

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 elektro- ciepłowniczego w kierunku OZE

Raport wykonany w ramach Przedsięwzięcia nr 88/21/PU/P63-09
Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym.

Słoneczno-Wodorowa Lokalna Elektrociepłownia Krajowa

Konsorcjum:

PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.

PGNiG TERMIKA Spółka Akcyjna

Politechnika Wrocławska

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

Streszczenie	3
1. Wstęp	3
1.1. Opis problemu badawczego	3
1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni	3
2. Lokalizacja Demonstratora Technologii	10
3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni	17
3.1. Wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS 17	
3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych	19
3.3. Kogeneracja	20
4. Analiza kosztów ciepła	20
4.1. Analiza LCOH, analiza efektywności ekonomicznej	20
5. Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni	22
5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora	22
5.2. Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Elektrociepłowni	22
6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii	24
7. Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni	24
7.1. Skalowalność i replikowalność	24
7.2. Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła	26
8. Obliczenia	26
9. Bezpieczeństwo	28
10. Informacje dodatkowe	28
11. Dane Wykonawcy	29
11.1. Dane adresowe oraz rejestrowe	29
11.2. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej	30
11.3. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej	33
11.4. Informacje o Zespole Projektowym	35
12. Załączniki	37
13. Spis rysunków	38

Streszczenie

Projekt zakłada budowę instalacji, która zapewni dostarczenie energii cieplnej dla mieszkańców oraz umożliwi sprzedaż „zielonej” energii do sieci. Najważniejszym aspektem dotyczącym funkcjonowania Demonstratora Technologii jest fakt, iż zasilany on będzie energią elektryczną pochodzącą z Odnawialnych Źródeł Energii, a konkretnie z farmy fotowoltaicznej. W projekcie wykorzystywane zostaną również technologie wodorowe. Wodór wytwarzany będzie w procesie elektrolizy, następnie magazynowany i wykorzystywany w silniku kogeneracyjnym do wytworzenia energii elektrycznej oraz cieplnej. Do zapewnienia dostaw ciepła, wykorzystane zostaną pompy ciepła, które wykorzystują energię elektryczną (pochodzącą z OZE), ciepło otoczenia oraz ciepło odpadowe powstające w procesach technologicznych, do dostarczania energii do sieci centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej. Demonstrator Technologii jest całkowicie bezemisyjny, czyli nie generuje gazów cieplarnianych do otoczenia. Ponadto pozwala na zmniejszenie ilości dostarczanej energii z mocy istniejącej węglowej ciepłowni, co przekłada się na niższą emisję CO₂ i innych zanieczyszczeń powietrza.

1. Wstęp

1.1. Opis problemu badawczego

Problemem badawczym jest zastąpienie źródeł emisyjnych, źródłami bezemisyjnymi, w sposób efektywny energetycznie oraz ekonomicznie. W projekcie została zbadana współpraca urządzeń służących do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz wodoru. Współpraca urządzeń zapewnia pokrycie zapotrzebowania na ciepło w sieci (co było głównym wymaganiem projektu). Ponadto, opracowano harmonogram pracy Demonstratora Technologii, uwzględniający załączanie się poszczególnych źródeł energii, w zależności od zapotrzebowania sieci ciepłowniczej. Opracowano model bilansowania elektrociepłowni przez spółkę obrotu, umożliwiając tym samym wykorzystanie energii z farmy fotowoltaicznej do pokrycia zapotrzebowania Demonstratora Technologii w skali roku, jednocześnie umożliwiając sprzedaż energii elektrycznej do sieci w momentach nadwyżki.

1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni

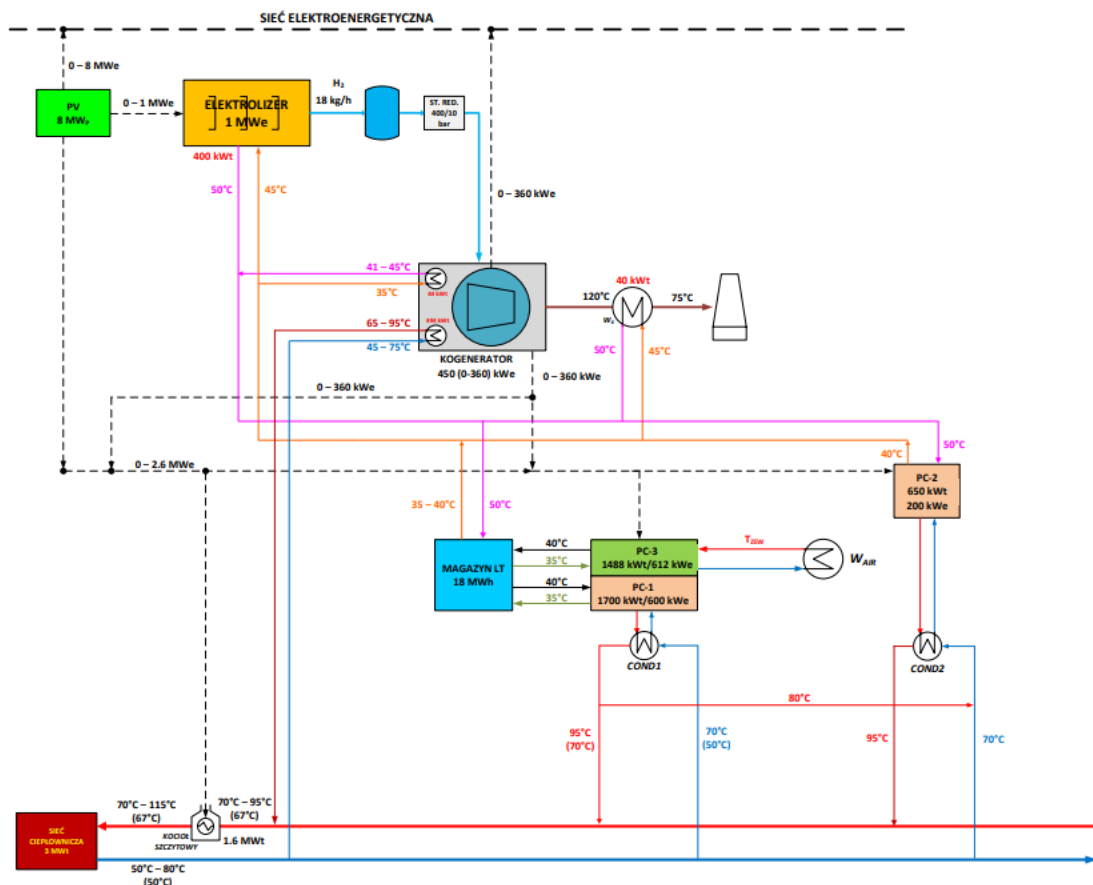
1.2.1. Nazwa opracowanej technologii

Słoneczno-Wodorowa Lokalna Elektrociepłownia Krajowa

1.2.2. Opis koncepcji

W skład proponowanej technologii wchodzi: instalacja fotowoltaiczna PV, elektrolizer PEM, magazyn wodoru, tłokowy silnik wodorowy, niskotemperaturowy magazyn ciepła, a także układ sprężarkowych pomp ciepła. Zasada działania instalacji jest następująca: energia elektryczna wytworzona w instalacji fotowoltaicznej PV o mocy 8 MWp będzie jednocześnie zasilala układ pomp

ciepła, elektrolizer PEM, kocioł szczytowy przy udziale Spółki bilansującej (spółki obrotu). Nadwyżka energii elektrycznej sprzedawana będzie na rynku energii. O wartości strumienia energii zasilającego dane urządzenie, w danym momencie będzie decydować zainstalowany układ sterowania, zarządzający pracą całej proponowanej technologii.



Rys. 1 Schemat technologiczny

Zadaniem proponowanego układu pomp ciepła zasilanego energią z PV, będzie podgrzewanie wody, która będzie kierowana do sieci ciepłowniczej. Sprężarkowe pompy ciepła cechują się dużym współczynnikiem COP, w stosunku do innych rodzajów pomp ciepła. Jednak wytwarzanie energii elektrycznej w ogniwach fotowoltaicznych jest okresowe i cechuje się dużą dobową zmiennością, stąd może nastąpić konieczność zasilania pompy z innego źródła energii elektrycznej. Tym źródłem będzie energia elektryczna wytworzona w kogeneracji z silnikiem wodorowym. Wodór potrzebny do zasilania silnika będzie wytwarzany z wody w elektrolizerze PEM. Elektrolizer będzie zasilany energią pochodzącą z fotowoltaiki. Wytworzony w procesie elektrolizy wodór, będzie magazynowany w specjalnych ciśnieniowych zbiornikach.

Zarówno w procesie elektrolizy jak i w zastosowanym silniku kogeneracyjnym generowane będzie ciepło odpadowe. Będzie ono odbierane w postaci wody i kierowane do niskotemperaturowego wodnego magazynu ciepła. Rozwiązanie to pozwoli na zwiększenie sprawności elektrolizera

oraz spowoduje wzrost efektywności ekonomicznej proponowanej technologii. Z niskotemperaturowego magazynu woda będzie kierowana do pompy ciepła woda-woda, stanowiąc jedno z jej dolnych źródeł ciepła. Zastosowanie pompy ciepła zasilanej wodą o temperaturze ok 50°C pozwoli na wytworzenie gorącej wody o temperaturze do 95°C. Z pompy ciepła gorąca woda będzie kierowana do sieci ciepłowniczej. Ponieważ szczytowa wymagana temperatura wody sieciowej to 115°C, stąd też przewiduje się zastosowanie kotła szczytowego, który będzie zasilany energią elektryczną, dzięki czemu będzie można podgrzewać wodę do ok. 120°C.

W przypadku wytwarzania nadmiaru energii elektrycznej w instalacji fotowoltaicznej PV przewiduje się możliwość kierowania jej do sieci elektroenergetycznej przy udziale spółki bilansującej.

Całość przepływów cieplnych i prądowych oraz praca urządzeń (w tym urządzeń automatyki) będzie zarządzana przez System Zarządzania Energią przy wykorzystaniu inteligentnego systemu sterowania DCS/SCADA, gdzie nadrzędnym paradygmatem jest wielkość odbioru energii cieplnej przez konsumentów.

System sterowania i zarządzania DCS/SCADA, dedykowany dla Ciepłowni Przyszłości, wyposażony będzie w wysokiej klasy urządzenia i aparaturę kontrolno-pomiarową oraz w narzędzia służące do wizualizacji, archiwizacji danych i umożliwiające ich analizę również w czasie rzeczywistym. W związku z zastosowaniem najnowszych dostępnych rozwiązań projektowych/technicznych, system będzie odporny na zakłócenia elektromagnetyczne i z powodzeniem może być stosowany w środowiskach o wysokich wymaganiach niezawodnościowych pod wymagany poziom SIL dla urządzeń AKPiA przeznaczonych do pracy w sektorze energetycznym (zapewnienie bezpieczeństwa strategicznego kraju). Konsekwencją spełniania wymagań SIL będzie redundancja na poziomie systemów sterowania (podwojenie elementów fizycznych odpowiedzialnych za sterowanie).

1.2.3. Zastosowane urządzenia techniczne i rozwiązania

Nazwa urządzenia	Skrót używany w opisie	Podstawowe parametry	Zasada działania i funkcja w układzie
Elektrownia fotowoltaiczna	PV	Moc zainstalowana: 8MWp, moduły monokrystaliczne, spodziewana roczna produkcja energii 7875MWh.	Instalacja fotowoltaiczna odpowiedzialna jest za dostarczanie energii elektrycznej w układzie.
Elektrolizer PEM	EL	Moc: 1MW, nominalna produkcja wodoru: 200Nm ³ /h, ciśnienie wodoru: 40 bar.	Elektrolizer służy w układzie do wytwarzania wodoru, który wykorzystywany jest do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w agregacie kogeneracyjnym. Ponadto, zakładane jest wykorzystanie ciepła odpadowego z procesu elektrolizy jako dolnego źródła dla pompy ciepła PC-2. Możliwe jest przekierowanie ciepła z elektrolizera do magazynu ciepła.

Magazyn wodoru	SH ₂	Pojemność: 549kg @500bar, 502kg @450 bar.	Magazyn wodoru zasilany jest z elektrolizera poprzez kompresor. Składa się z kilkunastu butli sekcynie ładowanych i rozładowywanych. Magazyn wodoru na wyjściu połączony jest do aparatu kogeneracyjnego.
Kompresor wodoru	HC	Sprężanie od 40bar do max 500bar.	Kompresor wodoru odpowiada za podniesienie ciśnienia wodoru płynącego z elektrolizera do parametrów wymaganych przez magazyn wodoru.
Pompy ciepła	PC-1	Pompy ciepła woda-woda, liczba sztuk: 2, jednostkowa moc nominalna 850kWt, 175kWe. Temperatura źródła dolnego 35-40°C, temperatura źródła górnego 70-95°C.	Podstawowa jednostka cieplna w układzie, sprzężona z PC-3. Zasila magistralę ciepłowniczą przez cały rok. Ze względu na kwestie regulacji parametrów oraz zwiększenie niezawodności układu zastosowano 2 jednostki.
Pompa ciepła	PC-2	Pompa ciepła woda-woda, liczba sztuk: 1, moc nominalna: 640kWt, 115kWe. Temperatura źródła dolnego 40-50°C, temperatura źródła górnego 75-95°C.	Pełni w układzie rolę źródła dodatkowego, wykorzystywanego w momentach zwiększenia zapotrzebowania na ciepło w układzie. Dolnym źródłem tej pompy jest ciepło odpadowe z EL oraz AKG, posiada możliwość współpracy z magazynem ciepła.
Pompy ciepła	PC-3	Pompy ciepła powietrze-woda, liczba sztuk: 6, jednostkowa moc nominalna: 258kWt, 60,2kWe. Temperatura źródła dolnego = temperatura otoczenia, temperatura źródła górnego 35-40°C.	Stanowią wraz z PC-1 podstawowe jednostki cieplne w układzie. Ich zadanie polega na przygotowaniu wody o wymaganych przez PC-1 parametrach (stanowi dolne źródło ciepła dla PC-1). Dzięki zastosowaniu kilku jednostek możliwa jest szeroka regulacja parametrów zasilania. COP pomp zależy od temperatury otoczenia. Posiadają możliwość pracy na magazynie ciepła.
Aparat kogeneracyjny	AKG	Nominalna moc: 450kWe, moc cieplna – 512kWt, zasilanie 100% H ₂ , współczynnik CHP 97%.	Zadaniem aparatu kogeneracyjnego jest wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej dla układu oraz sieci. Część wysokotemperaturowa przyłączona jest do magistrali zasilającej sieć ciepłowniczą natomiast część niskotemperaturowa stanowi dolne źródło ciepła dla PC-2 oraz posiada możliwość przesyłania na AK-LT.
Magazyn ciepła	AK-LT	Pojemność: ok 10 MWh,; typ pionowy medium: woda/glikol; Tzas/Tpowr 35/40 st C; Prob 4,0 bar.	Magazyn ciepła wykorzystywany jest w układzie do stabilizacji pracy PC-1 oraz do zapewnienia możliwości magazynowania nadwyżkowej energii cieplnej pochodzącej z EL oraz AKG. Stanowi dolne źródło dla PC-2.
Kocioł szczytowy elektryczny	K-EL	Moc cieplna – 1600 kWt, moc elektryczna 1600kWe	Pełni rolę źródła szczytowego, podnoszącego temperaturę zasilania sieci do 115°C.

1.2.4. Wykorzystywane substraty i nośniki energii

W Demonstratorze stosowany jest wewnętrzny obieg wody realizującej układ cieplny, nośnikiem energii jest również wodór wytwarzany w elektrolizerze i wykorzystywany w aparacie kogeneracyjnym. Do wytwarzania wodoru w elektrolizerze niezbędne jest dostarczenie wody, która po oczyszczeniu do wymaganych parametrów bierze udział w procesie. Wszystkie urządzenia spięte są w sieć elektryczną niskiego napięcia, a połączenie z siecią elektroenergetyczną realizowane jest za pomocą istniejącego transformatora CC Dęblin.

1.2.5. Przemiany energii następujące w systemie

Proponowana technologia innowacyjnej ciepłowni, zasilanej energią odnawialną bazuje na szeregu innowacyjnych rozwiązań technicznych w zakresie wytwarzania, konwersji oraz magazynowania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Idea działania proponowanej ciepłowni, polega na pozyskiwaniu energii elektrycznej za pośrednictwem paneli fotowoltaicznych, wykorzystaniu ciepła otoczenia jako źródła ciepła oraz magazynowania energii w wodorze. Ponadto, magazynowane będzie także ciepło odpadowe, generowane przez urządzenia wchodzące w skład instalacji elektrociepłowni. Wytwarzanie ciepła dla sieci ciepłowniczej będzie realizowane poprzez jego pobieranie z otoczenia, z magazynów ciepła i uzupełnianie o ciepło wytwarzane ze zmagazynowanego "zielonego" wodoru. Innowacyjna elektrociepłownia będzie pracować w kogeneracji, wytwarzając ze zmagazynowanego "zielonego" wodoru zarówno energię elektryczną jak również ciepło.

Funkcjonowanie proponowanej, innowacyjnej elektrociepłowni będzie wykorzystywać następujące zjawiska i procesy:

- konwersja energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną w półprzewodnikowym ogniwie fotowoltaicznym,*
- elektrochemiczny rozkład wody (elektroliza) z wytworzeniem "zielonego" wodoru oraz tlenu,*
- sprężanie oraz rozprężanie gazowego wodoru celem odpowiednio, jego magazynowania i rozładowania z magazynu wodoru,*
- pozyskiwanie energii ze zmagazynowanego wodoru na drodze spalania w silniku wodorowym,*
- magazynowanie ciepła w niskotemperaturowym magazynie ciepła,*
- wykorzystanie lewobieźnego układu termodynamicznego w pompie ciepła.*

Proces konwersji energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną w półprzewodnikowym ogniwie fotowoltaicznym polega na powstaniu siły elektromotorycznej pod wpływem promieniowania słonecznego. Do generowania energii elektrycznej w procesie fotowoltaicznym używane są moduły fotowoltaiczne. Zbudowane są one z ogniw fotowoltaicznych połączonych ze sobą, chronionych przed wpływem warunków środowiskowych. Sprawność modułu fotowoltaicznego wyraża się jako stosunek mocy elektrycznej w module do natężenia promieniowania słonecznego na powierzchnię modułu PV w danej chwili.

Elektrochemiczny rozkład wody (elektroliza) z wytworzeniem "zielonego" wodoru oraz tlenu to proces zachodzący wg poniższego równania reakcji:



W naszym przypadku rozważane były dwa typy niskotemperaturowych elektrolizerów jak poniżej, różniące się niewiele sprawnością ale znacznie kosztami i żywotnością.

A. Elektrolizery alkaliczne – z wodnym roztworem zasady, zwykle KOH lub NaOH. Elektrody odseparowane są porowatą membraną celem zapobiegania mieszania się wodoru i tlenu. Proces realizowany jest bezciśnieniowo (temperatura 70–80°C) lub ciśnieniowo (90-100°C). Sprawność procesu elektrolizy wynosi około 60%.

B. Elektrolizery membranowe (PEM – proton exchange membrane). Proces elektrolizy realizowany jest za pośrednictwem membrany polimerowej charakteryzującej się wysokim przewodnictwem jonowym. Sprawność procesu: 50-65%.

Technologią najstarszą oraz najbardziej rozpowszechnioną jest elektroliza alkaliczna. Przeszkodą w rozwoju tej technologii jest elektrolit, który jest toksyczny dla środowiska oraz masa i rozmiary urządzeń. Obecnie największy rozwój projektów obserwowany jest w technologii PEM, która cechuje się dobrą gęstością energii, brakiem toksycznych elementów systemu oraz łatwością skalowania. Kolejną ważną zaletą elektrolizerów PEM jest elastyczność pracy. Rozruch urządzenia to zaledwie kilka minut, a produkcja wodoru zależy od ilości dostarczanego prądu do ogniwa, a więc idealnie nadaje się do współpracy ze źródłami o zmiennej charakterystyce pracy w czasie, na przykład fotowoltaiką.

Zmagazynowany wodór może zostać wykorzystany do wytwarzania energii elektrycznej w tradycyjny sposób (silnik spalinowy) lub, w przypadku elektrolizera PEM – odwracalnego – wykorzystany bezpośrednio do wytwarzania energii elektrycznej w ogniwie paliwowym. Typowa sprawność AC/AC w przypadku elektrolizera PEM wynosi ~40%.

Wyprodukowany wodór magazynowany będzie w butlach pod ciśnieniem ok. 500 bar. Standardowe ciśnienie pracy elektrolizerów w skali MW to 40 bar. Należy zatem sprężyć wodór z elektrolizerów przed dostarczeniem do systemu magazynowania wodoru. Na rynku spotykane są kompresory membranowe, tłokowe oraz wirowe. Dobór technologii wykonany został biorąc pod uwagę dynamicznie zmieniający się rynek technologii wodorowych. Spotyka się kompresory zintegrowane z elektrolizerami – znajdujące się we wspólnym kontenerze.

Wodór z magazynów kierowany będzie do silnika tłokowego. Urządzenie to wykorzystywane będzie jako kogeneracja 100% OZE, ponieważ pracować będzie na wodorze powstałym z odnawialnych źródeł energii.

Silnik tłokowy spalinowy pracujący na wodór, to najczęściej modyfikacja konstrukcji pracujących na inne paliwa gazowe takie jak metan, biogaz, biometan. Spotykane są moce od kilkunastu kW do nawet kilku MW. Ciepło odbierane jest z układu chłodzenia silnika, chłodnicy oleju oraz ze spalin. Energia elektryczna powstaje w generatorze, sprzężonym z wałem silnika.

Stałotlenkowe ogniwa paliwowe (SOFC) zbudowane są z tych samych elementów co elektrolizery SOFC. Zaletą tej technologii jest wysoka sprawność wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła w skojarzeniu, możliwość pracy na wodorze, metanie oraz mieszance obu oraz w przypadku zasilania wodorem, tj. brak emisji CO₂. Aby bezawaryjnie pracować, ogniwa SOFC powinny pracować ze stałą wydajnością. Magazyn wodoru umożliwi równomierny dopływ paliwa w określonej jednostce czasu. Obecnie trwają wdrożenia układów kogeneracji opartych na ogniwach SOFC w skali megawatowej. W Japonii pracuje kilka takich układów o mocy około 200 kWe. Ze względu na brak rynkowo dostępnych produktów w tej kategorii, nie zdecydowano się na rozwijanie koncepcji w tym kierunku jednak zespół projektowy dostrzega ogromny potencjał kogeneracji opartej na ogniwach typu SOFC.

Poza budynkiem zabudowana zostanie część technologiczna w postaci trzech akumulatorów ciepła o pojemności cieplnej do 10 MWh.

Układ zbiorników pełni rolę bufora ciepła niskotemperaturowego dla celów zasilania w ciepło instalacji dolnego źródła pomp ciepła.

Parametry pracy zbiornika:

medium: woda/glikol 60/40

temperatura robocza: 35-40 st C.

ciśnienie robocze: 4,0 bar

Każdy z akumulatorów, zostanie wyposażony w system automatyki zabezpieczającej oraz układ monitorowania w postaci sondy mierzącej ciągle poziom zwierciadła wody w zbiorniku. Zwierciadło wody będzie utrzymywane na stałym bezpiecznym poziomie w zbiorniku, niezależnie od tego czy zbiornik będzie w trybie akumulowania ciepła czy też rozładowania. Układ automatyki sygnalizuje o przekroczeniu maksymalnego poziomu w zbiorniku czy też spadku poziomu poniżej minimalnego poziomu, np. w przypadku wycieku.

Magazyny ciepła zlokalizowane na zewnątrz budynku izolowane, o grubości izolacji cieplnej równej 200 mm (materiał o współczynniku przewodzenia ciepła $\lambda = 0,035[W/(m \cdot K)]$) i zabezpieczony płaszczem zewnętrznym z blachy stalowej oc. Dodatkowo projektuje się zabudowę między

akumulatorami ciepła (mocowanie do zbiorników) drabiny obsługowej z podestem (koszem) do odczytu przetworników temperatury.

Elektryczny kocioł oporowy, wykorzystuje ciepło wydzielane w przewodniku podczas przepływu prądu. Pozwala on na szybkie oraz elastyczne wykorzystanie go w chwilach szczytowego zapotrzebowania na ciepło. Sprawność procesu jest wysoka bo sięga 99%, co pozwala na efektywne wykorzystanie energii elektrycznej w celu pokrycia szczytowego zapotrzebowania na ciepło.

1.2.6. Istotne parametry i ograniczenia

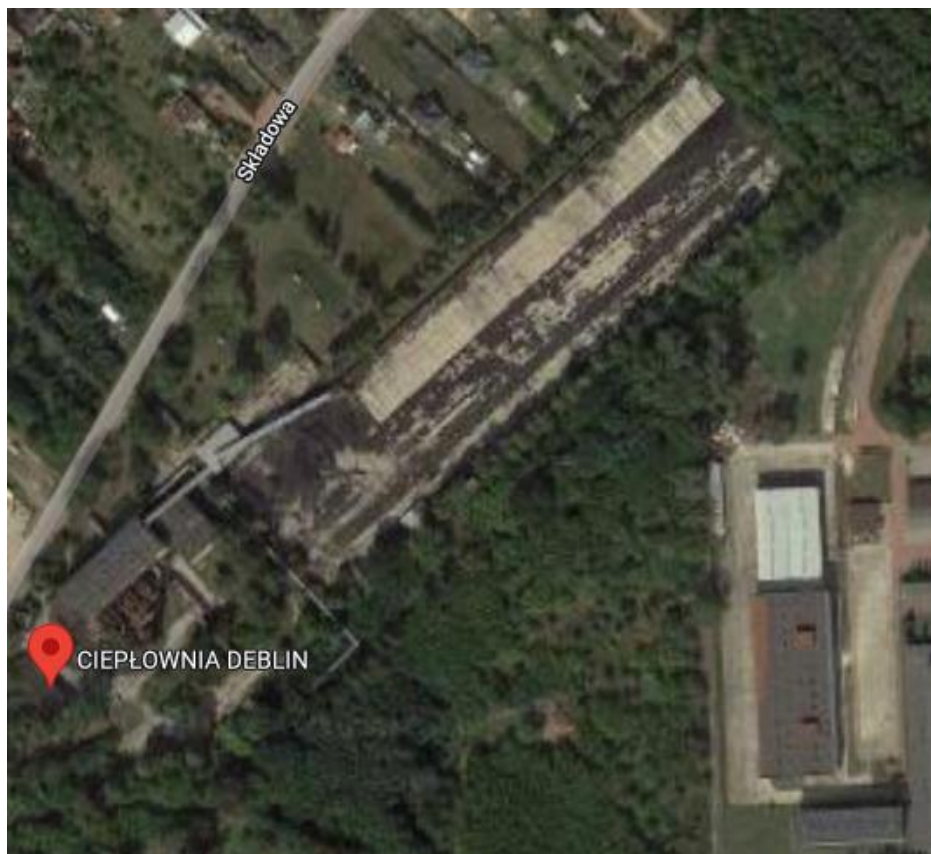
Zgodnie z założeniami projektu, minimalny udział OZE w Demonstratorze Technologii powinien wynosić 80%. W zakładanej koncepcji, cała energia w układzie pochodzi z elektrowni fotowoltaicznej oraz z aeroterminy czyli ciepła otoczenia, a więc udział OZE wynosi 100%. Aby zapewnić udział OZE na opisywanym poziomie, konieczne jest bilansowanie Demonstratora Technologii przez spółkę obrotu w skali roku. Rozumiane jest to przez fakt, że suma energii wprowadzonej do sieci z farmy fotowoltaicznej powinna być większa bądź równa energii zużywanej rocznie przez Demonstrator. Na podstawie przeprowadzonych analiz w programie TRNSys, w skali roku powstaje nadwyżka energii elektrycznej, która sprzedawana jest na rynku energii w godzinach, w których nadwyżka powstaje oraz gdy cena energii w danej godzinie na rynku jest odpowiednio wysoka. Warto również mieć na uwadze, że jednym z elementów układu Demonstratora Technologii jest agregat kogeneracyjny, który konwertuje wytworzony w układzie wodór na energię elektryczną oraz ciepło, co dodatkowo podnosi ich sumaryczną roczną ilość.

1.2.7. Zmiany organizacyjne i wpływ na zatrudnienie spowodowane zastosowaniem Technologii

W kwestii zatrudnienia, nie przewiduje się konieczności zatrudniania sporej liczby pracowników. Planuje się zatrudnienie dodatkowych pracowników sprawujących nadzór nad bieżącą eksploatacją Demonstratora Technologii, ponadto w zakresie serwisowania oraz przeprowadzania wymaganych remontów eksploatowanych urządzeń planuje się wykorzystanie usług zewnętrznych. Pracownicy zostaną pozyskani z lokalnego rynku pracy.

2. Lokalizacja Demonstratora Technologii

Budowa Demonstratora Technologii planowana jest w województwie lubelskim, powiecie ryckim, w mieście Dęblin, obręb Dęblin, na działce oznaczonej geodezyjnie numerem 4211, przy ul. Składowej 53. Aktualnie pod tym adresem funkcjonuje Centralna Ciepłownia Dęblin, dostarczająca ciepło do mieszkańców wykorzystywane na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej.



Rys. 2 Teren CC Dęblin

W najbliższym sąsiedztwie zlokalizowane są:

- od strony zachodniej – obiekty przemysłowo-handlowe,*
- od strony północnej – tereny jednorodzinnego budownictwa mieszkaniowego,*
- od strony wschodniej i południowej – tereny zamknięte (wojskowe).*



Rys. 3 Centralna Ciepłownia w Dęblinie

Zakład ciepłowniczy położony jest na działkach o łącznej powierzchni około 5 ha. Proces technologiczny związany z produkcją ciepła realizowany jest w Budynku Głównym Nr 1 – Kotłownia, w którym znajdują się następujące pomieszczenia:

- 1. HALA KOTŁÓW** – pomieszczenie, w którym zamontowane są jednostki wytwarzające ciepło, zgodnie z poniższym zestawieniem:

<u>Kocioł WRp-12 Nr 1 (kocioł zmodernizowany w roku 2004)</u>	
rodzaj rusztu	mechaniczny
maksymalna wydajność eksploatacyjna	12 MW/h
sprawność katalogowa	80%
ciśnienie dopuszczalne	1,6 MPa
temperatura dopuszczalna	150°C
<u>Kocioł WR-25 Nr 2 (kocioł po remoncie kapitalnym przeprowadzonym w latach 2009 – 2010)</u>	
rodzaj rusztu	mechaniczny
maksymalna wydajność eksploatacyjna	29,075 MW/h
sprawność katalogowa	78%
ciśnienie dopuszczalne	1,6 MPa
temperatura dopuszczalna	150°C

W hali kotłów zlokalizowano również pomieszczenie dla pracowników obsługujących kotły oraz sterownię. W pomieszczeniach tych zainstalowany jest komputer rejestrujący pracę kotłów i automatykę do zdalnej regulacji i kontroli procesów spalania.

- 2. HALA POMP** – pomieszczenie z zainstalowanymi pompami służącymi do przesyłania ciepła za pośrednictwem sieci ciepłowniczej do odbiorców oraz utrzymywania obiegu wody w kotłach, przy zachowaniu odpowiednich ciśnień. W pompowni zainstalowano: 4 pompy obiegowe, 4 pompy stabilizujące, 3 pompy mieszające, 2 pompy wody chłodzącej, 2 pompy mieszania zimnego.
- 3. NAWĘGLANIE** – pomieszczenie służące do ładowania paliwa w leje węglowe w każdym z kotłów. Przy pomocy transportera taśmowego węgiel z placu węglowego dostarczany jest do pomieszczenia nawęglania, a następnie za pomocą zgarniacza kierowany jest do zasobników zasypowych kotłów.
- 4. ODŻUŻLANIE** – pomieszczenie służące do odprowadzania pozostałości z procesów spalania na plac składowania żużla. Po spaleniu węgla żużel spada do wanien odżuźlaczy. Następnie przy pomocy przenośników taśmowych, transportowane są na plac żużla usytuowany przed budynkiem głównym. Na poziomie odżużlania zamontowano również wentylatory podmuchu w liczbie 5 szt.
- 5. POMIESZCZENIE ODGAZOWYWACZA** – pomieszczenie z zamontowanym odgazowywaczem termicznym wody służącym do pozbawiania wody sieciowej tlenu. W pomieszczeniu tym zamontowano również zbiorniki wody zapasowej oraz 4 odmulacze sieciowe.

- 6. ODPYLANIE** – zlokalizowane na zewnątrz budynku głównego, gdzie zamontowano urządzenia odpylające: baterię cyklonów za kotłem Nr 1 i filtry workowe za kotłem Nr 2 oraz 3 wentylatory wyciągowe spalin transportujące spaliny z poszczególnych kotłów do komina. Pyły z cyklonów odprowadzane są do wanien odżuźlaczy za pomocą przenośników ślimakowych.
- 7. KOMIN** – Emitor wykonany w technologii żelbetowej o wysokości 50m i średnicy wylotowej 2m, uwzględniającej zamontowaną wewnątrz zwężkę. W odstępach pięcioletnich przeprowadzana jest ekspertyza techniczna, na podstawie której systematycznie prowadzone są remonty komina i jego malowanie.
- 8. SUW** – przygotowanie wody do zasilania sieci ciepłowniczej odbywa się w budynku Nr 2 - Stacja uzdatniania wody. W SUW zamontowano następujące urządzenia: zmiękczac jonitowy - 2 szt, odżelaziacz stalowy o pojemności 2,5 m³ - 2 szt, zbiornik hydroforowy o pojemności 5 m³ - 3 szt, 5 pomp wody uzdatnionej, 3 pompy wody płucznej, 2 pompy hydroforowe.

Praca stacji SUW polega na podgrzaniu wody za pomocą wymienników WCW do temperatury 25°C, a następnie poddaniu jej procesom odżelaziania i zmiękczenia w silnie kwaśnych wymiennikach kationowych zasypanych kationitem „Wofatit KPS”. Zdolność wymienna każdego z wymienników wynosi 8,4 m³/h. W latach 2011-2012 zmodernizowano instalację w stacji uzdatniania, wymieniając rurociągi stalowe na nowoczesne rurociągi z PVC spełniające najwyższe wymagania w systemach uzdatniania wody.

W budynku stacji uzdatniania wody znajduje się również laboratorium, w którym pracownicy na bieżąco kontrolują zarówno jakość paliwa dostarczanego do CC Dęblin, jak i jakość wody sieciowej. Utrzymanie odpowiednich parametrów wody sieciowej gwarantuje długoletnią eksploatację kotłów i sieci ciepłowniczych bez awarii i nie powoduje ich nadmiernego zużycia eksploatacyjnego. Ponadto na terenie Centralnej Ciepłowni znajdują się następujące budynki i budowle:

- portiernia – budynek nr 3,
- magazyn z warsztatem – budynek nr 4,
- garaż – budynek nr 5,
- magazyn paliw – budynek nr 6,
- rozdzielnia SN – budynek nr 7,
- zbiornik wody uzdatnionej o poj. 300 m³ – obiekt nr 8,
- dwa zbiorniki wody surowej o poj. 400 m³ każdy – obiekt nr 9 i 10,
- neutralizator ścieków – obiekt nr 11,
- zbiornik wód deszczowych 250 m³ – obiekt nr 12,
- przepompownia ścieków – budynek nr 13,
- zbiornik wód deszczowych 169 m³ – obiekt nr 14,

- budynków gospodarczych – budynki nr 15, 16, 20,
- budynków technicznych – obiekty nr 17, 18, 19.

SIEĆ CIEPŁOWNICZA

Centralna Ciepłownia pracuje na potrzeby własnej sieci ciepłowniczej o łącznej długości około 20 km, rozprowadzającej ciepło dla potrzeb odbiorców. Sieć ciepłownicza zasila węzły cieplne odbiorców o łącznej mocy zamówionej 38,91 MW, w tym:

- dla celów centralnego ogrzewania i ciepła technologicznego 32,45 MW,
- dla celów ciepłej wody użytkowej 6,46 MW.

Nośnikiem ciepła w sieciach ciepłowniczych i instalacjach centralnego ogrzewania jest woda o maksymalnej temperaturze 135°C w rurociągu zasilającym i 70°C w rurociągu powrotnym. Sieć prowadzona jest kanałami nieprzełazowymi podziemnymi i ułożona jest w technologii tradycyjnej z izolacją z pianki poliuretanowej wysokotemperaturowej, w technologii preizolowanej oraz jako sieci napowietrzne. Pojemność wodna zładu wynosi około 4000 m³.

<i>Parametry czynnika w sezonie zimowym</i>
<p><i>T_z – od 70 do 130 °C,</i></p> <p><i>T_p – od 50 – 80 °C;</i></p> <p><i>Ciśnienie zasilania – 0,6 do 0,8 MPa - maksymalne dopuszczalne 1,6 MPa zabezpieczone zaworami bezpieczeństwa na wyjściu z kotłów;</i></p> <p><i>Przepływ – od 200 do 450 m³/h - maksymalny przepływ około 600 m³/h;</i></p> <p><i>Możliwości przesyłowe pozwalają na zwiększenie ilości czynnika grzewczego do 100%.</i></p>
<i>Parametry czynnika w sezonie letnim</i>
<p><i>T_z – 70 – 75 °C,</i></p> <p><i>T_p – od 50 – 55 °C;</i></p> <p><i>Ciśnienie zasilania – 0,5 do 0,6 MPa - maksymalne dopuszczalne 1,6 MPa zabezpieczone zaworami bezpieczeństwa na wyjściu z kotłów;</i></p> <p><i>Przepływ – od 100 do 150 m³/h.</i></p>

Maksymalna temperatura zasilania projektowanego Demonstratora Technologii została ustalona na 115°C, ponieważ dolna granica temperatury otoczenia zgodnie z danymi wzorcowymi z załącznika B do wniosku nie spada poniżej -20°C. Temperatura 115°C odpowiada krzywej grzewczej utrzymywanej w sieci dla temperatury zewnętrznej -20°C. Temperatura maksymalna zasilania sieci ciepłowniczej przez CC Dęblin to 130°C, w sytuacji gdy temperatura otoczenia spada do wartości poniżej -25°C.

Sieć ciepłownicza wyposażona jest w standardowe uzbrojenie i osprzęt, tzn. armatura odcinająca, spusty, odpowietrzenia, kryzy, manometry i termometry zlokalizowane w komorach. Wszystkie odcinki sieci ciepłowniczej wyposażone są w układy kompensacji wydłużeń termicznych, zarówno wydłużki U-

kształtowe i kompensatory mieszkowe, z kolei odcinki sieci preizolowanych wyposażone są w układy samokompensacji.

W związku z wysokim stanem wód gruntowych, występujących miejscami na terenie Dębłina, część sieci ciepłowniczych została poprowadzona na estakadach w celu uniknięcia nadmiernego ich zużycia wskutek działania wody. Odcinki sieci ciepłowniczych posadowione na estakadach zostały wykonane z rur stalowych izolowanych łubkami z pianki poliuretanowej wysokotemperaturowej lub wełny mineralnej i zabezpieczone płaszczem z folii i blachy stalowej ocynkowanej.

WĘZŁY CIEPŁOWNICZE

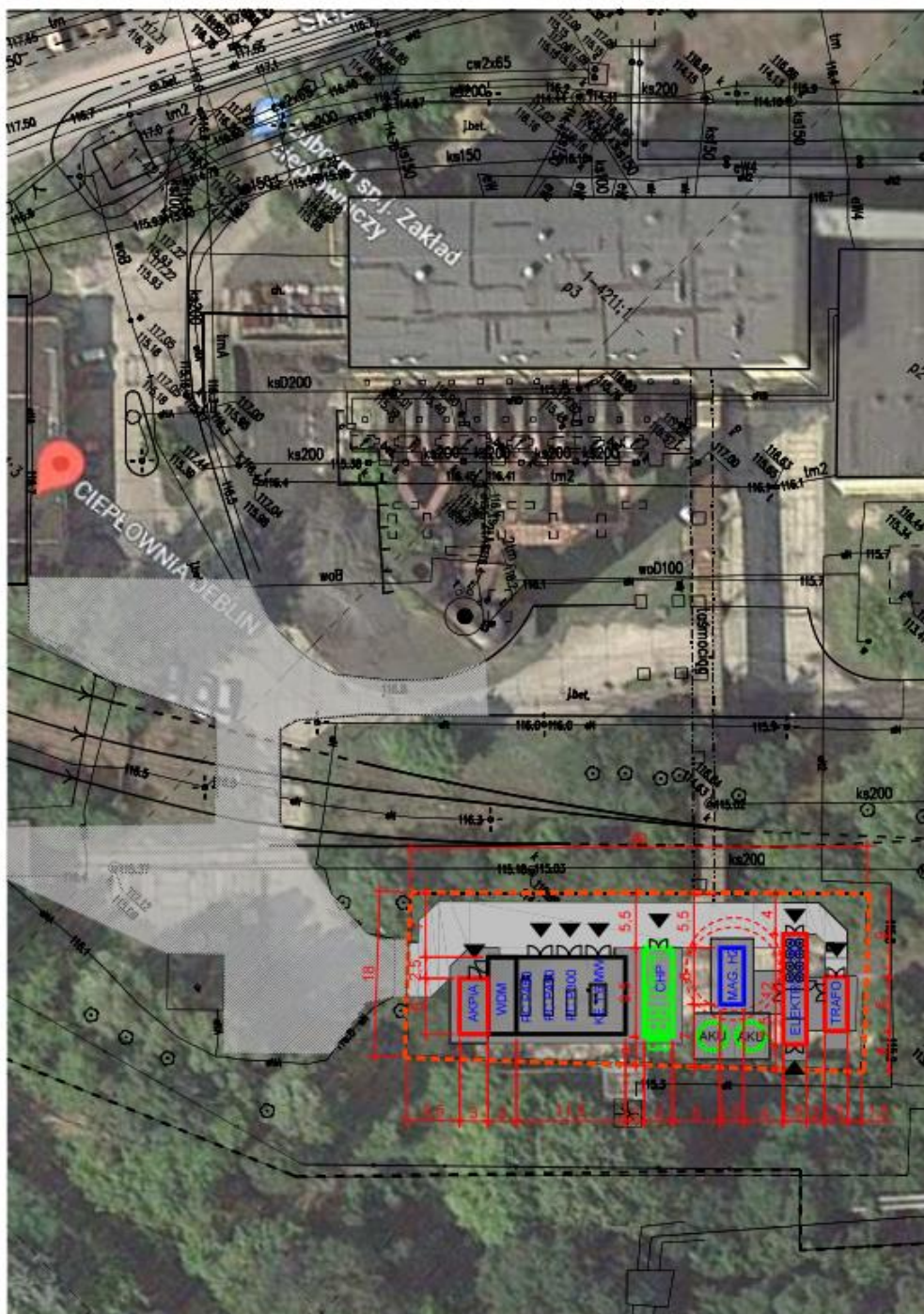
Do sieci ciepłowniczej eksploatowanej obecnie przez przedsiębiorstwo, podłączono węzły ciepłownicze, które stanowią własność odbiorców końcowych. Przedsiębiorstwo nie posiada na własność i nie zajmuje się eksploatacją węzłów ciepłowniczych.

ODBIORCY CIEPŁA

Odbiorcami ciepła z Centralnej Ciepłowni w Dęblinie, w znaczącej większości, są struktury wojskowe podległe Ministerstwu Obrony Narodowej (obiekty Jednostek Wojskowych, Szpital Wojskowy, Wojskowe Zakłady Lotnicze oraz Wojskowe Zakłady Inżynieryjne). Pozostali odbiorcy ciepła to właściciele i użytkownicy obiektów oświatowych (przedszkola i szkoły) oraz obiektów mieszkaniowych (wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe).

W ramach badań przeprowadzonych na potrzeby przedsięwzięcia „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym” potwierdzono, że Powierzchnia Użytkowa Lokali ogrzewanych ciepłem z systemu elektrociepłowniczego Demonstratora Technologii wynosi 62 655,30 m², a Powierzchnia Użytkowa Lokali, do których dostarczona jest ciepła woda użytkowa ogrzewana ciepłem z systemu elektrociepłowniczego Demonstratora Technologii wynosi 62 533,68 m².

Plan zagospodarowania terenu Demonstratora Technologii przedstawiony został na poniższym rysunku:



Rys. 4 Planowana lokalizacja Demonstratora Technologii na działce 4211 w Dęblinie

W skład Demonstratora Technologii wchodzi następujące obiekty:

- Elektrolizer PEM w zabudowie kontenerowej.
- Magazyn wodoru w obudowie rozmiarów kontenera.
- Magazyny ciepła, pionowe, ułożone na fundamentach.
- Agregat kogeneracyjny w zabudowie kontenerowej.

- *Budynek pomp ciepła, w którym znajdować się będą jednostki pomp ciepła oraz szczytowy kocioł elektryczny.*
- *Jednostki zewnętrzne pompy ciepła powietrze-woda.*
- *Budynek AKPiA, w której znajdować się będą urządzenia kontrolno-pomiarowe oraz automatyka procesowa.*

W odległości ok 9 km w linii prostej znajdować się będzie farma fotowoltaiczna o mocy 8MWp, zlokalizowana na działce nr 408/8 obręb Stężycza. Farma fotowoltaiczna będzie częścią Demonstratora Technologii. Przyłączona ona będzie do sieci średniego napięcia.

Zgodnie z założeniami projektu, minimalny udział OZE w Demonstratorze Technologii powinien wynosić 80%. W zakładanej koncepcji, cała energia w układzie pochodzi z elektrowni fotowoltaicznej oraz z aerotermii czyli ciepła otoczenia a więc udział OZE wynosi 100%.

3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni

3.1. Wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS

Należy przedstawić wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS zgodnie z:

- *wymaganiami przedstawionymi w Załączniku nr 6 „Parametry statyczne modelowania numerycznego”,*
- *modelem numerycznym wykonanym według rzeczywistych uwarunkowań systemu elektrociepłowniczego, np. dane pogodowe, zużycie ciepła i ciepłej wody użytkowej (wykonanie modelowania numerycznego w oparciu o uwarunkowania określone przez Wykonawcę jest opcjonalne).*

Symulacja w oprogramowaniu TRNSys, została przeprowadzona zgodnie z wytycznymi przedstawionymi w Załączniku 6 do Regulaminu. Dane pogodowe zostały zaimportowane z dostarczonych plików i w oparciu o nie została przeprowadzona symulacja energii wytwarzanej z farmy fotowoltaicznej w cyklu 10 minutowym oraz godzinowym. Kolejnymi uwzględnionymi danymi w symulacji są zadane parametry statyczne. Moc CWU, moc CO, temperatura czynnika grzewczego, przepływ czynnika grzewczego w cyklu godzinowym zaimportowane zostały z Załącznika B do dokumentacji projektowej. Również krzywa grzewcza zaimportowana do TRNSys została zaimportowana z Załącznika B.

Na podstawie przeprowadzonych symulacji wyznaczono następujące parametry oraz wyniki:

- *Zapotrzebowanie na ciepło (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Ilość ciepła wygenerowanego przez kogenerator (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Ilość ciepła dostarczonego przez hybrydową pompę ciepła (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Ilość ciepła dostarczonego przez kocioł szczytowy (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Ilość ciepła dostarczonego przez pompę ciepła woda-woda (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Bilans ciepła wytworzonego i dostarczonego do sieci (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Energię elektryczną zużytyą przez elektrolizer (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Energię elektryczną zużytyą przez hybrydową pompę ciepła (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Energię elektryczną zużytyą przez pompę ciepła woda-woda (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Energię elektryczną zużytyą przez kompresor wodoru (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Energię elektryczną zużytyą przez kocioł szczytowy (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Aktualne zapotrzebowanie na energię elektryczną w układzie (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Energię elektryczną wytworzoną przez PV oraz kogenerator (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Bilans energii elektrycznej wytworzonej oraz zużywanej (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*
- *Ilość energii dostarczonej do KSE (w cyklu godzinowym, rocznym oraz średniorocznym w okresie 3 lat).*

Dzięki symulacji określono nadwyżkę energii elektrycznej wytwarzanej w farmie PV w stosunku do zużycia przez Demonstrator Technologii. Opracowano algorytm optymalizujący reżim sprzedaży

energii elektrycznej na rynku energii, maksymalizując przychód z tego tytułu. Dzięki symulacji potwierdzono trafność założeń koncepcyjnych projektu. Wyniki symulacji potwierdziły, że zaproponowany układ demonstratora technologii spełnia wszystkie kryteria wymagane w Konkursie.

3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych

Po analizie wyników symulacji oraz skompletowaniu dokumentacji dotyczącej Demonstratora Technologii, można stwierdzić, że osiągnięte zostały Wymagania Obligatoryjne i Konkursowe. W poniższej tabeli znajduje się zestawienie najważniejszych wymagań z uzasadnieniem ich spełnienia.

L.p.	Nazwa wymagania	Uzasadnienie
1.	<i>Efektywność Ekonomiczna Demonstratora Technologii.</i>	<i>Osiągnięty wynik Efektywności Ekonomicznej Demonstratora Technologii wykazuje poprawę parametru względem wartości deklarowanej we wniosku.</i>
2.	<i>Udział Odnawialnych Źródeł Energii w Demonstratorze Technologii.</i>	<i>Zamawiający wymaga, aby co najmniej 80% energii zasilającej Demonstrator Technologii pochodziło ze źródeł odnawialnych. W proponowanym układzie udział OZE wyliczonego zgodnie z wymaganym wzorem wynosi 100%.</i>
3.	<i>LCOH</i>	<i>Osiągnięty wynik LCOH wykazuje poprawę parametru względem wartości deklarowanej we wniosku.</i>
4.	<i>Dostarczanie ciepłej wody użytkowej.</i>	<i>Spełnienie wymagania zostało potwierdzone po wystosowaniu pism do Odbiorców, którzy korzystając będą z ciepłej wody użytkowej ogrzewanej ciepłem z systemu Demonstratora Technologii. W odpowiedzi Odbiorcy zadeklarowali, że Powierzchnia Użytkowa Lokali wynosi 62 533,68 m².</i>
5.	<i>Wielkość Demonstratora Technologii.</i>	<i>Spełnienie wymagania zostało potwierdzone po wystosowaniu pism do Odbiorców, którzy korzystając będą z ogrzewania Lokali ciepłem z systemu Demonstratora Technologii. W odpowiedzi Odbiorcy zadeklarowali, że Powierzchnia Użytkowa Lokali wynosi 62 655,30 m²</i>
6.	<i>Kogeneracja 100% OZE</i>	<i>Agregat kogeneracyjny zaproponowany w projekcie zasilany jest wodorem pochodzącym z Odnawialnych Źródeł Energii, więc kogeneracja jest 100% OZE. Moc zainstalowana elektryczna agregatu to 450kWe, natomiast moc cieplna to 512kWt, więc stosunek mocy cieplnej do mocy elektrycznej + cieplnej znacznie przekracza 30%.</i>

3.3. Kogeneracja

W projekcie została przeprowadzona analiza możliwości zastosowania technologii kogeneracji wykorzystującej w 100% odnawialne źródła energii. Rozważane były dwa warianty technologii, z których pierwszy wykorzystuje ogniwo paliwowe typu SOFC (Solid Oxide Fuel Cell), drugi natomiast silnik wodorowy. Na podstawie przeprowadzonej analizy wyłoniony został wariant silnika kogeneracyjnego zasilanego wodorem, ze względu na wyższy poziom dojrzałości technologicznej, dostępności rynkowej oraz niższy koszt zakupu, instalacji oraz eksploatacji.

Układ kogeneracyjny w Demonstratorze Technologii zasilany jest wodorem wytworzonym w elektrolizerze PEM, z wykorzystaniem energii OZE (fotowoltaiki), w którym moc zainstalowana elektryczna jednostki kogeneracji wynosi 450kWe, a moc zainstalowana cieplna jednostki kogeneracji wynosi 512kWt tj. 53% sumy mocy zainstalowanej elektrycznej i cieplnej.

4. Analiza kosztów ciepła

4.1. Analiza LCOH, analiza efektywności ekonomicznej

Głównym założeniem dotyczącym obliczenia efektywności ekonomicznej oraz LCOH Demonstratora Technologii jest fakt zasilania w 100% energią elektryczną pochodzącą z odnawialnych źródeł energii (instalacja fotowoltaiczna oraz kogenerator wodorowy).

Przychód generowany przez Demonstrator Technologii składa się z następujących komponentów:

- Sprzedaż energii cieplnej odbiorcom – wartość rocznej sprzedaży ciepła wynika z symulacji pracy instalacji. Ilość sprzedanych MWh w podziale na źródła wskazana jest w zakładce OPEX EC (tabela Energia cieplna użytkowa dostarczona do odbiorców) oraz OPEX E+C SKOJ (tabela Energia cieplna użytkowa dostarczona do odbiorców). Ilość energii cieplnej wynika z przeprowadzonej symulacji dla lat 2024–2026. Dla pozostałych lat ujętych w arkuszu, przyjęta została średnia roczna z okresu 2024-2026. Ilości ciepła wytwarzanego przez poszczególne komponenty technologii wchodzące w skład Demonstratora zostały pomniejszone o straty ciepła w układzie wynoszące średnio ok 430MWh/rok i rozdystrybuowane w następujący sposób – pomniejszenie o 200MWh dla hybrydowej pompy ciepła powietrze-woda-woda, 100MWh dla pompy woda-woda, 50 MWh dla szczytowego kotła oraz 80MWh dla kogeneratora.
- Sprzedaż energii elektrycznej – energia elektryczna pochodząca z elektrowni fotowoltaicznej bilansowana jest przez Spółkę PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o. posiadającą koncesję na obrót energią elektryczną, w oparciu o następujące założenia: priorytetem jest zbilansowanie w okresie rocznym zapotrzebowania Demonstratora Technologii z wytwarzaniem energii elektrycznej w instalacji fotowoltaicznej (zapewnienie wymaganej mocy w danej godzinie). Powstające nadwyżki energii z PV są sprzedawane na rynku energii w cyklu godzinowym z uwzględnieniem

aktualnej godzinowej ceny energii elektrycznej. Warunkiem sprzedaży nadwyżki energii elektrycznej jest przekroczenie granicznej ceny rynkowej w danej godzinie, wynoszącej odpowiednio 438,12zł/MWh w roku 2024, 416,70zł/MWh w 2025 r. oraz 461,10zł/MWh w 2026 r. Przyjęte graniczne ceny energii elektrycznej wynikają z optymalizacji mającej na celu maksymalizację przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej, uwzględniając bilans energii elektrycznej w danej godzinie i jednocześnie w cyklu rocznym, tj. suma sprzedanej energii w danym roku nie może przekroczyć wygenerowanej nadwyżki energii. Godzinowe wartości sprzedanej energii ujęte zostały w zakładce Dane Godzinowe. Sumaryczne roczne wartości energii elektrycznej dostarczonej do Demonstratora przedstawione zostały w tabeli „Przesył własnej energii OZE przez KSE razem” w zakładce OPEX EE i powiązany został z tym koszt dystrybucji. Sumaryczne roczne wartości energii elektrycznej sprzedanej na rynku przedstawione zostały w tabeli „Energia elektryczna użytkowa dostarczona” w zakładce OPEX EE. Analogicznie ma się przedstawienie wartości sumarycznych dla kogeneracji, wartości przedstawione zostały w tabeli „Sprzedana energia elektryczna użytkowa dostarczona do odbiorców ze źródeł E+C skoj” w zakładce OPEX E+C Skoj.

- Koszty dzierżawy gruntu pod farmę fotowoltaiczną przyjęte zostały na poziomie 9 000zł/ha/rok i ujęte zostały w tabeli „Koszty obsługi wytwarzania” w zakładce OPEX EE.
- Nakłady inwestycyjne na budowę Demonstratora Technologii przedstawione zostały w zakładkach CAPEX EC, CAPEX EE oraz CAPEX E+C SKOJ. Koszty robót ziemnych i budowlanych dla EC oraz E+C zostały ujęte w zakładce CAPEX EC w tabeli BUDYNKI, INSTALACJE WENĘTRZNE I ELEMENTY KOŃCOWE ENERGII CIEPLNEJ. Koszty automatyki, armatury, rurociągów itp. dla obu układów pomp ciepła, kogeneracji i części układu wodorowego zostały ujęte w kosztach tych składowych dla pompy ciepła powietrze-woda-woda.
- Nakłady inwestycyjne na farmę fotowoltaiczną zakładają budowę instalacji pod klucz.
- W koszcie poszczególnych podzespołów zawiera się koszt dostawy i montażu.

Efektywność ekonomiczna Demonstratora Technologii na poziomie -413 304,24zł nadal nie jest wynikiem zadowalającym. Wynik Efektywności Ekonomicznej został poprawiony w stosunku do wniosku o około 20 000zł. W opinii zespołu projektowego przyczyną takiego wyniku są nadal wysokie koszty technologii wodorowych, które zastosowane zostały w projekcie. Efektywność może zostać poprawiona poprzez wykorzystanie elektrolizera do produkcji wodoru w momentach braku jego pracy, i wytwarzanie wodoru w celach komercyjnych. Konieczne do tego byłoby nawiązanie współpracy z odbiorcami zielonego wodoru.

5. Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni

5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora

W ramach przeprowadzonych działań oraz analizy procesu prawno-formalnego oraz zagadnień technicznych związanych z budową Demonstratora Technologii zidentyfikowano następujące bariery prawne:

- w zakresie prowadzenia procesu związanego z pozyskiwaniem niezbędnych zgód i pozwoleń formalnych: brak doświadczenia w prowadzeniu działań w tematyce wodorowej (niski poziom takich inicjatyw), braku obycia z technologiami wodorowymi przez odpowiednie urzędy, w szczególności odbierający poszczególne punkty łańcucha wodorowego (elektrolizer, magazyny wodorowe, silniki wodorowe);
- w zakresie prowadzonego przedsięwzięcia inwestycyjnego oraz procesu zakupowego: obecnie Polska posiada niewielki potencjał techniczny dla analizowanych technologii w stosunku do innych obszarów energetyki, niski odsetek wyspecjalizowanych firm, konieczność zakupu technologii z innych krajów;
- w obszarze gospodarki wodorowej: technologie wodorowe są nadal innowacyjnym oraz nierozpowszechnionym rozwiązaniem. W związku z powyższym zdiagnozowano braki w przepisach prawnych dotyczących tych technologii. Aktualnie istnieją luki w prawie związanym z gospodarką wodorową dotyczące m.in. klasyfikacji poszczególnych rozwiązań lub braku jasnych procedur związanych z np. magazynowaniem paliwa wodorowego, stref bezpieczeństwa. Zauważa się jednak działania mające na celu wprowadzenie standardów prawnych dla tej technologii, co wpłynąć może na niwelację barier w tym zakresie;
- w obszarze eksploatacji instalacji wodorowej: nieprecyzyjny system wsparcia w przypadku użytkownika paliwa wodorowego, świadectw pochodzenia;
- w obszarze opinii społeczeństwa: z uwagi na to, że wodór nie jest jeszcze rozpowszechnioną technologią, jego wykorzystanie nie jest powszechnie znane dla części społeczeństwa.

W związku z dużym wpływem opinii publicznej, w szczególności jej akceptacji dla realizowalnych inwestycji, brak przyzwolenia może wiązać się z problemami przy realizacji oraz wdrażaniu opracowywanych rozwiązań.

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

W oparciu o postanowienia uzgodnione w ramach unii energetycznej, Unia Europejska wypracowała pięć najważniejszych celów polityki energetycznej. Składają się na nie:

- *dywersyfikacja europejskich źródeł energii, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez solidarność i współpracę między państwami UE;*
- *zapewnienie funkcjonowania w pełni zintegrowanego wewnętrznego rynku energii, umożliwiającego swobodny przepływ energii w UE za pośrednictwem odpowiedniej infrastruktury i bez barier technicznych lub regulacyjnych;*
- *poprawa efektywności energetycznej i zmniejszenie zależności od importu energii, ograniczenie emisji oraz stymulowanie tworzenia miejsc pracy i wzrostu gospodarczego;*
- *dekarbonizacja gospodarki i przejście na gospodarkę niskoemisyjną zgodnie z porozumieniem paryskim;*
- *promowanie badań w dziedzinie technologii niskoemisyjnych i czystych technologii energetycznych oraz nadanie priorytetu badaniom naukowym i innowacjom w celu stymulowania transformacji energetycznej i poprawy konkurencyjności.*

Aktualny program polityki ukierunkowany jest na kompleksowe i zintegrowane podejście do polityki klimatycznej i energetycznej, która nakłada duży nacisk na podnoszenie efektywności energetycznej, zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych. Kluczowymi celami na 2030 r. jest osiągnięcie:

- *co najmniej 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych (od poziomu z 1990 r.)*
- *co najmniej 32% udziału dla energii odnawialnej,*
- *co najmniej 32,5% poprawa efektywności energetycznej.*

W celu pomocy przy realizacji transformacji w kierunku neutralności klimatycznej Unia Europejska przygotowuje regulacje i zachęty, których zadaniem jest wspieranie rozwoju inwestycji zrównoważonych także pod względem finansowym. Jednym z tych działań jest Nowa Taksonomia UE, która wyznacza kierunki transformacji modeli biznesowych. Celem taksonomii jest wprowadzenie systemu klasyfikacji działalności, która może być uznana za „zrównoważoną pod względem środowiskowym”. Aby móc zostać uznane za „zrównoważone” działania muszą spełniać następujące warunki:

- *wnosi istotny wkład w realizację jednego z sześciu celów środowiskowych,*
- *nie wyrządza poważnych szkód dla żadnego z celów środowiskowych (DNSH);*
- *jest prowadzona zgodnie z minimalnymi gwarancjami określonymi;*
- *spełnia kryteria techniczne.*

Kryteria technicznie ustanowione są przez Komisję w aktach delegowanych (kryteria określają warunki, na jakich można uznać, że dana działalność stanowi istotny wkład w realizację danego celu środowiskowego oraz nie wyrządza istotnej szkody realizacji pozostałych celów). Celem wprowadzenia nowych przepisów jest zwiększenie poziomu ochrony środowiska poprzez przesunięcie części kapitału na realizację ekologicznych inwestycji.

Kluczową rolę w procesie osiągnięcia neutralności klimatycznej oraz transformacji energetycznej odegrać może wodór, który zapewnić może bezemisyjną działalność energetyki, transportu lub przemysłu. Wodór w znacznym stopniu polepszy stabilność oraz elastyczność systemu energetycznego. W celu osiągnięcia wymaganych założeń należy skupić się na zielonym wodorze, pozyskiwanym w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii. Opracowana koncepcja Demonstratora Technologii opierająca się na wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii oraz wodoru do produkcji ciepła systemowego oraz energii elektrycznej wpisuje się w założenia polityki energetycznej Unii Europejskiej. Odwołuje się ona do głównych celów polityki energetycznej zwianych z dekarbonizacją gospodarki oraz przejściem na gospodarkę niskoemisyjną. Dodatkowo traktując taksonomię klimatyczną jako punkt odniesienia określić można, że opracowana technologia Demonstratora Technologii wykorzystująca energię słoneczną oraz zielony wodór jest przyjazna środowiskowo.

6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii

Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii znajduje się w załączniku do Raportu.

7. Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni

7.1. Skalowalność i replikowalność

Opracowana Technologia zastosowana w Demonstratorze Technologii, może być skalowana w górę do mocy co najmniej 20MWt bez potrzeby zmian integralnych elementów wchodzących w skład instalacji, czyli może być zastosowana w innych systemach elektrociepłowniczych. Instalacja Demonstratora Technologii opiera się o komponenty dostępne na rynku lub o bardzo wysokim stopniu dojrzałości technologicznej. Zmiana skali nie będzie powodować zmiany w Technologii, a jedynie zmiany w wielkości lub liczbie stosowanych urządzeń.

Fotowoltaika jako źródło zasilania OZE, może być budowana w dowolnej skali – limitem jest w tym przypadku powierzchnia terenu oraz zdolność odbioru mocy elektrycznej (dostępna moc przyłączeniowa).

Na rynku spotykane są projekty zakładające budowę układów elektrolizerów o mocy do 100MW. Najczęściej spotykane są modułowe rozwiązania o mocy jednostkowej 1MW. W sytuacji, gdy potrzebne jest zwiększenie wytwarzania wodoru, moduły łączy się ze sobą stosując wspólne urządzenia pomocnicze w celu poprawy sprawności oraz efektywności całego procesu. Dzięki tym cechom, możliwa jest skalowalność systemu wytwarzania wodoru.

Magazynowanie ciśnieniowe wodoru jest obecnie najczęściej spotykanym sposobem magazynowania wodoru, pozwalającym na dobór urządzeń bez ryzyka niskiego poziomu gotowości technologii. Skalowalność osiąga się poprzez dobór większych butli lub w przypadku ograniczonego obszaru inwestycji poprzez zwiększenie ciśnienia.

Kogeneracyjne silniki wodorowe w zabudowie kontenerowej posiadają typoszeregi standardowo od kilku kW do nawet 5 MW. Silniki tłokowe zasilane wodorem są najczęściej modyfikacjami silników zasilanych metanem. Skalowalność realizowana jest poprzez użycie większych silników lub układu kilku jednostek lub konfigurację mieszaną.

Magazyny ciepła posiadają możliwość rozbudowy do dowolnych rozmiarów z uwzględnieniem wymagań materiałowych oraz technologicznych. Magazyny ciepła w dużej skali są obecnie stosowane w elektrociepłowniach. Magazyny ciepła o zadanej pojemności projektowane oraz wykonywane są indywidualnie, w zależności od potrzeb odbiorcy. Daje to możliwość doboru optymalnej pojemności do danej konfiguracji systemu. Magazyn ciepła może występować jako pojedynczy moduł lub rozwiązanie wielomodułowe. Niskotemperaturowy magazyn ciepła jest w pełni uniwersalny i skalowalny oraz może współpracować zarówno z elektrolizerem, ogniwem paliwowym, silnikiem/turbiną gazową lub innymi źródłami ciepła odpadowego w zakresie niskich temperatur.

Pompy ciepła dostępne na rynku posiadają moce cieplne do kilku MW. Stosowane są układy kaskadowe składające się z kilku jednostek, które mogą pracować w konfiguracji szeregowej oraz równoległej. Daje to możliwość dostosowania mocy cieplnej i temperatury zasilania oraz współpracy z dolnymi źródłami ciepła o różnych parametrach.

Ważnym elementem układu jest system zarządzania energią, decydujący o przepływie energii pomiędzy podzespołami a siecią. Zarówno dla mniejszych jak i większych mocy Demonstratora Technologii, elementy są jednakowe a więc system zarządzania energią będzie uniwersalny, co w łatwy sposób pozwoli na implementację u innych zamawiających. Uniwersalność jest jedną z głównych zalet proponowanego rozwiązania.

Podczas przygotowywania koncepcji zidentyfikowano następujące utrudnienia/ograniczenia dla skalowalności i replikowalności:

– Dostępna powierzchnia pod zabudowę instalacji fotowoltaicznej – dla zapewnienia odpowiedniej ilości energii odnawialnej, niezbędne jest wybudowanie instalacji fotowoltaicznej. Należy przyjmować min. 1.25 ha/1MWp instalacji fotowoltaicznej.

– Dostępna powierzchnia pod magazyn wodoru – im mniej miejsca na butle, tym większe ciśnienie robocze wodoru, co z kolei zwiększa nakłady energii związane ze sprężaniem wodoru.

– W zależności od skali i wielkości elektrolizerów, niezbędne jest zapewnienie odpowiedniej ilości wody procesowej, którą dodatkowo należy kondycjonować w układach uzdatniania. W zależności od lokalizacji koszt uzdatniania wody może się różnić.

– Temperatura górnego źródła pomp ciepła, o mocach i temperaturach dolnych źródeł ciepła jak w opisywanym projekcie, wynosi 95oC. Stwarza to konieczność stosowania szczytowych kotłów, aby dogrzać wodę do temperatur wymaganych w warunkach niskich temperatur zewnętrznych.

- Powierzchnia pod zabudowę wymienników powietrze/ciecz dla pomp ciepła wysokiej mocy jest stosunkowo duża i wymaga zapewnienia odpowiedniej przestrzeni pod instalację.

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

Projektowany układ, ze względu na dobór uzupełniających się wzajemnie źródeł wytwórczych, posiada funkcjonalność do bycia skalowalnym oraz replikowalnym. Opisane w punkcie 7.1 opracowania zalety oraz funkcje, pozwalają na stosowanie rozwiązania w innych układach ciepłowniczych. Ograniczeniem jest tu dostępna powierzchnia pod budowę farmy fotowoltaicznej oraz pod urządzenia wchodzące w skład Demonstratora.

W przypadku zmniejszenia się zapotrzebowania na ciepło, wynikającego np. z termomodernizacji budynków, układ będzie potrzebował mniej energii elektrycznej do konwersji na energię cieplną. Spowoduje to możliwość sprzedaży większego wolumenu na rynku energii, co pozytywnie wpłynie na przychód generowany przez Demonstrator. Inną możliwością jest zwiększenie wytwarzania wodoru, który z roku na rok staje się coraz bardziej pożądaną substancją na rynku. Zwłaszcza wodór „zielony”, czyli powstały przy wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii. Zastosowanie agregatu absorpcyjnego, pozwoliłoby na produkcję chłodu użytkowego z dostępnego ciepła, więc jest to kolejna zaleta układu. Opisane powyżej rozwiązania świadczą o elastyczności proponowanej technologii oraz pokazują, że redukcja zapotrzebowania na ciepło, nie powinna mieć negatywnego wpływu na funkcjonowanie układu, zwłaszcza na generowanie przychodu w Demonstratorze Technologii. Oczywiście ceny wodoru, energii elektrycznej czy chłodu, będą czynnikiem definiującym kierunek modyfikacji układu w przypadku spadku zapotrzebowania na ciepło, nie mniej jednak, Demonstrator prezentuje się jako elastyczny układ energetyczny dostosowany do zmieniającego się krajowego i europejskiego modelu systemu energetycznego.

8. Obliczenia

8.1. Efektywność energetyczna Demonstratora Technologii:

Wzór na obliczenie efektywności energetycznej Demonstratora technologii przedstawia się następująco:

$$EE = \sum_{i=1}^3 PRZYCHÓD_i - \left(\frac{3}{25} * CAPEX + \sum_{i=1}^3 OPEX_i \right)$$

W przypadku opisywanego Demonstratora Technologii:

$$EE = 5\,275\,657,83\text{zł} - (3\,512\,619,12\text{zł} + 2\,176\,342,94\text{zł}) = -413\,304,24\text{zł}$$

8.2. Udział OZE

Wzór na obliczenie bilansu (udziału) OZE, określanego jako „%OZE” obliczany jest z uwzględnieniem ilości energii wprowadzonej do Demonstratora Technologii w miejscu jej pierwszego pojawienia się w Demonstratorze Technologii.

$$\%OZE = \frac{OZE + ZMAGAZYNU}{OZE + ZMAGAZYNU + CZARNA}$$

Dla rozpatrywanego układu wygląda następująco:

$$\%OZE = OZE / OZE$$

Energia OZE, dla rozpatrywanego układu wygląda następująco definiowana jest według wzoru:

$$OZE = OZE_{dolne} + OZE_{PV}$$

OZE_{zakup}	OZE_{dolne}	OZE_{PV}	OZE_{lokal}	CZARNA	OZE	SUMA	%OZE
MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%
0	3972	7875	0	0	11847	11847	100

8.3. LCOH

Wzór na obliczenie efektywności energetycznej Demonstratora technologii przedstawia się następująco:

$$LCOH = \frac{CAPEX_0 * \sum_{k=1}^{25} \frac{\delta_k}{25} + \sum_{k=1}^{25} (\delta_k * \frac{CAPEX_k + OPEX_k - REZ_k}{DYSK_k})}{\sum_{k=1}^{25} (\delta_k * \frac{EC_k}{DYSK_k})} \left[\frac{PLN}{GJ} \right]$$

W przypadku opisywanego Demonstratora Technologii:

$$LCOH = \frac{30\,576\,336,42\text{zł}}{167\,407,00\text{zł}} = 182,65 \frac{\text{zł}}{\text{MWh}} = 50,74 \frac{\text{zł}}{\text{GJ}}$$

8.4. Bilans ciepła Demonstratora Technologii w ujęciu rocznym dla okresu od 1 kwietnia 2024 do 31 marca 2025 roku.

Ciepło dostarczane do układu	Kogenerator	Hybrydowa pompa ciepła	Kocioł szczytowy	Pompa ciepła woda-woda	Moc wytworzona	Straty ciepła
MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025
6696,50	487,49	5132,17	588,31	916,87	7124,85	428,35

W tabeli przedstawiono wyniki symulacji dotyczące poszczególnych urządzeń dostarczających ciepło do układu oraz sumę strat cieplnych układu. Bilans energii przedstawia się następująco:

Ciepło dostarczone do układu = Kogenerator + Hybrydowa pompa ciepła + kocioł szczytowy + pompa ciepła woda-woda – straty = 487,49MWh + 5132,17MWh + 588,31MWh + 916,87MWh - 428,35MWh = **6696,50MWh**

8.5. Bilans energii elektrycznej Demonstratora Technologii w ujęciu rocznym dla okresu od 1 kwietnia 2024 do 31 marca 2025 roku.

Elektrolizer	Hybrydowa pompa ciepła st. 1	Pompa ciepła woda-woda	Hybrydowa pompa ciepła st. 2	Potrzeby własne	Kogenerator	Kocioł szczytowy	Farma PV	Nadwyżka
MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025	SUMA, 1.04.2024 – 31.03.2025
2380,00	1414,49	270,57	1378,15	6070,37	351,00	612,83	7875,20	2155,83

W tabeli przedstawiono wyniki symulacji dotyczące poszczególnych urządzeń dostarczających i zużywających energię elektryczną w układzie. Bilans energii przedstawia się następująco:

Potrzeby własne = Farma PV + Kogenerator - Elektrolizer - Hybrydowa pompa ciepła st.1 - Hybrydowa pompa ciepła st.2 – pompa ciepła woda-woda – Kocioł szczytowy – Nadwyżka = 7875,2MWh + 351MWh – 2380MWh – 1414,49MWh – 1378,15MWh – 270,57MWh – 612,83MWh – 2155,83MWh = **6070,37MWh**

9. Bezpieczeństwo

Zasadniczym zagrożeniem, które może mieć wpływ na brak dostępności świadczonych usług przez Demonstrator Technologii jest brak dostępnej energii elektrycznej zasilającej demonstrator. Sytuacja ta może mieć miejsce w przypadku awarii sieci elektroenergetycznej, do której przyłączony zostanie układ. W tym przypadku, możliwe jest wykorzystanie zgromadzonego wodoru i wykorzystanie go w silniku kogeneracyjnym, jednak pojemność magazynów jest ograniczona oraz moc kogeneratora to 450kW_e oraz 512kW_t, a więc pozwala na rezerwowe zasilanie jedynie w okresach gdy zapotrzebowanie na moc nie przekracza tych wartości. W przypadku większych problemów z funkcjonowaniem Demonstratora Technologii, pokrycie zapotrzebowania na ciepło odbywać się będzie z Ciepłowni Dęblin, która posiada dostateczną ilość mocy.

Zasilanie szczytowe pokrywane jest przez szczytowy kocioł elektryczny, którego zadaniem jest zwiększenie temperatury zasilania sieci ciepłowniczej w momentach największego zapotrzebowania.

10. Informacje dodatkowe

Budowa Demonstratora Technologii przyczyni się do spadku emisji CO₂ i innych gazów cieplarnianych, co pozytywnie wpłynie na jakość powietrza w miejscowości Dęblin. Istotnym aspektem, sprzyjającym budowie przedsięwzięcia jest istnienie infrastruktury ciepłowniczej oraz bliska odległość wymienników ciepłowniczych od lokalizacji Demonstratora Technologii. Pozwala to obniżyć koszty budowy oraz zmniejsza koszty obsługi Demonstratora.

Funkcjonowanie projektowanego układu oraz osiągnięty % udziału OZE w produkcji ciepła, związane jest z opracowanym modelem bilansowania energii elektrycznej wytwarzanej przez elektrownię fotowoltaiczną oraz zużywanej przez Demonstrator Technologii. Rozliczenie takie odbywać się będzie w cyklu rocznym, na podstawie wskazań licznika energii wprowadzonej do sieci oraz zużytej przez Demonstrator Technologii. Symulacja wykonana w oprogramowaniu TRNSys pozwoliła na oszacowanie ilości energii do zbilansowania oraz pozwoliła na stworzenie algorytmu decydującego o ilości sprzedawanych na rynek energii nadwyżek oraz godzin, w których taka sprzedaż powinna się odbywać.

Obecnie ze względu na pandemię COVID-19 oraz sytuację geopolityczną związaną z wojną na Ukrainie, łańcuchy dostaw dla poszczególnych technologii zostały zaburzone. Ponadto, niestabilna sytuacja gospodarcza doprowadziła do osłabienia się Złotego względem Euro lub USD, a więc koszty poszczególnych komponentów instalacji znacząco się zwiększyły. Sytuacja ta, doprowadziła do wzrostu kosztów całego przedsięwzięcia oraz spowodowała znaczące ryzyko otrzymania pozytywnych wyników finansowych dla całego projektu.

11. Dane Wykonawcy

Wykonawcą jest Konsorcjum, składające się z Lidera Konsorcjum i Partnerów Konsorcjum, w poniższym rozumieniu powyższych:

Lider Konsorcjum – PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością,

Partner Konsorcjum – PGNiG TERMIKA Spółka Akcyjna,

Partner Konsorcjum – Politechnika Wrocławska.

11.1. Dane adresowe oraz rejestrowe

Wykonawcą w ramach przedsięwzięcia objętego zakresem studium jest Konsorcjum składające się z trzech podmiotów:

- a) Lider Konsorcjum, Użytkownik: PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona Sp. z o.o. (dalej **PTER** lub **Lider**). PTER jest spółką z ograniczoną odpowiedzialnością, posiadającą osobowość prawną zgodnie z zapisami prawa polskiego.

Nazwa rejestrowa: PGNiG TERMIKA ENERGETYKA ROZPROSZONA SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ

Adres siedziby: ul. Plac Solidarności 1/3/5; 53-661 Wrocław; powiat: M. Wrocław, gmina: M. Wrocław; woj. dolnośląskie

Tel: +48 71 78 88 501. Adres e-mail: pter@pter.pl . Strona www: www.pter.pl

NIP: 615 181 43 82. REGON: 230928729.

KRS: 0000163825, Sąd Rejonowy dla Wrocławia Fabrycznej we Wrocławiu, VI Wydział Gospodarczy KRS; Data wpisu do rejestru ewidencji: 04-06-2003; Data rozpoczęcia działalności: 04-06-2003.

- b) Konsorcjant: PGNiG TERMIKA SA (dalej **Termika**). Termika jest spółką akcyjną, posiadającą osobowość prawną zgodnie z zapisami prawa polskiego.

Nazwa rejestrowa: PGNiG TERMIKA SPÓŁKA AKCYJNA (poprzednio VATTENFALL HEAT POLAND SPÓŁKA AKCYJNA)

Adres siedziby: ul. Modlińska 15; 03-216 Warszawa; powiat: m.st. Warszawa, gmina: Białołęka; woj. mazowieckie

Tel: +48 22 587 49 00. Faks: +48 22 587 44 30

Adres e-mail: info@termika.pgnig.pl. Strona www: www.termika.pgnig.pl/

NIP: 525 000 06 30. REGON: 010381709

KRS: 0000025667, Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy w Warszawie, XIII Wydział Gospodarczy KRS; Data wpisu do rejestru ewidencji: 11-07-2001; Data rozpoczęcia działalności: 16-11-1993.

- c) Konsorcjant: Politechnika Wrocławska (dalej **Politechnika**). Politechnika jest wyższą uczelnią i działa pod Ministrem Edukacji i Szkolnictwa Wyższego...

Nazwa rejestrowa: Politechnika Wrocławska

Adres siedziby: Wybrzeże Stanisława Wyspiańskiego 27; 50-370 Wrocław; powiat: M. Wrocław, gmina: M. Wrocław; woj. dolnośląskie

Tel: +48 71 3202325

Adres e-mail: wme@pwr.edu.pl. Strona www: www.pwr.edu.pl

NIP: 8960005851. REGON: 000001614

11.2. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej

Jednym z celów Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. jest rozwój działalności innowacyjnej między innymi poprzez efektywną realizację projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych. Każda ze spółek grupy kapitałowej PGNiG S.A., w tym PGNiG TERMIKA (dalej również „Spółka”), prowadzi badawczo-rozwojową w swoim obszarze działania. Rozwiązania innowacyjne są również nieodłącznym elementem projektów inwestycyjnych realizowanych w PGNiG TERMIKA oraz działań modernizacyjno-odtworzeniowych majątku ciepłowniczego naszej Spółki, w tym działań związanych z dostosowaniem aktywów wytwórczych do unijnych i krajowych wymagań środowiskowych w zakresie dotyczącym emisji zanieczyszczeń oraz procesu dekarbonizacji mającego na celu stopniowe, rozsądne dążenie do neutralności klimatycznej polskiego sektora wytwórczego.

W PGNiG TERMIKA działalność badawczo-rozwojowa jest realizowana przez Wydział Badań i Innowacji, utworzony w 2020 roku i aktualnie funkcjonujący w strukturze Departamentu Strategii i Innowacji („Wydział”). W Wydziale zatrudnieni są inżynierowie - specjaliści z wieloletnim doświadczeniem, zdobytym zarówno w obszarze naukowo – badawczym oraz praktycznym i projektowym w sektorze energetycznym, w tym podczas realizacji demonstracyjnych projektów międzynarodowych, współfinansowanych przy wsparciu europejskich programów pomocowych. W Wydziale zatrudniony jest m.in. pracownik posiadający tytuł dr nauk technicznych.

W celu umożliwienia prowadzenia działalności badawczo-rozwojowej w Spółce, decyzją Zarządu PGNiG TERMIKA utworzono rezerwę budżetową odpowiadającą wartości 0,5% przychodów Spółki rocznie, przeznaczoną wyłącznie na cele realizacji projektów B+R. Dodatkowo, w celu usprawnienia realizacji projektów B+R, Spółka zoptymalizowała procedury zakupowe oraz prowadzi działania w celu wdrożenia procedur korzystania z ulgi podatkowej z tytułu prowadzenia działalności B+R.

W Spółce wdrożono również Obszarową Metodykę Zarządzania Projektami w Grupie Kapitałowej PGNiG TERMIKA bazującą na metodyce zarządzania projektami PRINCE2.

Spółka współpracuje z ośrodkami naukowo-badawczymi, w tym uczelniami i instytutami badawczymi. Obecnie prowadzone są 4 doktoraty wdrożeniowe we współpracy z Politechniką Warszawską.

W trakcie działalności badawczo-rozwojowej, w ostatnich latach, Spółka zrealizowała i kontynuuje realizację następujących projektów B+R o tematyce wynikającej z bieżących i przyszłych potrzeb swojej kluczowej działalności biznesowej:

1. w 2021 roku Spółka zakończyła realizację projektu z Politechniką Wrocławską pn. „Zwiększenie wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni i elektrociepłowni gazowo-parowych”. Przeprowadzone na stanowisku laboratoryjno-pilotażowym badania wykazały, że wraz ze wzrostem temperatury powietrza rośnie wartość zużycia energii chemicznej dla stałej wartości wytwarzanej mocy elektrycznej, zatem uzyskanie tej samej mocy elektrycznej, wymaga mniej energii w paliwie w przypadku, gdy turbina jest zasilana schłodzonym powietrzem. Rezultaty projektu wskazują na zasadność przeprowadzenia kolejnych badań na instalacji w większej skali, co jest obecnie analizowane w GK PGNiG.

Aktualnie, od 2021 roku są realizowane następujące projekty badawczo-rozwojowe:

1. projekt pn. „Elektroredukcja CO₂ do metanu – wytwarzanie syntetycznego paliwa z CO₂”, którego celem jest opracowanie, konstrukcja i przetestowanie instalacji elektroredukcji dwutlenku węgla do metanu w skali laboratoryjno-pilotażowej i ocena możliwości zastosowania opracowanej technologii w procesie ograniczenia emisji CO₂, poprzez jego konwersję do syntetycznego paliwa – metanu, z ewentualną możliwością jego magazynowania. Projekt jest realizowany we współpracy z Politechniką Wrocławską.

2. projekt pn. „Opracowanie metody dokładnego wyznaczania żywotności katalizatorów deNOx oraz budowa narzędzia predykcyjnego reaktorów SCR”. Produktem projektu będzie narzędzie informatyczne, dedykowane katalitycznej redukcji emisji tlenków azotu ze spalin kotłów węglowych i uczenie maszynowe, służące do oceny żywotności katalizatorów deNOx w czasie rzeczywistym, w zależności od historii oraz aktualnych warunków ich eksploatacji. Celem projektu jest obniżenie kosztów eksploatacyjnych, poprzez optymalizację gospodarki remontowej oraz wydłużenie czasu eksploatacji warstw katalitycznych SCR. Projekt jest realizowany we współpracy z Instytutem Energetyki - Instytutem Badawczym w Warszawie.
3. ponadto w 2021 roku Spółka zrealizowała we współpracy z PGNiG S.A. dwa projekty pilotażowe polegające na przetestowaniu innowacyjnych przedsięwzięć – start-upów.

W PGNiG TERMIKA analizowane są również kolejne koncepcje rozwijania projektów B+R w obszarze chłodu, innowacyjnego magazynowania ciepła, CCUS oraz gospodarki wodorowej.

Poniżej przedstawione zostały projekty Badawczo Rozwojowe realizowane przez członków konsorcjum ze strony Politechniki Wrocławskiej:

- “Climate neutral farm, with H2 production and C sequestration, using food waste digestate as a resource, according to the circular economy rules for practical application of Farm-to-fork strategy: Fork2Farm”; Horyzont 2020, call: H2020-LC-GD-2020 (Building a low-carbon, climate resilient future: Research and innovation in support of the European Green Deal), topic LC-GD-6-1-2020. Wniosek na łączną kwotę ponad 11,7 miliona Euro, nie uzyskał dofinansowania, natomiast przekroczył minimalny próg punktowy, uzyskując 11 pkt. na 15 możliwych (próg minimalny wynosił 10 pkt.).
- “Biocoal for power generation: BioPoGen”, 2013-2016, nr umowy 07_2013_IP57_BIOPOGEN, źródło finansowania: European Institute of Innovation and Technology KIC INNOENERGY, łączny budżet projektu 2 500 000 EUR.
- “Sustainable technology for the staged recovery of an agricultural water from high moisture fermentation products: RECOWATDIG”, 2019-2021, agreement no. WaterJPI-JC-2018_12, źródło finansowania: Komisja Europejska (EC ERA-NET), budżet projektu 730 000 EUR. Koordynator Prof. Halina Pawlak-Kruczek.
- “The European Research Infrastructure for Thermo-Chemical Biomass Conversion: BRISK”, 2011-2015, numer umowy 284498, źródło finansowania: Komisja Europejska (7my program ramowy), całkowity budżet projektu 9 950 000 EUR
- “Negative CO₂ emission gas power plant: POLNOR”, 2020-2023, numer umowy POLNOR-CCS/110/2020, źródło finansowania: Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (współfinansowany

w ramach mechanizmu norweskiego), budget involved for WUST 820 k euro, project's budget 16 618 633,17 PLN.

- Wspólne przedsięwzięcie CuBR+NCBiR+PW r - projekt B+R: "Opracowanie innowacyjnej technologii magazynowania energii z wykorzystaniem sztucznej inteligencji" CuBR/II/6/NCBR/2015, "Projekt i budowa instalacji pilotowej z innowacyjnym akumulatorem ciepła oraz technologie jego zastosowania" Okres realizacji: 2015–2019, 6 000 000, PLN
- Projekt B+R PGNiG Termika S.A. "Zwiększenie wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni i elektrociepłowni gazowo-parowych", PGNiG Termika S.A. Okres realizacji: 2019–2021, 1 800 000, PLN

11.3. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej

PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o. (PTER) jest koncesjonowanym przedsiębiorstwem zajmującym się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją ciepła oraz wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji gazowej, a także doradztwem technicznym w ww. zakresie. PTER koncentruje się na wdrażaniu nowoczesnych rozwiązań technicznych i organizacyjnych, których celem jest:

- a) realizacja nowych projektów inwestycyjnych polegających na budowie źródeł wytwórczych (kociołownie gazowe, gazowe układy kogeneracyjne, powietrzne pompy ciepła itp.);
- b) realizacja projektów inwestycyjnych ukierunkowanych na poprawę jakości powietrza atmosferycznego oraz likwidację niskiej emisji, m.in. poprzez wymianę węglowych źródeł na źródła gazowe;
- c) realizacja projektów inwestycyjnych ukierunkowanych na poprawę efektywności energetycznej instalacji energetycznych (źródła ciepła i energii elektrycznej, systemy dystrybucji ciepła);
- d) świadczenie usług ukierunkowanych na ograniczanie kosztów dostaw ciepła do odbiorców końcowych (m.in. poprzez wydzierżawianie od klientów źródeł wytwórczych i przeprowadzanie procesu optymalizacji kosztów wytwarzania ciepła);
- e) rozwój oferty produktowej.

PTER pełni funkcję centrum kompetencyjnego Grupy Kapitałowej PGNiG w obszarze energetyki rozproszonej, realizuje strategię całej Grupy Kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (dalej **Grupa PGNiG**), w obszarze rozwoju gazowych układów kogeneracyjnych i trigeneracyjnych małej i średniej mocy. Kilkunastoletnie doświadczenie w obszarze wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu zdobyte na polskim rynku oraz wsparcie w postaci zasobów Grupy PGNiG pozwalają oferować Klientom korzystne warunki współpracy. Podmiotem dominującym Grupy PGNiG, do której należy PTER, pośrednio poprzez PGNiG TERMIKA SA, jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie (dalej **PGNiG S.A.**).

Cel funkcjonowania PTER stanowi produkcja i dystrybucja ciepła dla potrzeb odbiorców komunalnych i instytucjonalnych miasta na terenie całej Polski (obecnie źródła wytwórcze zlokalizowane są na terenie dziewięciu województw) . Działalność gospodarcza prowadzona jest na podstawie udzielonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki koncesji:

- a) WCC nr WCC/1201/8069/W/OWR/2009/HK z dnia 28 października 2009 r. z późn. zmianami (koncesja na wytwarzanie ciepła) - ważna do 31-10-2029 r.*
- b) PCC nr PCC/1233/8069/W/OWR/2016/HK z dnia 1 sierpnia 2016 r. z późn. zmianami (koncesja na przesyłanie i dystrybucję ciepła) - ważna do 31-12-2030 r.*
- c) WEE nr WEE/1832/8069/W/OWR/2011/RP z dnia 31 maja 2011 r. z późn. zmianami (koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej) - ważna do 03-06-2026 r.*
- d) OEE nr OEE/11287/8069/W/DRE/2019/ZJ z dnia 19 marca 2019 r. (koncesja na obrót energią elektryczną) - ważna do 31-12-2030 r.*

Mając na uwadze potrzebę poprawy jakości powietrza na obszarze Polski, a także praktyczną realizację celów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy, PTER realizuje przedsięwzięcia inwestycyjne z zakresu likwidacji niskiej emisji na lokalnych rynkach energii.

PGNiG TERMIKA SA, należąca do Grupy Kapitałowej PGNiG, jest wiodącym w Polsce producentem ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji. Spółka wraz z zależnymi spółkami tworzy znaczącą na polskim rynku energetycznym Grupę Kapitałową PGNiG TERMIKA.

W strukturze Grupy PGNiG TERMIKA funkcjonują:

- PGNiG TERMIKA SA*
- PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.*
- PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona Sp. z o.o.*
- PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysł Sp. z o.o.*

Należące do PGNiG TERMIKA warszawskie zakłady produkują 11% całego wytwarzanego w Polsce ciepła. Dociera ono już do 70% mieszkańców Warszawy i 60% mieszkańców Pruszkowa, Piastowa i Michałowic. PGNiG TERMIKA wytwarza ciepło w kogeneracji. Ta efektywna technologia sprawia, że nasza firma pokrywa około 65% całkowitego zapotrzebowania Warszawy na energię elektryczną.

Ciepło, które wytwarzamy w naszych elektrociepłowniach i ciepłowniach, dociera do klientów w postaci gorącej wody w kranach i kaloryferach. Wytwarzane jest w pięciu zakładach:

- Elektrociepłownia Siekierki*
- Elektrociepłownia Żerań*
- Elektrociepłownia Pruszków*
- Ciepłownia Kawęczyn*

– *Ciepłownia Wola*

W sumie w zakładach PGNiG TERMIKA wytwarzane jest rocznie około 3,7 TWh energii elektrycznej i 10,9 TWh ciepła.

Cel funkcjonowania Spółki stanowi produkcja i dystrybucja ciepła dla potrzeb odbiorców komunalnych i instytucjonalnych miasta. Działalność gospodarcza prowadzona jest na podstawie udzielonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki koncesji:

- a) WCC nr WCC/124/142/U/1/98/RG z dnia 30 września 1998 r. z późn. Zmianami (koncesja na wytwarzanie ciepła) – ważna do 31-12-2025 r.*
- b) PCC nr PCC/130/142/U/1/98/RG z dnia 30 września 1998 r. z późn. Zmianami (koncesja na przetwarzanie i dystrybucję ciepła) – ważna do 31-12-2025 r.*
- c) WEE nr WEE/2/142/U/1/98/RG z dnia 30 września 1998 r. z późn. Zmianami (koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej) – ważna do 31-12-2025 r.*
- d) OEE nr OEE/402/142/W/2/2005/BT z dnia 20 kwietnia 2005 r. z późn. Zmianami (koncesja na obrót energią elektryczną) – ważna do 31-12-2030 r.*

Podstawowym paliwem, które wykorzystuje PGNiG TERMIKA, jest węgiel kamienny. W miksie paliwowym zwiększa się również udział gazu ziemnego i biomasy – bardziej przyjaznych dla środowiska naturalnego. W Ciepłowni Wola, z kolei, używany jest lekki olej opałowy.

Ciepło, które wytwarza PGNiG TERMIKA, jest dystrybuowane za pośrednictwem sieci ciepłowniczej:

- w Warszawie – poprzez miejską sieć ciepłowniczą należącą do Veolia Energia Warszawa;*
- w Pruszkowie – poprzez własną sieć ciepłowniczą.*

11.4. Informacje o Zespole Projektowym

Zespół Projektowy z podziałem na podmiot który reprezentują:

a) PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona Sp. z o.o.

*a. **Claudia Skoneczna** – Specjalista ds. Realizacji Inwestycji*

- Kierownik Projektu odpowiedzialny za prawidłowy przebieg realizacji projektu, na bieżąco monitorujący działania związane z harmonogramem realizacji Przedsięwzięcia oraz zakresem przedmiotowym,*
- w ramach Przedsięwzięcia Członek Zespołu będzie odpowiedzialny za koordynację prac ze strony PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona oraz przebieg prac merytorycznych,*

*b. **Magdalena Woźniak** – Specjalista ds. Realizacji Inwestycji*

- w ramach Przedsięwzięcia Członek Zespołu będzie odpowiedzialny za weryfikację rozwiązań technicznych, harmonogramów realizacji prac, dokumentacji technicznej oraz dokumentacji formalno-prawnej,*

- w ramach Przedsięwzięcia Członek Zespołu będzie odpowiedzialny za koordynację prac ze strony PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona oraz przebieg prac merytorycznych,

c. Małgorzata Kruła – Specjalista ds. Realizacji Projektów

- w ramach Przedsięwzięcia Członek Zespołu będzie odpowiedzialny za prawidłowy przebieg realizacji projektu, bieżące raportowanie działań związanych z harmonogramem realizacji Przedsięwzięcia oraz zakresem przedmiotowym,
- w ramach Przedsięwzięcia Członek Zespołu będzie odpowiedzialny za koordynację prac ze strony PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona oraz przebieg prac merytorycznych,

d. Michał Mendyka – Specjalista ds. Realizacji Inwestycji

- w ramach Przedsięwzięcia Członek Zespołu będzie odpowiedzialny za weryfikację rozwiązań technicznych, harmonogramów realizacji prac, dokumentacji technicznej oraz dokumentacji formalno-prawnej,
- w ramach Przedsięwzięcia Członek Zespołu będzie odpowiedzialny za koordynację prac ze strony PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona oraz przebieg prac merytorycznych,

b) PGNiG TERMIKA SA

a. Magdalena Karda – p.o. Dyrektor Biura Finansowania Projektów

- w ramach Przedsięwzięcia Członek Zespołu będzie odpowiedzialny za koordynację prac ze strony PGNiG TERMIKA SA,
- doświadczenie: ponad 15 letnie doświadczenie w zakresie koordynacji i uczestnictwa w projektach, w tym projektach inwestycyjnych oraz projektach realizowanych przy wsparciu środków unijnych;

b. Natalia Marciniak - Główny specjalista ds. pozyskiwania finansowania projektów

- w ramach Przedsięwzięcia Członek Zespołu będzie odpowiedzialny za koordynację prac ze strony PGNiG TERMIKA SA,
- ponad 10 letnie doświadczenie w zakresie koordynacji i uczestnictwa w projektach, w tym projektach inwestycyjnych oraz projektach realizowanych przy wsparciu środków unijnych;

c) Główna kadra badawcza ze strony Politechniki Wrocławskiej

- a. prof. dr hab. inż. Halina Pawlak – Kruczek** – kierownik laborarium konwersji energii, Katedra Inżynierii Konwersji Energii, rola w projekcie opracowanie bieżącego harmo-

nogramu prac badawczych i wyznaczenie krytycznej drogi, nadzór merytoryczny i rozliczanie z realizacji kolejnych zadań. Koordynacja prac nad opracowaniem wielu szczegółowych wariantów elektrociepłowni zeroemisyjnej wykorzystującej innowacyjne rozwiązania konwersji energii w tym Power 2 gas i x oraz dobór danych (parametry i urządzenia) do wielu wariantów elektrociepłowni w tym parametrów magazynowania wodoru oraz dobór silnika na wodór .

- b. **dr inż. Daniel Smykowski** – Adiunkt, Rola w projekcie: Specjalista ds. modelowania numerycznego i główny technolog. opracowanie modelu Demonstratora Technologii w oprogramowaniu TRNSys, analiza wyników symulacji, opracowanie niezbędnych dokumentów do przedstawienia wyników badań. Opracowanie algorytmów sterowania układu. Opracowanie koncepcji technologii Demonstratora Technologii.
- c. **Dominik Bielecki** – wiceprezes zarządu ZenitSolar Sp. z o.o. (podwykonawca), doktorant Szkoły Doktorskiej Politechniki Wrocławskiej (doktorat wdrożeniowy). Rola w projekcie: Opracowanie koncepcji oraz analiza pracy instalacji fotowoltaicznych wchodzących w skład Demonstratora Technologii. Analiza obliczeń TRNSys. Wsparcie w opracowaniu studium wykonalności oraz projektu układu. Opracowanie metodyki badawczej całego układu produkcji i wykorzystania wodoru w różnych wariantach.
- d. **dr hab. inż. Piotr Szulc, prof. PWR** – profesor Uczelni, rola w projekcie: opracowanie koncepcji magazynowania ciepła oraz współpracy urządzeń wytwarzających energię cieplną. Opracowanie harmonogramu pracy instalacji. Wsparcie w doborze komponentów układu.

d) Pozostała kadra badawcza Politechniki Wrocławskiej

- a. dr inż. Michał Ostrycharczyk – Adiunkt
- b. dr inż. Marcin Baranowski – Adiunkt
- c. Krystian Krochmalny – doktorant
- d. Michał Czerep – Asystent Naukowy

Rola pozostałej kadry badawczej opiera się na wsparciu Głównej Kadry w opracowaniu koncepcji oraz niezbędnej dokumentacji Demonstratora Technologii. Członkowie Pozostałej Kadry biorą udział w tworzeniu schematów, symulacji, koncepcji, analizy wyników oraz opracowania wniosków płynących z wykonanych prac badawczych.

12. Załączniki

Model numeryczny Demonstratora Technologii:

- a) arkusz kalkulacyjny z zestawieniem danych liczbowych opisujących System Demonstracyjny,
- b) szczegółowy opis Technologii Elektrociepłowni.

13. Spis rysunków

<i>Rys. 1 Schemat technologiczny.....</i>	<i>4</i>
<i>Rys. 2 Teren CC Dęblin</i>	<i>11</i>
<i>Rys. 3 Centralna Ciepłownia w Dęblinie</i>	<i>11</i>
<i>Rys. 4 Planowana lokalizacja Demonstratora Technologii na działce 4211 w Dęblinie.....</i>	<i>16</i>