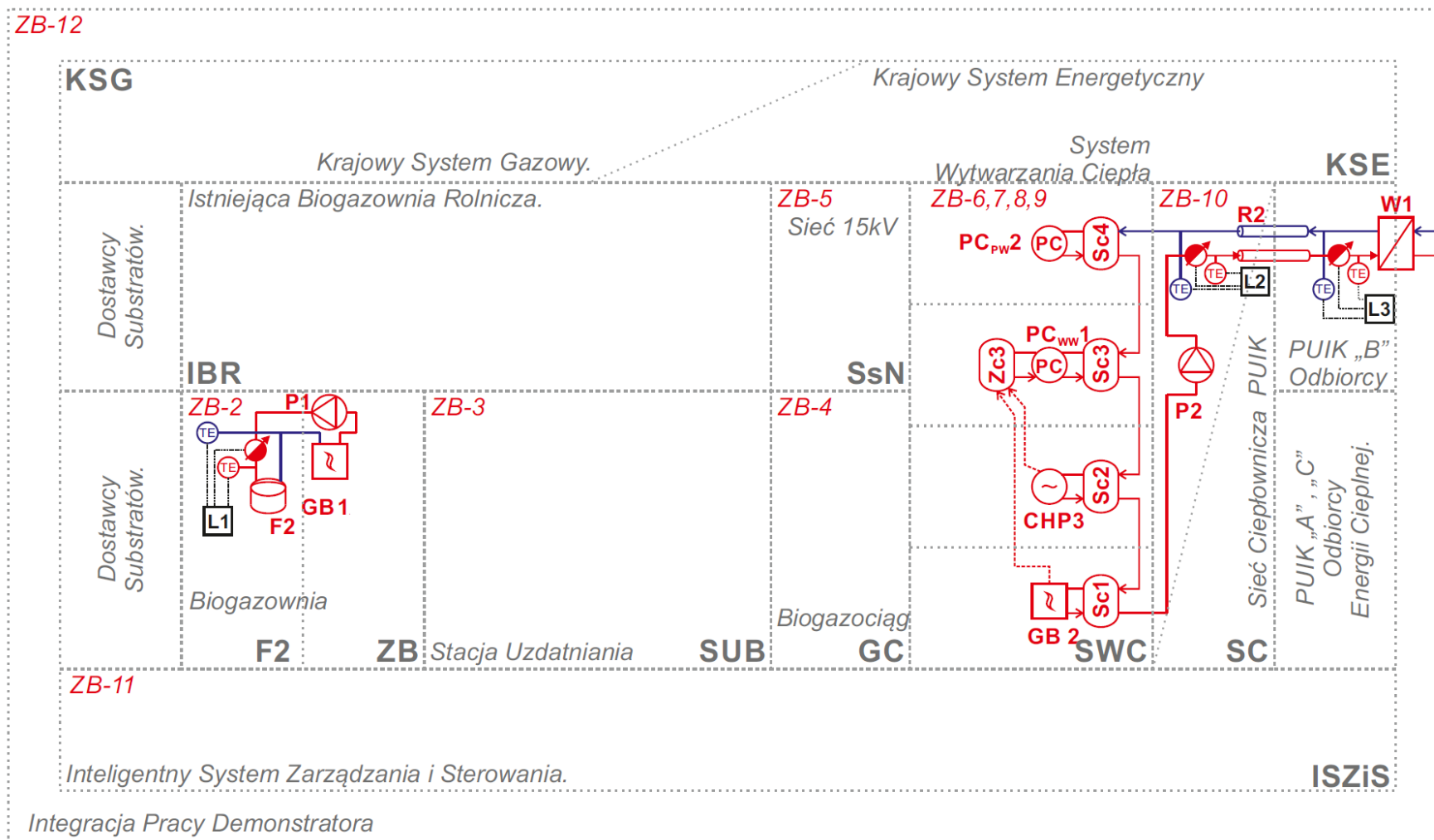
własne istniejącej biogazowni rolniczej. Obiekty Demonstratora, zlokalizowane w miejscowości Grochów (w tym pompa obiegowa P1, kocioł gazowy GB1, dmuchawa D2, kompresory K1 i K2 oraz inne odbiorniki, przedstawione jako PW_{F2} i PW_{ZB}) będą zasilone z sieci elektrycznej Demonstratora, poprzez transformator potrzeb własnych TR3 i dwie rozdzielnie 15kV (łącznie fragment istniejącej biogazowni rolniczej, nowo projektowaną biogazownię rolniczą oraz linię średniego napięcia L1_{15kV}) i 0,4kV. Po stronie Sokołowa Podlaskiego, system elektryczny poprzez rozdzielnię 15kV przyłączony zostanie do KSE a poprzez transformator TR4_{1,2MVA} do odbiorników (GB2, PC_{WW1}, PC_{PW2}, PW_{SUB}) i generatora (CHP3) Systemu Wytwarzania Ciepła i Sieci Ciepłowniczej PUIK (wydzielona gałąź „B”).

Rysunek 10 - Schemat ideowy Inteligentnego Systemu Zarządzania i Sterowania, to ujęcie architektoniczne systemu zarządzającego pracą Demonstratora, Kluczowymi elementami przedstawionymi na schemacie są: moduły zarządzania węzłami technologicznymi WT_{1..WT5} połączone za pomocą prywatnej sieci światłowodowej TCP/IP z modułem SCADA. Kluczowym elementem uzupełniającym ISZiS jest system AMI pobierający w sposób automatyczny dane z węzłów cieplnych, także podłączony do systemu SCADA. System SCADA współpracować będzie z dwoma komponentami stanowiącymi o inteligencji rozwiązania. Pierwszym z nich jest „cyfrowy bliźniak” rozwiązanie bazujące na systemie TRNSYS18 dostarczające do ISZiS dane nt. oczekiwanych w danych warunkach rzeczywistych zachowań Demonstratora, drugim jest moduł sztucznej inteligencji „AI”, dostarczający decyzji nt. optymalnych zachowań i ustawień Demonstratora. Uzupełnieniem ISZiS są cztery konsole zdalne służące celom: zarządzania operacyjnego, zarządzania serwisowego, zarządzania usługami Demonstratora oraz Centrum Zarządzania Ciepłem.

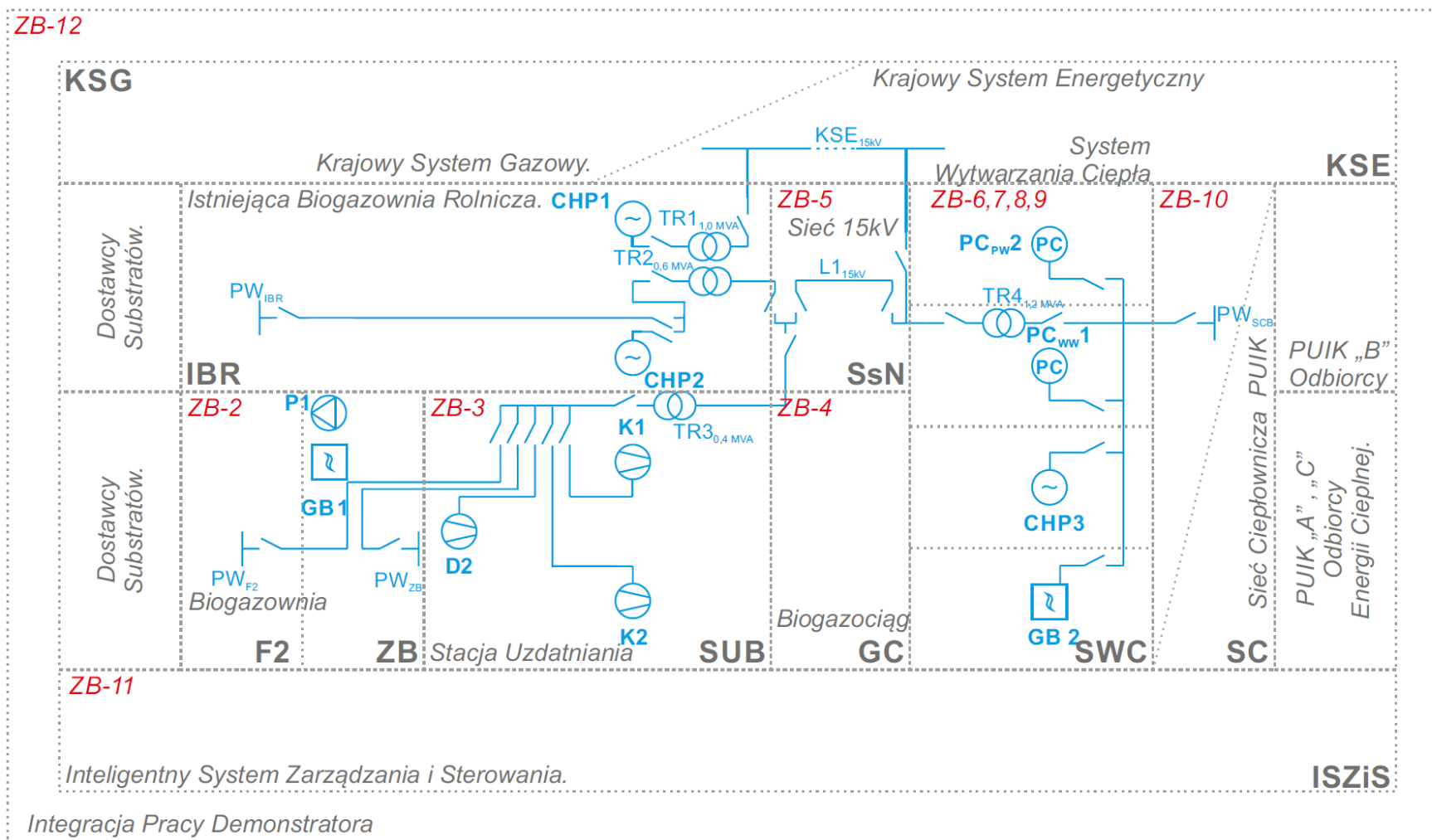
Rysunek 7 - Schemat ideowy systemów gazowych na tle architektury



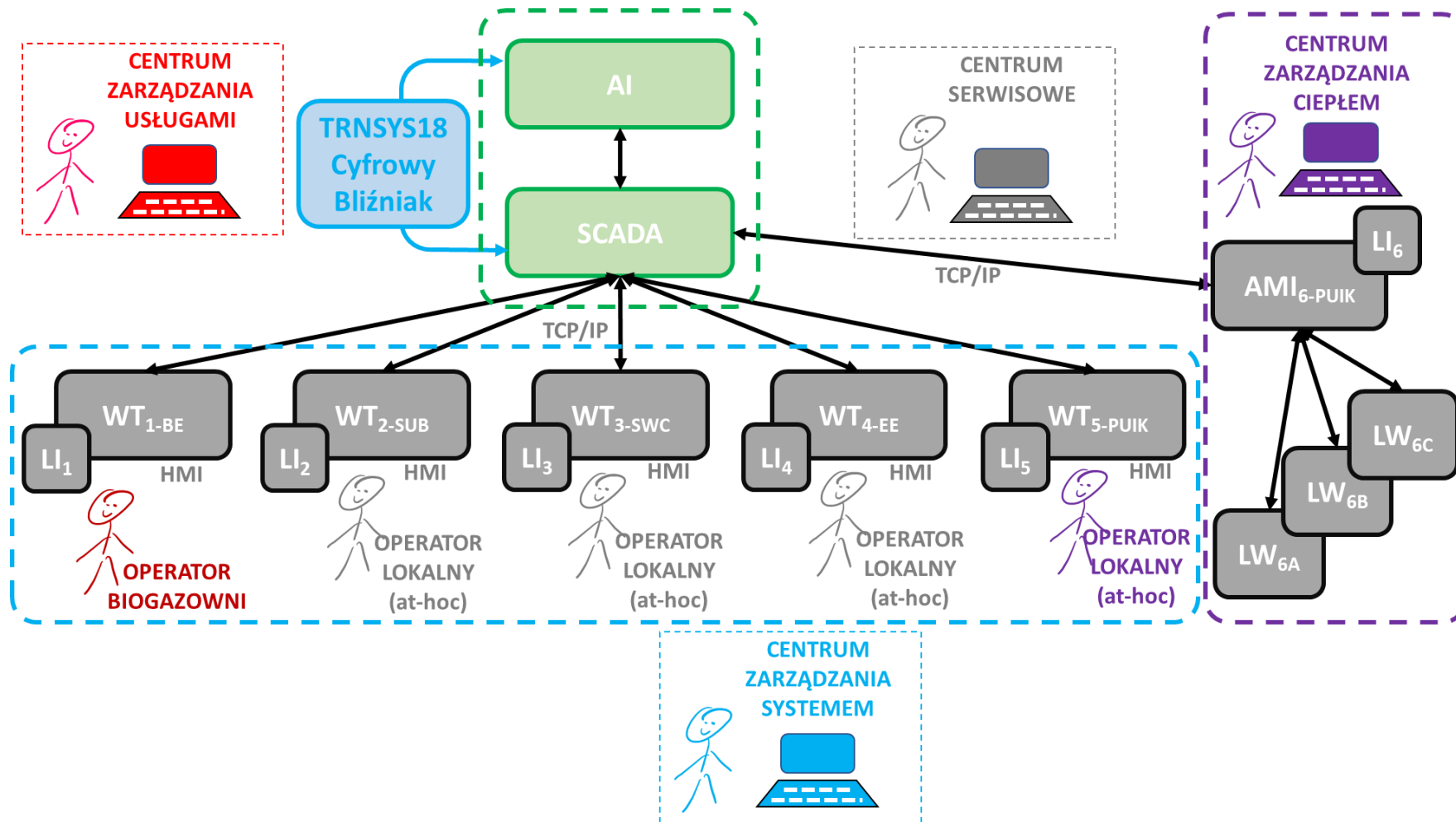
Rysunek 8 - Schemat ideowy systemów ciepłowniczych na tle architektury



Rysunek 9 - Schemat ideowy systemów elektrycznych na tle architektury



Rysunek 10 - Schemat ideowy Inteligentnego Systemu Zarządzania i Sterowania



Opracowany przez konsorcjum projekt Demonstratora Technologii zawiera szereg innowacyjnych komponentów technologicznych. Ich lista i kluczowe cechy przedstawione są poniżej.

Pierwszy innowacyjny Komponent Technologiczny

Priorytetowym urządzeniem jest biogazowy moduł kogeneracyjny, którego pracę gwarantuje ciągłość produkcji biogazu. Moduł jednocześnie wytwarza ciepło i energię elektryczną kwalifikowane w 100% do zasobów OZE.

Obliczenia symulacyjne wykazują, że rocznie ponad 50 % ciepła wytworzonego na potrzeby odbiorców pochodzić będzie z modułu kogeneracyjnego.

Drugi innowacyjny Komponent Technologiczny

W przypadku, gdy zapotrzebowanie na moc cieplną przekroczy założony próg do pracy wezwane zostaną wysokotemperaturowe pompy ciepła typu powietrze-woda. W takim przypadku strumień powrotnej wody sieciowej w pierwszej kolejności kierowany będzie do zespołu wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze/woda. Taki wariant pracy gwarantuje osiągnięcie maksymalnych wartości współczynnika efektywności energetycznej ww. pomp ciepła. Obliczenia symulacyjne wykazują, że ponad 11 % ciepła wytworzonego na potrzeby odbiorców pochodzić będzie z wysokotemperaturowych pomp ciepła typu powietrze-woda.

Trzeci innowacyjny Komponent Technologiczny

Kolejnym źródłem ciepła wpiętym na powrocie z sieci ciepłowniczej jest system wysokotemperaturowej pompy ciepła typu woda/woda, gdzie dolnym źródłem ciepła jest system chłodzenia układu turbodoładowania modułu/modułów kogeneracyjnych oraz dwa kondensujące ekonomizery spalin. Pierwszy z nich zainstalowany zostanie na wylocie spalin modułu kogeneracyjnego a drugi na wylocie spalin wysokotemperaturowego kotła grzewczego zasilanego biogazem (w szczytach zapotrzebowania gazem ziemnym). Obliczenia symulacyjne wykazują, że ponad 10 % ciepła wytworzonego na potrzeby odbiorców pochodzić będzie z wysokotemperaturowej pompy ciepła typu woda-woda.

Czwarty innowacyjny Komponent Technologiczny

Wyposażenie kotła w możliwość alternatywnego spalania biogazu oraz gazu ziemnego w połączeniu z optymalizacją jego pracy pozwoli na maksymalizację wykorzystania biogazu a tylko w niektórych, szczytowych momentach zapotrzebowania na ciepła będzie można przejść na gaz ziemny. Obliczenia symulacyjne wykazują, że z kotłowni szczytowej większość, bo blisko 17 % wytworzonego rocznie ciepła na potrzeby odbiorców, pochodzić będzie ze spalania biogazu a tylko około 8 % ze spalania gazu ziemnego.

Piąty innowacyjny Komponent Technologiczny

W celu zagwarantowania dotrzymania wysokiego udziału energii OZE w strukturze zapotrzebowania na ciepło raz energię elektryczną na potrzeby elektrociepłowni (Demonstratora Technologii) zabezpieczona będzie stała dostawy mocy elektrycznej pochodzącej z OZE co zabezpiecza zasilanie energią OZE w przypadku, gdy wytwarzana moc elektryczna we własnym module kogeneracyjnych nie będzie wystarczająca oraz w przypadku, gdy moduł kogeneracyjny będzie serwisowany. Dzięki temu jak wykazują obliczenia symulacyjne w trybie normalnej pracy nie będzie potrzebny zakupu energii elektrycznej w KSE.

Szósty innowacyjny Komponent Technologiczny

Dobór parametrów technicznych zastosowanych komponentów gwarantuje bardzo wysoką niezawodność produkcji i dostawy ciepła do odbiorców końcowych. W okresie zimowym w przypadku, gdy z trybu normalnej pracy wypadnie jakikolwiek pojedynczy komponent dostawa ciepła nie zostanie przerwana. W okresie letnim jak wykazują analogiczne analizy gwarancja dostawy ciepła będzie utrzymana nawet w sytuacji, gdy z trybu normalnej pracy wypadną nawet 2 lub 3 urządzenia. Jak wykazują analizy szczegółowe wskaźnik niezawodności opracowanego Demonstratora Technologii w okresie zimowym nie powinien być niższy niż 0.992 a w okresie letnim 0,999.

Siódmy innowacyjny Komponent Technologiczny

Kluczowym komponentem jest konfiguracja współpracy urządzeń Demonstratora Technologii pozwalająca osiągnąć bardzo wysoki udział OZE na poziomie 95% rocznie oraz niską wartość jednostkowej emisji CO₂ na poziomie 10 g/kWh odniesioną do wytworzonego ciepła i energii elektrycznej. Wartość ta jest około 40 razy mniejsza niż średnia w ciepłownictwie polskim.

Gwarantuje to spełnienie wszelkich obecnych a nawet przyszłych dyrektyw i rozporządzeń. W przypadku zmniejszenia parametrów termicznych zasilania i powrotu oraz zmniejszeniu zapotrzebowania na ciepło (np. na wskutek termomodernizacji budynków) udział OZE wzrośnie natomiast wartość jednostkowej emisji CO₂ Demonstratora Technologii ulegnie jeszcze zmniejszeniu.

Ósmy Innowacyjny Komponent Technologiczny

Nad pracą dość złożonego systemu składającego się z ww. komponentów czuwać będzie złożony układ nadrzędnego sterowania gwarantujący nie tylko wysoką niezawodność pracy Demonstratora Technologii, ale również wysoką niezawodność wytwarzania i dystrybucji ciepła oraz optymalizację ich pracy pod kątem efektywności ekonomicznej.

Tak duża liczba wyróżnionych komponentów technologicznych systemu wskazuje na niewątpliwą innowacyjność rozwiązania i właściwe podejście przy opracowaniu koncepcji demonstratora.

Na etapie konkursu autorzy demonstratora zgłosili cztery komponenty technologiczne. W okresie szczegółowych prac na modelu symulacyjnym, doбором komponentów i konfiguracją ich połączeń dostrzeżono kolejne istotne nowe komponenty technologiczne, które uwypuklają korzystne i ważne ze względu na bezpieczeństwo cechy opracowanego rozwiązania.

9. Obliczenia

Rozdział niniejszy zawiera podsumowanie wyników obliczeń prowadzonych w oparciu o modelowanie z użyciem technologii TRNSYS 18. W poniższej tabeli zawarto wykaz wybranych, najważniejszych wyników obliczeń jako średnie za okres od 01.01.24 do 31.12.26 oraz 01.04.24 do 31.03.25

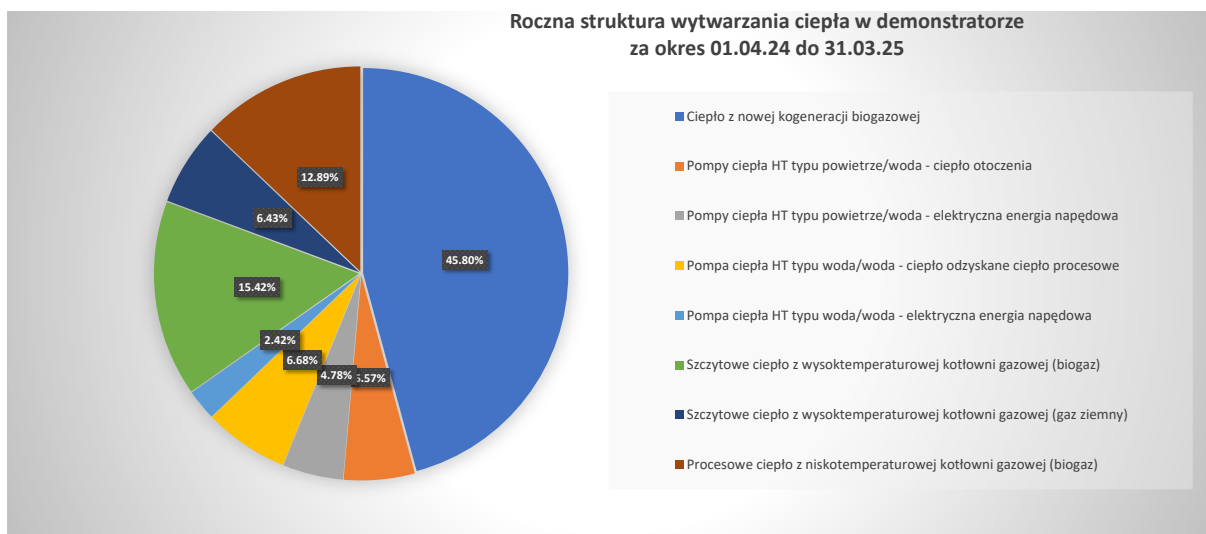
Tabela 10 - Rezultaty obliczeń

L.P.	Rezultaty obliczeń	Jedn.	01.01.24 do 31.12.26	01.04.24 do 31.03.25
1	Udział OZE	%	95.484	95.485
2	Całkowita produkcja ciepła	MWh/rok	15 561	15 560
3	Ciepło dostarczone do odbiorców	MWh/rok	11 126	11 126
4	Wytworzona energia elektryczna	MWh/rok	6 058	6 058
5	Zakup EEL. OZE	MWh/rok	4 026	4 026
6	Zużycie substratu do produkcji biogazu	Mg/rok	25 588	25 589
7	Zużycie gazu ziemnego (wart. opałowa)	MWh/rok	1 045	1 045
8	Łączna sprawność demonstratora	%	91.82	91.81
9	Sprawność sieci ciepłowniczej	%	88.62	88.62

Można zauważyć, że przyjęte okresy analizy praktycznie nie wpłynęły na końcowe rezultaty pracy demonstratora – wyniki są bez mała identyczne.

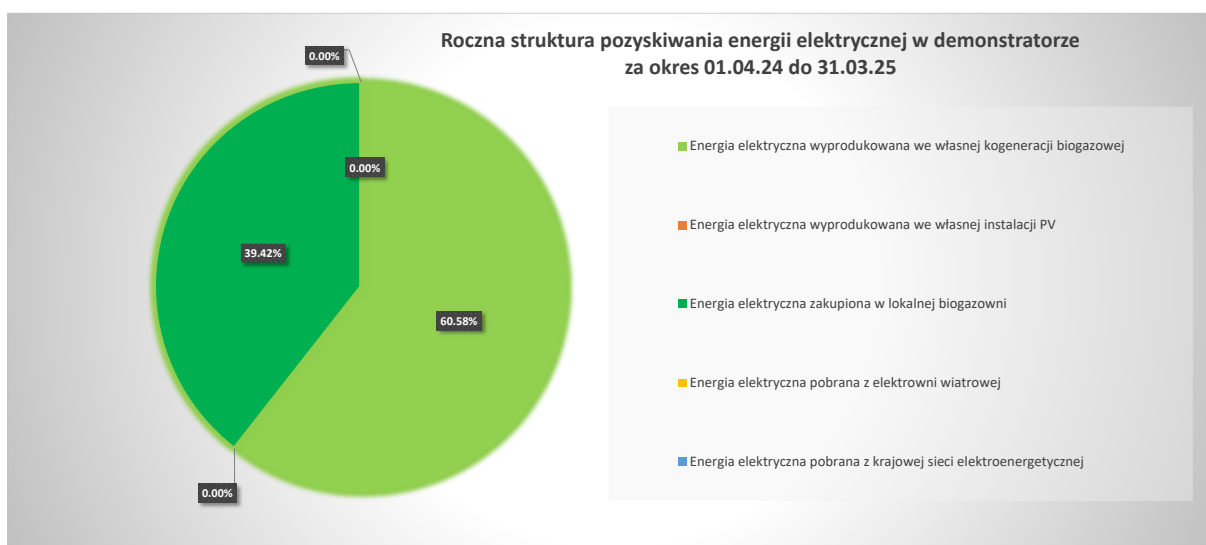
Szczegółową strukturę wytwarzania ciepła w demonstratorze ilustruje *Rysunek 11*. Zamieszczony tam wykres szczegółowo przedstawia energię napędową, zużycie paliw, ciepło pobrane z otoczenia oraz odzyskane ciepło procesowe.

Rysunek 11 - Szczegółowa struktura wytwarzania ciepła w demonstratorze



Szczegółową strukturę pozyskiwania energii elektrycznej w demonstratorze przedstawia *Rysunek 12*, z którego wynika, że opracowany model jest na tyle niezależny, że nie wystąpiła konieczność dodatkowego zakupu energii elektrycznej z krajowej sieci elektroenergetycznej.

Rysunek 12 - Szczegółowa struktura pozyskiwania energii elektrycznej w demonstratorze



10. Bezpieczeństwo

Opracowany model Demonstratora Technologii cechuje wysokie i mierzalne bezpieczeństwo dostawy ciepła do odbiorców. W niniejszym rozdziale zagadnienie to przedstawiono w formie opisowej oraz analitycznej, opartej na gruncie niezawodności blokowej.

Analiza opisowa niezawodności demonstratora

W zakresie niniejszej analizy poddano niezawodność opisową dostawy ciepła systemowi w kategorii N1 (podczas pracy demonstratora w sezonie grzewczym) oraz N2 i N3 (poza sezonem grzewczym).

N1 – z systemu wypada (nie pracuje) 1 urządzenie grzewcze

N2 – z systemu wypadają (nie pracują) 2 urządzenia grzewcze

N3 – z systemu wypadają (nie pracują) 3 urządzenia grzewcze

Jako podstawę oceny przyjęto rzeczywistą strukturę zapotrzebowania na ciepło (*Rysunek 13*) oraz stan normalny, który definiuje *Tabela 10*.

Rysunek 13 - Rzeczywisty rozkład zapotrzebowania mocy grzewczej

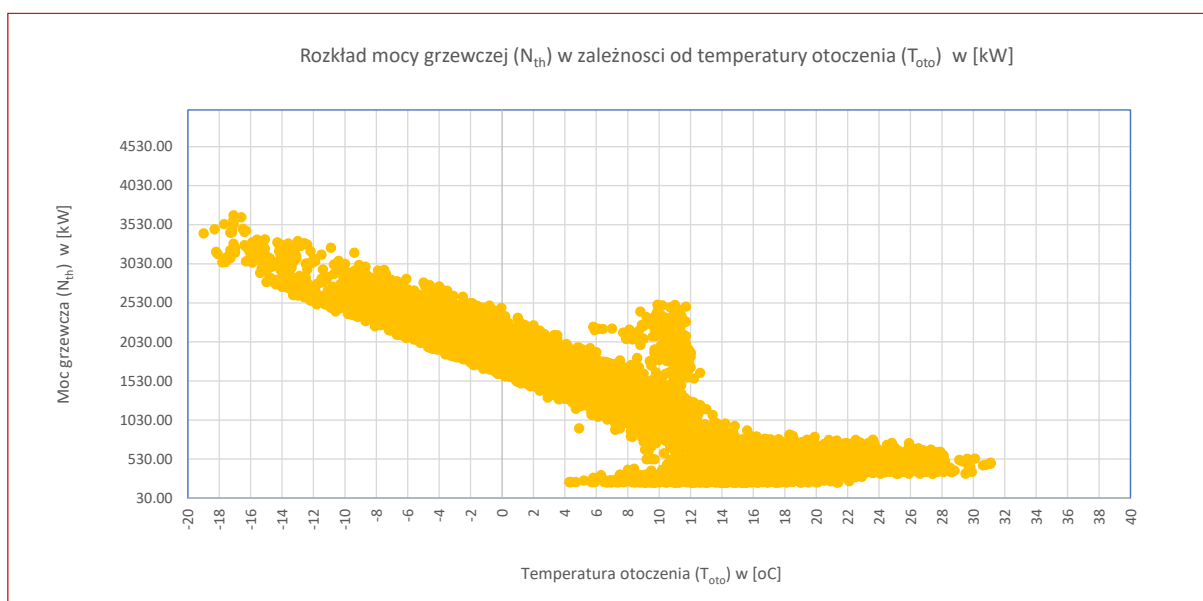


Tabela 11 - Okres sezonu grzewczego – analiza N1 (stan normalny)

L.P.	Podsystemy/urządzenia	ON/OFF		Opis	Ryzyko/wpływ
Wariant bazowy – poziom odniesienia					
1.	Kogeneracja gazowa	1	0	Wszystkie urządzenia sprawne	Stan normalny
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	1	0		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	1	0		

Analiza N1 w sezonie grzewczym

Poszczególne przypadki zilustrowano w dalszych tabelach:

Tabela 12 - Okres sezonu grzewczego – analiza N1

L.P.	Podsystemy/urządzenia	ON/OFF		Opis	Ryzyko/wpływ
Analiza N1 - przypadek 1					
1.	Kogeneracja gazowa	0	1	W tym przypadku dostawa ciepła zostanie zapewniona. Jednakże do zasilania pomp ciepła będzie niezbędna będzie energia elektryczna z zewnątrz	Niskie
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	1	0		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	1	0		
Analiza N1 - przypadek 2					
1.	Kogeneracja gazowa	1	0	W tym przypadku gdyby przestały pracować jednocześnie wszystkie trzy pompy ciepła deficyt roczny ciepła wynosi około 2 %	Marginalne / Niewielki
2.	Pompa ciepła typu A/W	0	1		
3.	Pompa ciepła typu W/W	1	0		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	1	0		
Analiza N1 - przypadek 3					
1.	Kogeneracja gazowa	1	0	W tym przypadku brak pracy tego urządzenia nie ma wpływu na dostawę ciepła do odbiorców	Niskie / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	0	1		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	1	0		
Analiza N1 - przypadek 4					
1.	Kogeneracja gazowa	1	0	Do temperatury otoczenia (-4 °C) system gwarantuje dostawę właściwą ilość ciepła. Poza tym okresem brak będzie komfortu cieplnego u odbiorców.	Niskie / Średni
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	1	0		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	0	1		

Jak wykazuje analiza typu N1 w sezonie grzewczym występuje niskie lub marginalne ryzyko braku dostawy ciepła. W przypadku jego wystąpienia wpływ jest nieistotny lub niewielki i tylko w jednym przypadku średni. W przypadku powyższej analizy zakłada się, że do dyspozycji mamy zawsze co najmniej jedno z paliw gazowych tj. biogaz i/lub gaz ziemny oraz energię elektryczną z krajowej sieci elektroenergetycznej lub lokalnego dostawcy jakim jest biogazownia w Grochowie.

Analiza N2 poza sezonem grzewczym

Tabela 13 - Okres poza sezonem grzewczym – analiza N2

L.P.	Podsystemy/urządzenia	ON/OFF		Opis	Ryzyko/wpływ
Analiza N2 - przypadek 1					
1.	Kogeneracja gazowa	0	1	W tym przypadku dostawa ciepła może zostać utrzymana przez kocioł grzewczy lub / i pompy ciepła typu powietrze-woda. Jednakże do zasilania pomp ciepła niezbędna będzie energia elektryczna z zewnątrz.	Marginalne / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	0	1		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	1	0		
Analiza N2 - przypadek 2					
1.	Kogeneracja gazowa	1	0	W tym przypadku dostawa ciepła może zostać utrzymana wyłącznie przez moduł kogeneracyjny lub/i pompy ciepła typu powietrze-woda.	Marginalne / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	0	1		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	0	1		
Analiza N2 - przypadek 3					
1.	Kogeneracja gazowa	0	1	W tym przypadku dostawa ciepła może zostać utrzymana przez pompy ciepła typu powietrze-woda. Do zasilania pomp ciepła niezbędna będzie energia elektryczna z zewnątrz.	Marginalne / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	1	0		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	0	1		

Jak wykazuje analiza typu N2 poza sezonem grzewczym występuje niskie lub marginalne ryzyko zaprzestania dostawy ciepła. W przypadku jego wystąpienia wpływ jest nieistotny – wręcz pomijalny. W przypadku powyższej analizy zakłada się, że do dyspozycji mamy zawsze co najmniej jedno z paliw gazowych tj. biogaz i/lub gaz ziemny oraz energię elektryczną z krajowej sieci elektroenergetycznej lub lokalnego dostawcy jakim jest biogazownia w Grochowie Szlacheckim.

Analiza N3 poza sezonem grzewczym

Tabela 14 - Okres poza sezonem grzewczym – analiza N3

L.P.	Podsystemy/urządzenia	ON/OFF		Opis	Ryzyko/wpływ
Analiza N3 - przypadek 1					
1.	Kogeneracja gazowa	0	1	W tym przypadku dostawa ciepła może zostać utrzymana wyłącznie przez kocioł gazowy	Marginalne / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	0	1		
3.	Pompa ciepła typu W/W	0	1		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	1	0		
Analiza N3 - przypadek 2					
1.	Kogeneracja gazowa	1	0	W tym przypadku dostawa ciepła może zostać utrzymana wyłącznie przez moduł kogeneracyjny	Marginalne / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	0	1		
3.	Pompa ciepła typu W/W	0	1		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	0	1		
Analiza N3 - przypadek 3					
1.	Kogeneracja gazowa	0	1	W tym przypadku dostawa ciepła może zostać utrzymana przez pompy ciepła typu powietrze-woda. Do zasilania pomp ciepła niezbędna będzie energia elektryczna z zewnątrz.	Marginalne / Nieistotny
2.	Pompa ciepła typu A/W	1	0		
3.	Pompa ciepła typu W/W	0	1		
4.	Szczytowy kocioł gazowy	0	1		

Jak wykazuje analiza typu N3 poza sezonem grzewczym występuje również niskie lub marginalne ryzyko zaprzestania dostawy ciepła. W przypadku jego wystąpienia wpływ jest nieistotny – wręcz pomijalny. W przypadku powyższej analizy zakłada się, że do dyspozycji mam zawsze co najmniej jedno z paliw gazowych tj. biogaz i/lub gaz ziemny oraz energię elektryczną z krajowej sieci elektroenergetycznej lub lokalnego dostawcy jakim jest biogazownia w Grochowie Szlacheckim. Zastosowany w rozwiązaniu kocioł dwupaliwowy może pracować z wykorzystaniem biogazu lub alternatywnie gazu ziemnego co gwarantują wysoką niezawodność dostawy ciepła do odbiorców.

Analiza niezawodności demonstratora zgodnie z PN-IEC 1078/PN-EN 61078:2017-01

Pojęcie „niezawodność” jest powszechnie znane w rozumieniu potocznym. Jednakże jego precyzyjne wyznaczenie może być dość skomplikowane i w zależności od struktury układu wymagana jest dość złożona analiza matematyczna oraz zaawansowane procedury badawcze. W tym przypadku wprowadźmy pewne uproszczenie i zdefiniujmy niezawodność pojedynczego urządzenia R w sposób następujący:

$R = 1,0$ - mamy do czynienia z urządzeniem w 100 % niezawodnym (100 % bezpieczeństwa)
(wartość nie osiągalna w praktyce),

$R = 0,0$ - mamy do czynienia z urządzeniem w 100 % zawodnym (0 % bezpieczeństwa)
(wartość osiągalna w praktyce).

W rzeczywistości parametr R w przypadku pojedynczego urządzenia wysokiej „jakości” jest bardzo bliski jedności.

Odnosząc go do opracowanego demonstratora możemy rozważać następujące zagadnienia:

R_{S-1-2} - niezawodność demonstratora w przypadku gdy dla odbiorców ciepła ważna jest pewność pracy **1 z 3** urządzeń.

R_{S-2-3} - niezawodność demonstratora w przypadku gdy dla odbiorców ciepła ważna jest pewność pracy **2 z 3** urządzeń jednocześnie.

R_{S-3-3} - niezawodność demonstratora w przypadku gdy dla odbiorców ciepła ważna jest pewność pracy **3 z 3** urządzeń jednocześnie.

Do wyznaczenia wartości R_S zgodnie z PN-IEC 1078: 1994 (Techniki analizy niezawodności – Metoda schematów blokowych niezawodności) posłużono się poniższą zależnością:

$$R_S = \sum_{k=m}^n \binom{n}{k} R^k (1 - R)^{n-k}$$

gdzie:

R – niezawodność pojedynczego urządzenia (podsystemu) demonstratora,

n – ilość rozpatrywanych kluczowych urządzeń (podsystemów) w demonstratorze,

m – rozpatrywana ilość urządzeń (podsystemów) pracujących jednocześnie.

Zgodnie z powyższą zależnością wykonano stosowne kalkulacje dla poszczególnych przypadków pracy demonstratora. Przy czym należy zaznaczyć, że wyniki obliczeń rozpatrywano w określonym przedziale

wartości niezawodności pojedynczego urządzenia (podsystemu) R zawierającego się w przedziale (od 0,95 do 1,0).

Ponadto w celu uproszczenia przyjęto następujące założenia:

- niezawodność pojedynczych urządzeń (podsystemów) demonstratora w chwili pierwszego uruchomienia systemu wytwarzania ciepła jest taka sama

$$R_{01} = R_{02} = R_{03} = R_0$$

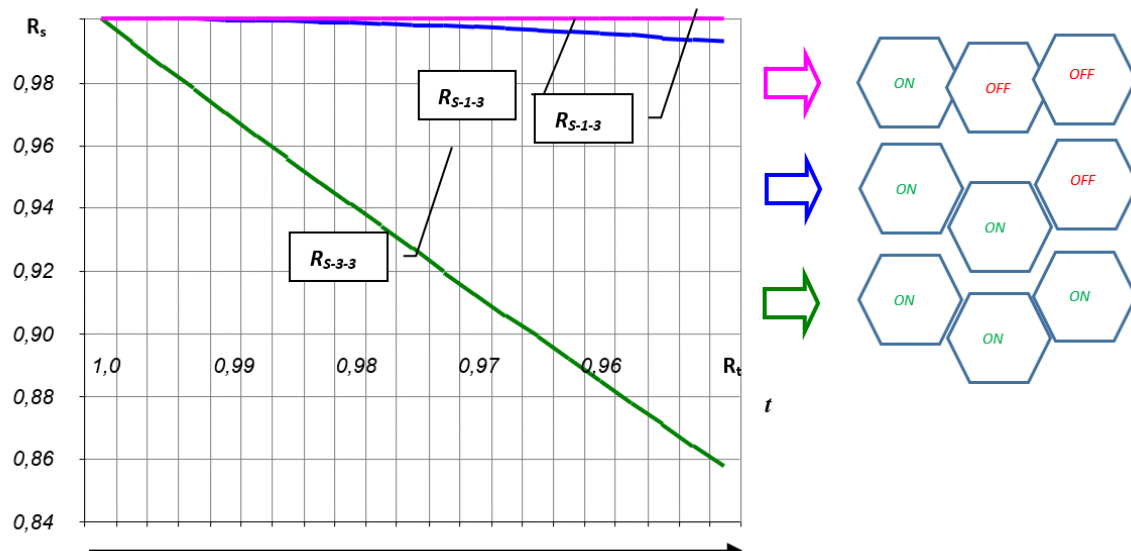
Powyższe założenie jest poprawne, zamawiane komponenty pochodzą będą od dostawców gdzie ich produkcja prowadzona jest przy zachowaniu wysokiej sprawności linii technologicznej, a wdrożone procedury wynikające z norm jakości ISO zapewniają stosowną kontrolę od poddostawców począwszy do kontroli końcowej produktu włącznie.

- niezawodność pojedynczych urządzeń demonstratora po czasie (t) jego pracy ulega zmianie i jest taka sama – tj:

$$R_{t1} = R_{t2} = R_{t3} = R_t$$

Wyniki obliczeń do opracowanego demonstratora zilustrowano na rysunku 9.

Rysunek 14 - Przebieg niezawodności (R_s) wariantów pracy demonstratora w zależności od (R_t) – tj. niezawodności poszczególnych urządzeń (podsystemów)



Jak widać z powyższego wykresu niezawodność demonstratora przy wymaganej pracy 3 podsystemów jednocześnie (R_{S-3-3}) maleje proporcjonalnie wraz z niezawodnością poszczególnych podsystemów (R_t).

Zgodnie z analizą N1 gdzie 1. podzespół jest wyłączony lub jego niezawodność w danej chwili ($R_t = 0$) do dyspozycji pozostają jeszcze 2. podsystemy. W tym przypadku niezawodność wymaganej pracy 2. z 3. podsystemów (R_{S-2-3}) w demonstratorze zgodnie z wykresem na rysunku 10.2 w przedziale $R_t = (1,0 \div 0,95)$ charakteryzują tylko nieznacznym jej spadkiem. Okres powyższy dotyczy głównie sezonu grzewczego.

Jednak należy zwrócić szczególną uwagę na fakt, że niezawodność wymaganej pracy 1 z 3 podsystemów (R_{S-1-3}) w demonstratorze zgodnie z wykresem na rysunku 9 w przedziale $R_t = (1,0 \div 0,95)$ jest bliska jedności i praktycznie nie ulega zmianie. Okres powyższy dotyczy głównie okresu poza sezonem grzewczym.

Wniosek:

Przy zachowaniu regularnych prac serwisowych niezawodność demonstratora w okresie sezonu grzewczego nie powinna być mniejsza niż 0,992 (poziom bezpieczeństwa 99,2%) a w okresie letnim nie mniejsza niż 0,999 (poziom bezpieczeństwa 99,9 %).

11. Informacje dodatkowe

W uzupełnieniu informacji przedstawionej w niniejszym opracowaniu w szczególności w nawiązaniu do zagadnienia replikowalności opisanego w rozdziale 7 „*Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni*” należy zaznaczyć, że Konsorcjum na etapie prac przygotowawczych do złożenia Wniosku przeprowadziło szereg prac analitycznych dotyczących rynku ciepłownictwa w Polsce i jego potrzeb. W oparciu o te prace powstała poniższa (ostrożna) analiza rynkowa dotycząca możliwości przeniesienia na inne lokalizacje rozwiązań technologicznych i biznesowych opracowanych w związku z realizacją projektu.

Analizując potencjał rynku, Konsorcjum uwzględniało przede wszystkim:

- Systemy ciepłownicze ulokowane w miastach otoczonych gminami rolniczymi;
- Systemy ciepłownicze, w których źródła CHP już działają lub są planowane;
- Systemy o mocy cieplnej do 20 MW

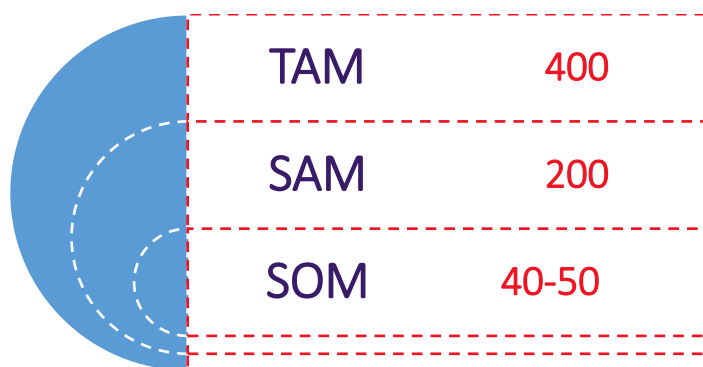
Podsumowaniem tych prac jest schemat przedstawiony na rysunku poniżej, gdzie:

TAM oznacza całkowity dostępny rynek (ang. Total Available / Addressable Market);

SAM to rynek możliwy do obsługi (ang. Serviceable Addressable Market albo Served Available Market);

SOM – cel - planowany rynek (ang. Serviceable Obtainable Market).

Rysunek 15 – Potencjał rynku



Przedstawiony powyżej potencjał rozwiązania bazujący na systemach ciepłowniczych to zaledwie fragment możliwości. Analizując poszczególne projekty od strony substratu, ujawnia się znaczący potencjał rozwiązania w także obszarze przemysłowym. Analizując możliwość ulokowania przedsięwzięcia (przedsięwzięć) na terenie Warmii i Mazur w których substratem może być dostępna w tamtych okolicach ok. 1 mln t pomiotu kurzego rocznie, który pozwala na uzyskanie ok. 100 mln Nm³ biometanu (dla porównania w prezentowanym w niniejszym opracowaniu, Sokołowskim projekcie „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym” zakłada się uzyskanie ok. 3 mln Nm³

biometanu z ok. 25..26 tys. t kiszonki kukurydzianej rocznie) uzyskujemy potencjał budowy 30 systemów o mocy cieplnej 5MW.

Realizacja tego typu projektów wymaga jednak systemowego podejścia w ramach procesu przygotowawczego, w szczególności rozszerzenia „Demonstratora Technologicznego” do poziomu „Piaskownicy Legislacyjnej” pozwalającej po przeprowadzeniu w ograniczonym i kontrolowanym otoczeniu formalno-prawnym, niezbędnych działań przygotowawczych przejście do realizacji Projektów Pilotażowych pozwalających na opracowanie wachlarza rozwiązań opartych na różnych źródłach substratu, różnych modelach biznesowych, różnych grupach odbiorców itp.

W ocenie Konsorcjum, niezbędna jest kontynuacja projektu „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, szczególnie w aspekcie integracji lokalnych zasobów energetyki odnawialnej i rozproszonej czyli kontynuacja inicjatywy projektów typu Demonstrator Technologii w powiązaniu z formułą Piaskownicy Legislacyjnej w organizacyjnej otulinie Lokalnych Klastrow Energii realizowanych jako Projekty Pilotażowe.

Realizacja takich przedsięwzięć uzupełnionych o dodatkowe elementy technologiczne jakimi powinny być np. Magazyny Energii, rozwiązania Smart Grid, powiązanie lokalnych zasobów Energetyki Rozproszonej z zasobami OSDp (zarządzanie zjawiskami zapadów, zaników, black-out'ów) pozwalało by na znaczące podniesienie bezpieczeństwa energetycznego kraju w oparciu np. o koncepcję Lokalnych Klastrow Energii – samobalansujących się podregionów energetycznych posiadający własną infrastrukturę dystrybucyjną, współpracujących ściśle z Krajowym Systemem Energetycznym, stanowiących proaktywne elementy KSE wpływające na stabilizację i poprawę bezpieczeństwa jego pracy.

12. Dane Wykonawcy

12.1. Dane adresowe oraz rejestrowe

Projekt realizowany jest przez Konsorcjum w układzie:

Lider

ECN Spółka Akcyjna

KRS: 0000913860, NIP: 7011046417 z siedzibą w Warszawie (00-680) przy ulicy Żurawiej 45

Zarząd: Maciej Wąż - Prezes Zarządu

ECN powołana jako spółka celowa przez Stowarzyszenie WIEDZA działające jako koordynator Mazowieckiego Klastra ICT Krajowego Klastra Kluczowego i Energotechnikę Sp. z o.o.

Zarząd Spółki i jej współpracownicy to menadżerowie oraz eksperci z długoletnią praktyką posiadający doświadczenie w zakresie realizacji projektów w zakresie szeroko rozumianej energetyki oraz towarzyszących zespołom energetycznym układów sterowania i inteligentnego zarządzania.

Partner I

Energotechnika Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością,

NIP: 7591475453, KRS: 0000116182 z siedzibą w Warszawie (04-247) przy ulicy Chełmżyńskiej 25

Zarząd: Jerzy Umiński - Prezes Zarządu, Michał Umińskiego - Wiceprezes Zarządu.

Energotechnika to firma z ponad trzydziestoletnim doświadczeniem w branży energetycznej. Spółka przeprowadziła modernizację ponad 160 obiektów energetycznych, zbudowała ponad 95 nowych kotłowni i elektrociepłowni oraz wykonała ponad 25 instalacji ochrony środowiska i 10 kompletnych systemów ciepłych miast. Od początku 2000 r. wdraża nowe standardy techniczne w kogeneracji i poligeneracji gazowej. Jej najbardziej zaawansowane technologicznie instalacje to m. in. Pierwsza w Polsce Wioska Energetyczna. Współpraca z czołowymi ośrodkami naukowymi w kraju oraz najnowocześniejszym w Europie Centrum Badawczym Silników Gazowych.

Partner II

Instytut Certyfikacji Emisji Budynków Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
NIP: 6772393528, KRS: 0000580496 z siedzibą w Krakowie (30-734) przy ulicy Żeńców 30
Zarząd: Adolf Józef Mirowski - Prezesa Zarządu.

ICEB - stała współpraca z IGCP (Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie) Certyfikacji Ciepła Systemowego w oparciu w własną metodologię. Wśród wybranych referencji spółki, znajduje się analiza wykonalności projektu dotycząca Multisystemu energetycznego zawierającego technologie bez emisyjnej energii odnawialnej na potrzeby modernizacji kotłowni Zakładu Ciepłego w Kuźni Raciborskiej.

Partner III

Biogas East Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
NIP: 8231640583, KRS: 0000349272 z siedzibą w Grochowie Szlacheckim (08-300) przy ulicy Sokołowskiej 5
Zarząd: Jakub Ufnal - Prezes Zarządu, Maciej Ufnal - Wiceprezes Zarządu.

Spółka wybudowała w latach 2012-2014 biogazownię skojarzoną z systemem kogeneracji i prowadzi jej eksploatację.

Partner IV

Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno-Komunalnych Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
NIP: 8230001533, KRS: 0000175242 z siedzibą w Sokołowie Podlaskim (08-300)
przy ulicy Kosowskiej 75
Zarząd: Zbigniew Jan Bocian - Prezes Zarządu

Spółka miejska prowadząca działalność w trzech obszarach jako przedsiębiorstwo ciepłownicze, wodno-kanalizacyjne i prowadzące gospodarkę odpadami. W latach 2014-2015, spółka zrealizowała projekt modernizacja miejskiego systemu ciepłowniczego o wartości 15 mln zł.

12.2. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej

Energotechnika

Od początku 2000 r. spółka wdraża nowe standardy w kogeneracji i poligeneracji gazowej. Spółka realizowała projekty: pierwszej w Polsce Wioski Energetycznej, pierwszej w Polsce Parowej Kotlewni Kondensacyjnej, oraz budowała centra energetyczne zakładów przemysłowych pozwalające na wytwarzanie wszystkich mediów energetycznych niezbędnych do pracy zakładu w procesach szeregowych pozwalające na redukcję energii pierwotnej o kilkadziesiąt procent.

Współpraca z czołowymi ośrodkami naukowymi w kraju oraz najnowocześniejszym w Europie Centrum Badawczym Silników Gazowych, w połączeniu z bogatym doświadczeniem własnego biura projektowego, umożliwia spółce realizację niezwykle skomplikowanych systemów wytwarzania i zarządzania mediami energetycznym w skali od pojedynczych zakładów przemysłowych po kompletne multisystemy miejskie.

ICEB

Analiza wykonalności projektu dotycząca Multisystemu energetycznego zawierającego technologie bezemisyjnej energii odnawialnej na potrzeby modernizacji kotłowni Zakładu Ciepłego w Kuźni Raciborskiej. Wykorzystanie do produkcji ciepła sieciowego nowoczesnych bezemisyjnych i niskoemisyjnych technologii z zastosowaniem instalacji termicznych kolektorów słonecznych, modułów PV/PVT. a także Pomp ciepła zasilanych z sezonowego magazynem ciepła i chłodu przy współpracy z kogeneracją gazową i szczytową kotłownią gazową.

Stała współpraca z IGCP (Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie) Certyfikacji Ciepła Systemowego w oparciu w własną metodologię.

12.3. *Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej*

Energotechnika

Wykonanie modernizacji ponad 160 obiektów energetycznych, budowa ponad 95 nowych kotłowni i elektrociepłowni oraz wykonanie ponad 25 instalacji ochrony środowiska i 10 kompletnych systemów ciepłych miast. Wdrożenie produkcji kotłów odzyskowych, instalacji kondensacji spalin oraz instalacji SCR pozwalających na zwiększenie sprawności i radykalne zmniejszenie oddziaływania na środowisko.

IECB

Opracowanie strategii osiągnięcia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego w Wałbrzychu, Legionowie i Żywcu zakładających wykorzystanie do produkcji ciepła sieciowego nowoczesnych bezemisyjnych i niskoemisyjnych technologii z zastosowaniem źródeł energii odnawialnej.

Wykorzystanie w opracowaniach gazowych modułów kogeneracyjnych z biernym i czynnym odzyskiem ciepła, sorpcyjnych agregatów chłodniczych, sprężarkowych pomp ciepła typu woda/woda, oraz powietrze/woda a także instalacji modułów PV, termicznych instalacji solarnych z sezonowymi magazynami ciepła.

Ekspert w Projekcie nr POIR.01.01.01-00-1547/19 „Wysokoefektywny system ogrzewania i chłodzenia budynków wielorodzinnych z wykorzystaniem ciepła odpadowego oraz energii odnawialnej”. Projekt finansowany ze środków NCBR.

PUIK

Właściciel ciepłowni miejskiej, sieci ciepłowniczej wysokoparametrowej. Zajmuje się produkcją i dystrybucją ciepła wytwarzanego w swoim źródle dla większości odbiorców na terenie miasta. W latach 2014-2015 realizacja projektu Modernizacja systemu ciepłowniczego w Sokołowie Podlaskim w tym uruchomienie układu kogeneracyjnego o łącznej mocy elektrycznej 1.004 MW i cieplnej 1,2 MW. W roku 2020-21 realizacja drugiego etapu modernizacji systemu ciepłowniczego i w efekcie wyjście z systemu uprawnień do emisji.

12.4. Informacje o Zespole Projektowym

Zespół Projektowy		
1.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Maciej Wąż
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Zarządzający w imieniu Lidera Konsorcjum integracją działań partnerów biorących udział w budowie Demonstratora. Zarządzanie budową Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, realizacji procesu budowlanego, montażu, uruchomienia w zakresie: Stacja uzdatniania/uszlachetniania biogazu z kompresorem oraz budowa bio-gazociągu i linii SN 15 kV o długości 9,3 km.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	W latach 80. ubiegłego wieku udział w projektach montażu i rozruchu automatyki przemysłowej. W latach 90. I pierwszej dekady XXI wieku zarządzanie projektami budowy sieci teleinformatycznych kablowych i radiowych oraz działalnością operatorów sieci teleinformatycznych. 2014-2015 zarządzanie projektem modernizacji systemu ciepłowniczego w Sokołowie Podlaskim w tym rozbudowa preizolowanej sieci ciepłowniczej i budowa elektrociepłowni. Lata 2018-20 udział w pracach powołanego przez Ministra Energii zespołu ds. opracowania strategii w zakresie modelu funkcjonowania rynku ciepłowniczego w Polsce w perspektywie 2040 roku.
2.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Leszek Jędrzejczak
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Udział w zarządzaniu w imieniu Lidera Konsorcjum integracją działań partnerów biorących udział w projektowaniu Demonstratora w ramach ETAPU Pierwszego. Zarządzanie procesem w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, w zakresie: Budowa bio-gazociągu i linii SN 15 kV o długości ok. 9 km.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	2004 – 2016 Sygnity SA Dyryktor ds. Rozwoju Produktów Sektor Utilities, Architekt rozwiązań, Doradca Zarządu. 2016 – 2020 PGE Systemy SA Prezes Zarządu (profil: centrum technologiczne, fabryka oprogramowania i centrum usług wspólnych Grupy Kapitałowej PGE) 2020 – 2021 Działalność gospodarcza Analizy, biznesplany. Doradztwo
3.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Robert Edward Szlęzak
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Zarządzający w imieniu Lidera Konsorcjum integracją działań partnerów biorących udział w budowie Demonstratora. Udział w pracach mających na celu integrację demonstratora ze strategią lokalnego klastra energii. Udział w pracach analitycznych, zarządzanie procesem architektury informacyjnej i technicznej. Zarządzanie budową Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, budowy i uruchomienia w zakresie: Inteligentnego Systemu Zarządzania. Udział w pracach projektowych i realizacyjnych w obszarze systemu pomiarowego i integracji demonstratora. Udział w nadzorze nad procesem

		badawczo-rozwojowym oraz współzarządzanie zespołem analitycznym.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	<p>1987 – 1991 KWK Bogdanka / PRG Łęczna – elektryk, automatyk, elektronik zatrudniony przy budowie kopalni węgla kamiennego.</p> <p>1991 – 2004 Telekomunikacja Polska S.A. – informatyk, analityk, architekt, menadżer w kolejnych latach zatrudniony na stanowiskach od specjalisty ds. informatyki do dyrektora departamentu odpowiedzialnego za badania i rozwój systemów ICT w obszarze infrastruktury informatycznej w przedsiębiorstwie.</p> <p>1998 – 2014 Założyciel, Wiceprezes odpowiedzialny za finanse a następnie Członek Rady Nadzorczej Spółdzielni Mieszkaniowej „Jutrzenka”.</p> <p>od 2004 przedsiębiorca zarządzający firmą doradczą w obszarze ICT, prowadzenia projektów i OZE.</p> <p>2008 – 2017 Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, członek zarządu, wiceprezes zarządu, prezes zarządu.</p> <p>2008 – 2019 Prezes Wschodniego Klastra ICT KKK,</p> <p>2015 – 2017 Ekspert Fundacji Inicjatyw Menadżerskich ds. budowy klastrów energii w Ukrainie.</p> <p>2016 – 2019 Ekspert w programie budowy Klastrów Energii w Polsce, udział w pracach powołanego przez Ministra Energii zespołu ds. opracowania strategii w zakresie modelu funkcjonowania rynku ciepłowniczego w Polsce w perspektywie 2040 roku.</p> <p>2017 – 2019 Ekspert Banku Światowego pracujący na rzecz strategii SmartGrid dla rządu ukraińskiego.</p> <p>od 2020 Ekspert MKICT a następnie ECN S.A. ds. transformacji energetycznej przemysłu i polskiego sektora ciepłowniczego.</p>
4.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Michał Umiński
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	<p>Zarządzający w imieniu Lidera Konsorcjum integracją działań partnerów biorących udział w budowie Demonstratora.</p> <p>Zarządzanie budową Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, realizacji procesu budowlanego, montażu, uruchomienia w zakresie Zintegrowany system wytwarzania ciepła OZE, którego elementy będą stanowić: zmodernizowany blok bio=kogeneracji 2 x 0,5 kWe (bCHP), zmodernizowany kocioł bio-gazowy o mocy 3 kW, który będzie pracował zasilany paliwem w postaci biogazy jak opisano powyżej dla bloku kogeneracji, system pomp ciepła 6 szt. o mocy cieplnej 200 kW typu powietrze-woda, kocioł elektrodowy o mocy 1 MW.</p>
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	<p>Praca w spółce Energotechnika w charakterze zarządzającego projektami.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Prowadzenie ponad 40 projektów z dziedziny Energetyki Ciepłej, ▪ Wprowadzenie technologii kondensacji spalin z silników gazowych w układach CHP, ▪ Wprowadzenie technologii szeregowych procesów energetycznych w zakładach przemysłu spożywczego, ▪ Wprowadzenie technologii rekuperacji ciepła do układów suszarni osadów ściekowych, ▪ Projekt pierwszej w Polsce Wioski Energetycznej, ▪ Projekt jedyne działającego w Polsce układu CHP z silnikiem parowym, ▪ Współautor idei hybrydowego systemu ciepłego

		W latach 2018-20 udział w pracach powołanego przez Ministra Energii zespołu ds. opracowania strategii w zakresie modelu funkcjonowania rynku ciepłowniczego w Polsce w perspektywie 2040 roku.
5.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Piotr Umiński
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Udział w zarządzaniu w imieniu Lidera Konsorcjum integracją działań partnerów biorących udział w budowie Demonstratora. Analiza, opracowanie koncepcji, dobór najkorzystniejszego rozwiązania oraz modernizacja i uruchomienie układu kogeneracyjnego do pracy na biometanie.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	Dyrektor Operacyjny w Energotechnika sp z o.o. Wieloletnie doświadczenie w zakresie doboru, uruchomień oraz eksploatacja gazowych agregatów kogeneracyjnych pracujących w technologii kondensacji spalin. Certyfikat autoryzacyjny uruchomień agregatów kogeneracyjnych firmy Dresser Rand oraz Siemens. Certyfikat autoryzacyjny palników gazowych firmy Saacke.
6.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Adolf Mirowski
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Nadzorowanie prac związanych z budową Symulatora ponadto przeprowadzenie prac analityczno-obliczeniowych. Na etapie budowy Demonstratora nadzór nad pracami związanymi z integracją komponentów procesowych i technologicznych oraz pełnego systemu demonstracyjnego.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	1996 – 2013: Viessmann Sp. z o. o <ul style="list-style-type: none"> • OKRES IV 2013 – do nadal • Rodzaj działalności Własna działalność gospodarcza • Stanowisko Menadżer ds. Obsługi Projektantów Od roku 2011 Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła – Wiceprezes Zarządu Od roku 2015 Instytut Certyfikacji Emisji Budynków - Prezes Zarządu Od roku 2018 Klaster Czyste Powietrze – Członek Zarządu KOMPETENCJE ZAWODOWE Kreatywność, profesjonalizm, decyzyjność, operatywność pomysłowość, łatwość nawiązywania kontaktów, umiejętność pracy z ludźmi, dyspozycyjność UMIEJĘTNOŚCI TECHNICZNE obsługa specjalistycznych urządzeń i oprogramowania z branży techniki grzewczej.
7.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Jakub Ufnal
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Zarządzanie budową Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, realizacji procesu budowlanego, montażu, uruchomienia w zakresie: budowa biogazowni we współpracy z Liderem i pozostałymi członkami konsorcjum.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	Od początku działalności biogazowni odpowiedzialny za przygotowanie raportów i audytów do Urzędu Regulacji Energetyki i Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa oraz uzyskiwaniem i sprzedażą Świadectw i Gwarancji Pochodzenia Energii.

		W 2015 uzyskanie statusu wysokosprawnej kogeneracji. W 2019 przeprowadzenie procesu przejścia biogazowni z systemu certyfikatów do systemu aukcyjnego, w wyniku czego biogazownia wygrała aukcję. W 2020 roku budowa i uruchomienia bloku kogeneracji o mocy 0,5 MWe - wejście w system taryfy gwarantowanej FIT.
8.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Maciej Ufnal
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Współzarządzanie budową Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, realizacji procesu budowlanego, montażu, uruchomienia w zakresie: budowa biogazowni we współpracy z Liderem i pozostałymi członkami konsorcjum.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	Prowadzenia biogazowni rolniczej (procesu fermentacji wraz z wysokosprawną kogeneracją), bieżący nadzór nad procesem fermentacji jak i funkcjonowania jednostki kogeneracyjnej. Nadzór nad procesem dostaw substratu, funkcjonowaniem systemu mieszania, dozowania substratów, grzania czy przepompowywania. Nadzór nad pracą bloku kogeneracji kogeneracyjną. Stale uczestniczę w kongresach, targach i szkoleniach o tematyce OZE a w szczególności biogazu.
9.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Zbigniew Jan Bocian
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Zarządzanie budową Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, realizacji procesu budowlanego, montażu, uruchomienia w zakresie: system opomiarowania i wydzielenie subsystemu oraz regulacja sieci ciepłowniczej we współpracy z Liderem i pozostałymi członkami konsorcjum.
	Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	Nadzór inwestorski i przeprowadzenie całego procesu budowy Zbiornika retencyjnego „Niewiadoma” o wartości projektu ok. 14 mln. zł. Organizacja biur (7 biur terenowych oraz biuro Zarządu) i pełnienie funkcji dyrektora Zarządu Zlewni w Sokołowie Podlaskim Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie (obszar 109 gmin). Udział z Ramienia PGW Wody Polskie w pracach międzynarodowego Zespołu ochrony wód granicznych (ochrona Bugu granicznego Polska – Ukraina). Przeprowadzenie drugiego etapu modernizacji ciepłowni w Sokołowie Podlaskim i pozyskanie środków na realizację inwestycji. Przeprowadzenie modernizacji oczyszczalni ścieków w Sokołowie Podlaskim polegającej na instalacji agregatu prądotwórczego na biogaz oraz zbiornika biogazu.
10.	Imię i nazwisko członka Zespołu Projektowego	Piotr Skorupka
	Obszary odpowiedzialności Członka Zespołu Projektowego w ramach Przedsięwzięcia	Prowadzenia działań w zakresie uzgodnień przy projektowaniu, budowie i eksploatacji Demonstratora w fazie przygotowania inwestycji, opracowania dokumentacji, realizacji procesu budowlanego, montażu, uruchomienia w zakresie: system opomiarowania i wydzielenie subsystemu oraz regulacja sieci

	ciepłowniczej we współpracy z Liderem i pozostałymi członkami konsorcjum.
Opis doświadczenia członka Zespołu Projektowego	Nadzór nad pracami koncepcyjnymi, projektowymi oraz budowlanymi przy modernizacji systemu ciepłowniczego i energetycznego w komunalnej spółce PUIK. Kierownik Zakładu Energetyki Ciepłej oraz Główny Energetyk w przedsiębiorstwie PUIK.

13. *Lista skrótów i definicji*

bCHP – urządzenie kogeneracyjne zasilane biogazem / biometanem

BICES – lokalny klaster energii „Bezpieczna i Czysta Energia dla Sokołowa”

BM – biometan

CBM – biometan sprężony (ang. Compressed Biomethane) inaczej bio-CNG

CHP – urządzenie kogeneracyjne (ang. Combined Heat and Power)

CO – centralne ogrzewanie

CO₂ – dwutlenek węgla

CWU – ciepła woda użytkowa

DDD – Dekarbonizacja, Digitalizacja, Decentralizacja – koncepcja transformacji energetycznej

DT – Demonstrator Technologii

ECN – ECN S.A.

EED – Dyrektywa o Efektywności Energetycznej (ang. Energy Efficiency Directive)

EP – Elektrociepłownia Przyszłości

EPBD – Dyrektywa o Efektywności Energetycznej Budynków (ang. Energy Performance of Buildings Directive)

ETS - Europejski System Handlu Emisjami (ang. Emissions Trading System)

FIP – system dopłat do ceny rynkowej FIP (ang. feed-in premium)

FIT – system taryfy gwarantowanej (ang. feed-in-tariff)

Fit for 55 – Program wchodzący w skład Polityki Nowego Zielonego Ładu zakładający redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 roku

ICEB – Instytut Certyfikacji Emisji Budynków sp. z o.o.

IGCP – Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie

KIP – Karta Informacyjna Przedsięwzięcia

KSE – Krajowy System Energetyczny

LBM – biometan skroplony (ang. Liquid Biomethane) inaczej bio-LNG

LCOH – uśredniony koszt wytwarzania ciepła dla całego okresu eksploatacji jednostki / systemu wytwórczego (ang. Levelised Cost of Heat)

NCBR – Narodowe Centrum Badań i Rozwoju

OSDp – Operator Systemu Dystrybucyjnego

OZE – Odnawialne Źródła Energii

PCAW – pompa ciepła powietrze-woda

PCWW – pompa ciepła woda-woda

PEP2024 – Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku

PGED – Polska Grupa Energetyczna „Dystrybucja” S.A.

PTV – technologia termiczno- fotowoltaiczna

PUIK – Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno-Komunalnych sp. z o.o.

PV – technologia fotowoltaiczna / fotowoltaika

RDB – rynek dnia bieżącego – notowanie prowadzone przez TGE

RDN – rynek dnia następnego – notowanie prowadzone przez TGE

RED II – Dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

SAM – rynek możliwy do obsługi (ang. Serviceable Addressable Market albo Served Available Market)

SN – średnie napięcie

Smart Grid – inteligentne sieci energetyczne

SOM – planowany rynek (ang. Serviceable Obtainable Market)

TAM – całkowity dostępny rynek (ang. Total Available / Addressable Market)

TGE – Towarowa Giełda Energii

TRNSYS18 – oprogramowanie pozwalające na komputerową symulację procesów energetycznych