

*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.

Elektrociepłownia w lokalnym klastrze energetycznym – Euros Energy EHC Plant

Euros Energy Sp. z o.o.



*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 .....	4
1. Wstęp .....	5
1.1. Opis problemu badawczego .....	5
1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni .....	9
2. Lokalizacja Demonstratora Technologii .....	14
3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni .....	15
3.1. Wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS 15	
3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych .....	16
3.3. Kogeneracja .....	18
4. Analiza kosztów ciepła .....	19
4.1. Analiza LCOH .....	19
4.2. Analiza efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii .....	19
5. Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni .....	20
5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora .....	20
5.2. Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej z uwzględnieniem taksonomii klimatycznej na wdrażanie Technologii Elektrociepłowni .....	21
6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii .....	26
7. Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni .....	29
7.1. Skalowalność .....	29

7.2.	Replikowalność.....	29
7.3.	Potencjał dostosowania Demonstratora Technologii do zmian na rynku energii i ciepła ..	31
8.	Obliczenia .....	35
8.1.	Metodyka obliczeń .....	35
8.2.	Udział OZE.....	37
8.3.	Wykorzystanie energii promieniowania słonecznego.....	39
8.4.	Produkcja energii przez jednostkę kogeneracyjną.....	40
8.5.	Bilans energii elektrycznej.....	41
8.6.	Ciepło dostarczone do buforu sieci ciepłowniczej .....	42
9.	Bezpieczeństwo .....	44
10.	Informacje dodatkowe .....	45
11.	Dane Wykonawcy.....	47
11.1.	Dane adresowe oraz rejestrowe .....	47
11.2.	Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej .....	47
11.3.	Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej .....	50
11.4.	Informacje o Zespole Projektowym.....	51
12.	Lista skrótów i definicji .....	55
	Bibliografia.....	56

## Streszczenie

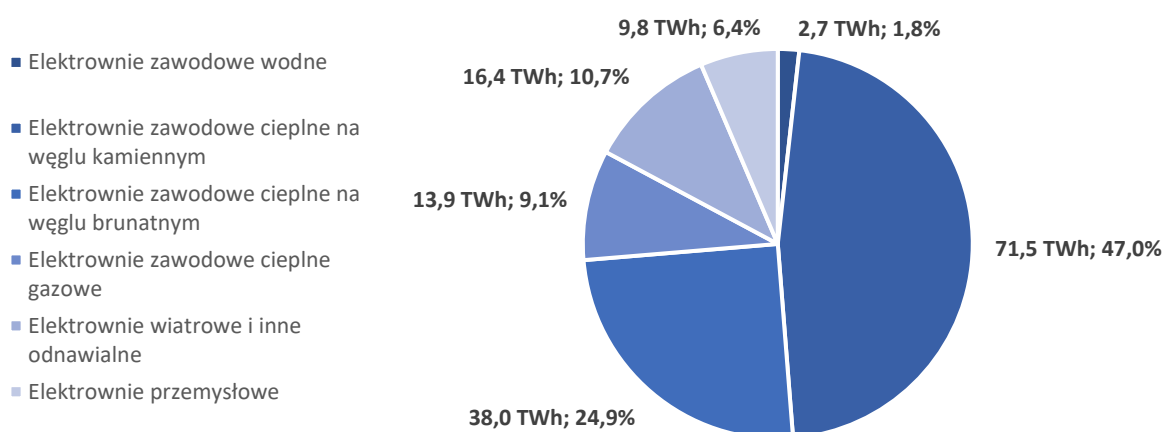
Elektrociepłownia Euros Energy EHC Plant zapewnia udział odnawialnych źródeł energii w produkcji ciepła sieciowego na poziomie ponad 94%. Opracowana technologia jest dostosowana do potrzeb modernizacji ciepłownictwa powiatowego w sytuacji, gdy możliwości sezonowego magazynowania ciepła są ograniczone.

Praca Elektrociepłowni Euros Energy EHC Plant opiera się na współpracy pomp ciepła, kogeneratora zasilanego biopaliwem, instalacji kolektorów hybrydowych PVT oraz dwóch magazynów sezonowych – wysokotemperaturowego magazynu wodnego oraz niskotemperaturowego magazynu gruntowego. Zastosowanie jednostki kogeneracyjnej pozwala na zwiększenie gęstości mocy grzewczej względem rozwiązania opierającego się tylko na pogodozależnych odnawialnych źródłach energii takich jak instalacje fotowoltaiczne i kolektory słoneczne.

## 1. Wstęp

### 1.1. Opis problemu badawczego

Polska elektroenergetyka wciąż w dużym stopniu uzależniona jest od paliw kopalnych, w szczególności od węgla – elektrownie zawodowe na węgiel kamienny i brunatny mają w sumie moc zainstalowaną przekraczającą 32 GW. Produkcja energii elektrycznej w roku 2020 wyniosła ponad 152 TWh, z czego prawie 72% pochodziło z elektrowni węglowych. Równocześnie postępują procesy zastępowania węgla w energetyce odnawialnymi źródłami energii. Według informacji podawanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne PSE 1 sierpnia 2021 roku moc zainstalowana w energetyce wiatrowej osiągnęła poziom 7 065 MW. Z kolei moc zainstalowana w fotowoltaice dnia 30 września 2021 roku wyniosła 6 126 MW.



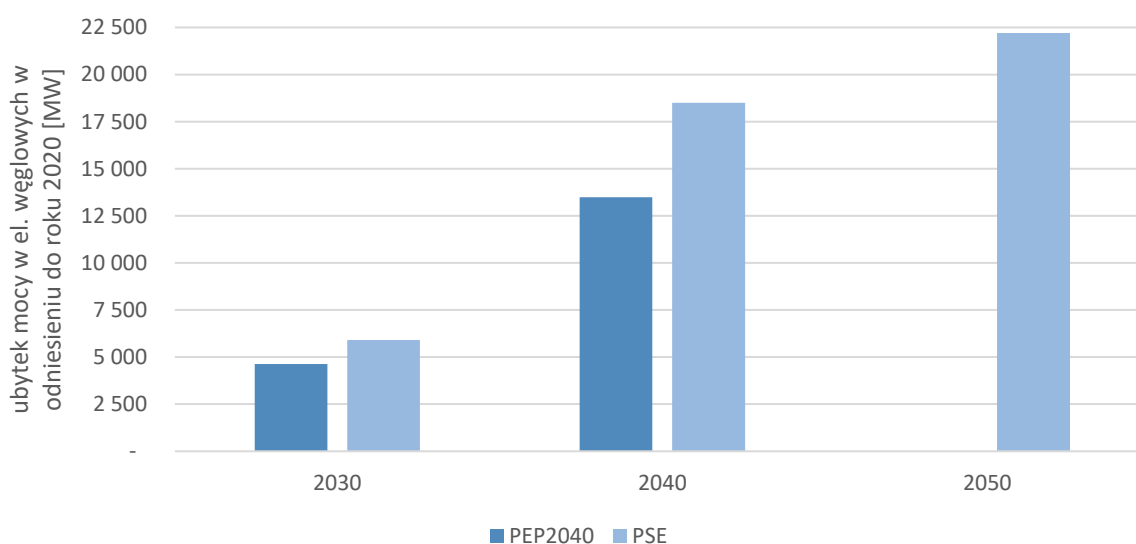
Rysunek 1. Struktura produkcji energii elektrycznej w KSE w 2020 roku

Jednak, aby osiągnąć neutralność klimatyczną systemu elektroenergetycznego tempo budowy nowych mocy powinno być jeszcze większe. Ponadto energetyka wiatrowa i słoneczna są całkowicie uzależnione od warunków pogodowych, co sprawia, że są one w szeroko rozumianej praktyce źródłami niesterowalnymi.

Z tego powodu coraz większym wyzwaniem staje się bilansowanie sieci elektroenergetycznej i zapewnienie bezpieczeństwa polskiego systemu elektroenergetycznego. Jednostki węglowe nie zapewniają elastyczności pracy niezbędnej w związku z coraz szybszym rozwojem farm wiatrowych i fotowoltaicznych – ze stanu gorącego blok węglowy uzyskuje pełne obciążenie w ciągu około 4 godzin, zaś w przypadku rozruchu ze stanu zimnego potrzebuje minimum 8 godzin do osiągnięcia pełnej mocy. Starzejące się elektrownie węglowe są też bardziej podatne na awarie, w wyniku których KSE jest narażone na momentalną utratę nawet kilkuset megawatów mocy. W ostatnich latach kilkakrotnie

nastąpiło awaryjne odstawienie większych jednostek, które wymuszało zwiększenie importu energii elektrycznej w celu utrzymania stabilności KSE. Przykładowo w maju 2020 roku w wyniku zwarcia na stacji rozdzielczej nastąpiło awaryjne wyłączenie 10 bloków energetycznych w Elektrowni Bełchatów o łącznej mocy 3900 MW, a tydzień później w Bełchatowie zapalił się taśmociąg do podawania węgla, co z kolei wymusiło odstawienie z systemu bloku o mocy 858 MW. Awaria tak dużej skali połączona z niską produkcją energii z elektrowni odnawialnych oraz dużym zapotrzebowaniem zwiększa ryzyko zjawiska tzw. blackoutu. Konieczna zatem będzie dywersyfikacja źródeł wytwórczych z jednoczesnym postawieniem na rozwój elastycznych jednostek wytwórczych.

Budowa nowych mocy w systemie jest niezbędna także z uwagi na wyłączanie kolejnych jednostek. Już na ten moment import energii elektrycznej przerasta znacząco jej eksport – w 2020 roku w celu utrzymania stabilności KSE ponad 13 TWh energii elektrycznej musiało zostać importowane zza granicy. Z uwagi na rosnące ceny gazu ziemnego trend ten został nieco wyhamowany. Niemniej planowane wyłączenia dużych bloków węglowych są dopiero przed nami. Według założeń Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku (tzw. PEP2040) [1] do 2030 roku nastąpi wyłączenie elektrowni węglowych o sumarycznej mocy 4,6 GW, zaś według Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 [2] wykonanego przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne w 2030 roku ubędzie nawet 5,9 GW mocy węglowej. Według szacunków PSE do 2040 roku z krajowego systemu elektroenergetycznego ma zniknąć nawet 18,5 GW mocy [2].



Rysunek 2. Sumaryczna moc odstawianych jednostek węglowych według PEP2040 i PSE

Zapewnienia odpowiedniej stabilności i elastyczności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego wymaga podjęcia szeregu działań na ścieżce transformacji energetycznej. Jednym z możliwych

i koniecznych do wprowadzenia rozwiązań są magazyny energii elektrycznej. Na ten moment są one rozwiązaniem relatywnie drogim i na drodze do zwiększenia efektywności ekonomicznej ich stosowania muszą one zostać wsparte również innymi działaniami. Jednym z nich jest rozwój kogeneracji oraz wykorzystanie na dużą skalę magazynów ciepła wraz z pompami ciepła.

Nowoczesne jednostki kogeneracyjne napędzane gazem ziemnym cechują się nie tylko szybkim czasem rozruchu i elastycznością produkcji, ale pozwalają również na lepsze wykorzystanie mocy chemicznej zawartej w paliwie w porównaniu do jednostek produkujących ciepło lub energię elektryczną w typowych ciepłowniach i elektrowniach. Co więcej, budowa elektrociepłowni z sezonowymi magazynami ciepła (jednostkowo znacznie tańszymi niż magazyny energii elektrycznej) pozwala na jeszcze bardziej efektywne zarządzanie produkcją ciepła i energii elektrycznej.

Obecnie dominującą rolę w kogeneracji odgrywa węgiel kamienny. Z uwagi na to, że jest on jednym z najbardziej emisyjnych paliw kopalnych, a kraje Unii Europejskiej dążą w kierunku gospodarki zeroemisyjnej konieczne jest poszukiwanie alternatywnych nośników energii. Dotychczas silnym kandydatem mającym zastąpić węgiel, przynajmniej jako paliwo przejściowe w drodze do pełnej neutralności klimatycznej sektora energetyki, był gaz ziemny. Wiosną roku 2022 pojawiają się jednak deklaracje jak najszybszego zatrzymania importu paliw z Rosji, które stanowią obecnie narzędzie politycznego nacisku w rękach władz tego kraju. W Polsce import gazu ziemnego z Rosji pozwala na zaspokojenie niemal połowy całkowitego zużycia krajowego tego błękitnego paliwa. Oznacza to, że w celu ograniczenia kupna rosyjskiego gazu ziemnego i jednocześnie dalszego rozwoju wysokosprawnej kogeneracji konieczne jest wykorzystanie całego dostępnego potencjału paliw alternatywnych – biomasy, biogazu i biopaliw.

Jednym z możliwych rozwiązań jest zastosowanie olejów posmażalniczych jako paliwa. Olej posmażalniczy (ang. Used Cooking Oil -w skrócie UCO) jest odpadem powstałym z olejów roślinnych (głównie olejów rzepakowych, palmowych i słonecznikowych) używanych w przemyśle gastronomicznym do przygotowywania potraw. Oleje posmażalnicze muszą być odpowiednio składowane, a następnie unieszkodliwiane na mocy *Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 5 października 2015 r. w sprawie szczegółowego sposobu postępowania z olejami odpadowymi* [3]. Na terenie Unii Europejskiej działają podmioty, które zajmują się skupem i odbieraniem UCO od restauracji i barów, a następnie jego odsprzedaży.

Po przeprowadzeniu odpowiedniego procesu regeneracji (oczyszczania i estryfikacji) oleju posmażalniczego ([4], [5], [6]) może on pełnić rolę biopaliwa. Biopaliwo powstałe z UCO ma

właściwości bardzo podobne do biopaliwa powstałego z czystego oleju roślinnego. Jego wartość opałowa wynosi około 39-40 MJ/kg, czyli niewiele mniej niż wartość opałowa biodiesla (ok. 42 MJ/kg). Dodatkowo biopaliwo z UCO praktycznie nie zawiera związków siarki, a większa zawartość cząsteczek tlenu ogranicza emisję tlenku węgla ze spalania.

Co więcej, użycie oleju posmażalniczego do produkcji biopaliwa jest elementem gospodarki obiegu zamkniętego, pozwala bowiem na jednoczesne zagospodarowanie odpadów oraz ograniczenie wytwarzania paliw z olejów roślinnych, których wykorzystanie na cele spożywcze powinno mieć pierwszeństwo przed wykorzystaniem na cele energetyczne. Ponadto produkcja biopaliwa z UCO będzie tańsza niż przy wykorzystaniu czystych olejów roślinnych, z uwagi na niższy koszt zużytego już oleju.



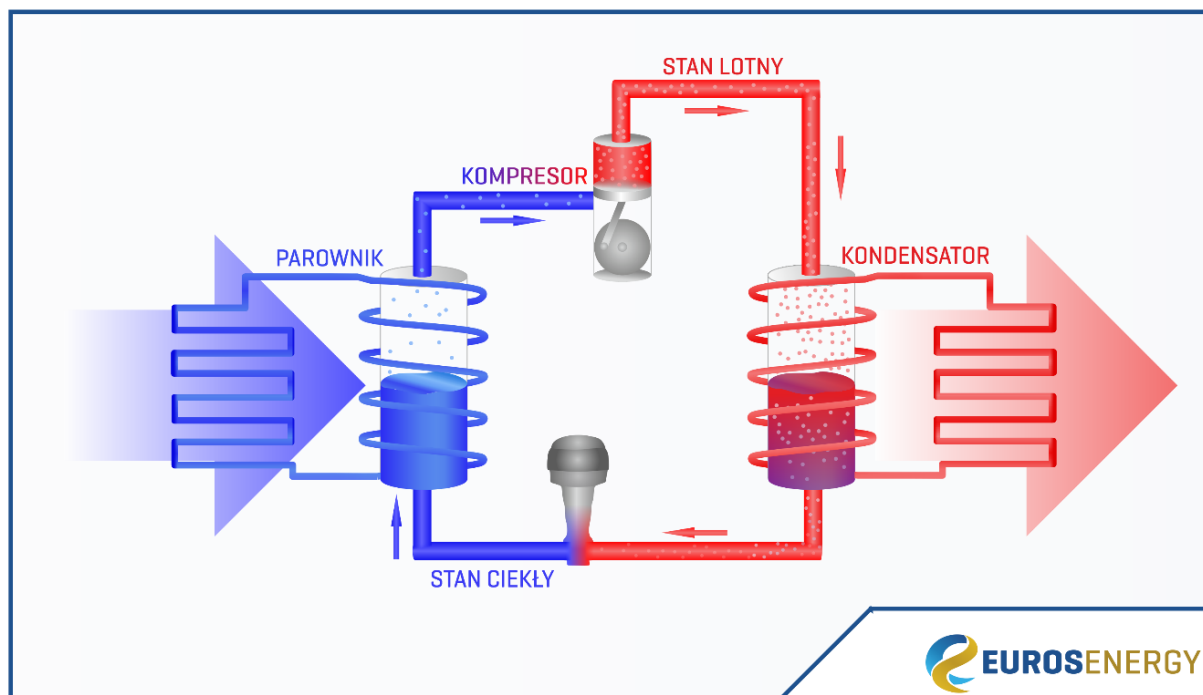
## 1.2. Opis opracowanej Technologii Elektrociepłowni

Demonstrator Technologii projektowany był z myślą o pokryciu całego zapotrzebowania na ciepło dla budynków podłączonych do sieci ciepłowniczej przy założeniu maksymalnego wykorzystania dostępnego terenu oraz wysokiego udziału energii z odnawialnych źródeł w bilansie energii końcowej. Jego działanie opiera się na współpracy jednostki kogeneracyjnej na oleje posmażalnicze, pomp ciepła, instalacji kolektorów hybrydowych PVT oraz sezonowych magazynów ciepła.

Centralnym elementem koncepcji jest kogenerator o mocy około 500 kW – silnik tłokowy produkujący energię elektryczną i dostarczający ciepło - napędzany zużytymi olejami i tłuszczami gastronomicznymi produkowanymi w znacznych ilościach w gastronomii i przemyśle spożywczym. Wysoka gęstość energii tego odpadowego paliwa oraz relatywnie duża sprawność silnika pozwala na zminimalizowanie zajętości terenu instalacji i zastosowanie jej w sytuacji, gdy brak jest miejsca na alternatywne rozwiązania OZE (obejmujące np. duże instalacje PV, które wymagają zastosowania większych magazynów energii).

Drugim istotnym komponentem Demonstratora są pompy ciepła. Ich działanie opiera się na przenoszeniu ciepła z medium o niższej temperaturze (określanym jako dolne źródła ciepła) do medium o wyższej temperaturze (nazywanym górnym źródłem ciepła). Ciepło transportowane jest przez czynnik roboczy, który odbiera ciepło w elemencie pompy ciepła nazywanej parownikiem. Następnie pary czynnika sprężane są przez sprężarkę i trafiają do skraplacza, gdzie skraplając się oddają ciepło do górnego źródła ciepła. Po skropleniu czynnik jest dławiony i powraca do parownika, gdzie ulega odparowaniu, zamykając w ten sposób obieg termodynamiczny.

## SCHEMAT PRACY POMPY CIEPŁA



Rysunek 3. Schemat pracy pompy ciepła

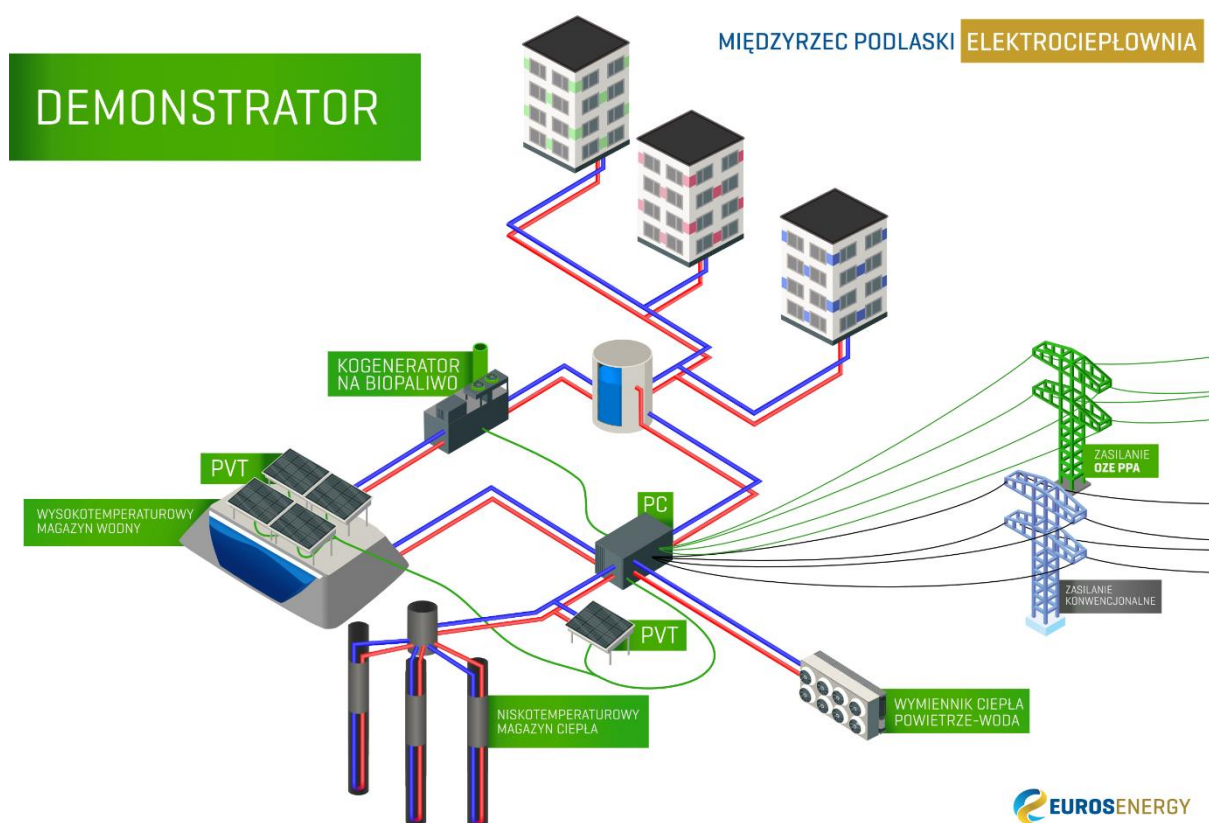
Dolne źródło ciepła w Demonstratorze stanowią powietrzne wymienniki ciepła oraz dwa sezonowe magazyny ciepła: niskotemperaturowy magazyn gruntowy typu BTES (Borehole Thermal Energy Storage) oraz wysokotemperaturowy magazyn wodny typu PTES (Pit Thermal Energy Storage). W zależności od warunków pracy jako górne źródło ciepła występować będą: bufor sieci ciepłowniczej zasilający System Demonstracyjny lub sezonowe magazyny ciepła.

Trzeci kluczowym elementem są właśnie sezonowe magazyny ciepła. Ciepło do sezonowych magazynów ciepła jest dostarczane z jednostki kogeneracyjnej na oleje posmażalnicze, z instalacji PVT oraz za pomocą pomp ciepła przy wykorzystaniu ciepła odebranego z powietrznych wymienników ciepła. Bufor sieci ciepłowniczej w okresie od wiosny do jesieni będzie zasilany przez pompy ciepła przy wykorzystaniu powietrznych wymienników ciepła, zaś w sezonie grzewczym, kiedy temperatura zewnętrzna jest niska jako dolne ciepła pracować będą sezonowe magazyny ciepła.

Pierwszym z sezonowych magazynów ciepła jest niskotemperaturowy magazyn gruntowy, który zbudowany jest z 100 pionowych wymienników ciepła o długości 99,5 metrów. Charakteryzuje się on dużą pojemnością cieplną oraz wysoką efektywnością magazynowania. Jego temperatura pracy

zawiera się w przedziale 5°C - 15°C. Magazyn jest ładowany w okresie od wiosny do jesieni ciepłem wyprodukowanym przez pompy ciepła, dla których dolnym źródłem ciepła jest wtedy powietrzny wymiennik ciepła, a także ciepłem z kolektorów hybrydowych PVT i agregatu kogeneracyjnego. Pompy ciepła w trybie ładowania magazynu gruntowego zasilane są wyłącznie energią elektryczną generowaną z lokalnej instalacji PVT oraz agregatu kogeneracyjnego zasilanego olejami posmażalniczymi.

Drugim z sezonowych magazynów ciepła jest wysokotemperaturowy magazyn wodny, który składa się ze szczelnego, zaizolowanego basenu ziemnego o pojemności 7 tys. m<sup>3</sup>, wypełnionego w całości wodą. Zakres temperaturowy pracy magazynu zawiera się w przedziale od 7°C do 67°C. Dzięki wyższej wartości temperatury wody w magazynie wysokotemperaturowym pompy ciepła pracują przy wysokich parametrach współczynnika wydajności grzewczej COP. Jest to szczególnie istotne z tego powodu, że wodny magazyn ciepła jest najczęściej wykorzystywany zimą w warunkach niskich temperatur zewnętrznych, niewielkiej produkcji energii elektrycznej z instalacji PV i PVT oraz wyższych wymaganych wartości temperatury zasilania sieci ciepłowniczej.



Rysunek 4. Schemat budowy Demonstratora Technologii

Podsumowując, na całość Demonstratora Technologii Elektrociepłowni Euro Energy EHC Plant składają się współpracujące ze sobą komponenty: jednostka kogeneracyjna, maszynownia pomp ciepła, trójstopniowy system magazynowania ciepła obejmujący bufor i dwa sezonowe magazyny ciepła oraz kolektory hybrydowe PVT.

W celu maksymalnego wykorzystania dostępnej powierzchni działki i osiągnięcia największej możliwej gęstości energetycznej dla Technologii Demonstratora poszczególne elementy instalacji są ułożone warstwowo. Na całej powierzchni działki ciepłowni zostaną rozmieszczone odwierty na potrzeby instalacji wymienników pionowych magazynu gruntowego. Następnie na tym samym obszarze zostanie zbudowany wodny magazyn ciepła. Rozwiązanie to nie tylko zwiększa gęstość energetyczną systemu, ale również zapewnia dodatkową izolację od góry magazynu gruntowego. Ponadto, na ścianach magazynu wodnego zostaną zamontowane kolektory hybrydowe PVT. Kolektory hybrydowe PVT pokryją również pozostałą część powierzchni działki ciepłowni.



Rysunek 5. Warstwowe ułożenie komponentów Demonstratora Technologii

Esencją proponowanej koncepcji jest ścisła współpraca jednostki kogeneracyjnej z układem pomp ciepła oraz dwoma sezonowymi magazynami ciepła umożliwiające maksymalnie efektywne wykorzystanie ciepła oraz energii elektrycznej. Dzięki obecności silnika kogeneracyjnego zasilanego paliwem odnawialnym Demonstrator może potencjalnie osiągnąć 100% udziału OZE w bilansie energetycznym. W rzeczywistości, ze względu na obecną wysoką cenę paliwa na rynku, przyjęto w obliczeniach, że kogenerator jest uruchamiany wyłącznie dla niskich temperatur powietrza lub w przypadku osiągnięcia odpowiednio wysokich cen energii elektrycznej. Przy takim rozwiązaniu poziom

udziału OZE w proponowanej koncepcji wynosi około 90 %, przy jednoczesnym zapewnieniu niższego kosztu wytworzonego ciepła – w takiej sytuacji kogenerator uruchamiany jest jako źródło dodatkowe.

W przypadku maksymalizacji zysków z produkcji energii elektrycznej kogenerator pracuje jest automatycznie uruchamiany, gdy cena energii elektrycznej przekroczy określony poziom – niezależnie od zapotrzebowania na ciepło. W przypadku braku zapotrzebowania na ciepło w sieci ciepłowniczej – jest ono magazynowane w magazynach sezonowych. Kogenerator jest także uruchamiany w czasie silnych mrozów, gdy wymagana temperatura zasilania sieci ciepłowniczej istotnie rośnie. W takim scenariuszu, gdy kogenerator pracuje około 2000 godzin rocznie, możliwe jest osiągnięcie ponad 99% udziału OZE w bilansie energii końcowej.

Sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacji będzie prowadzona pod kątem optymalizacji kosztu produkcji ciepła i rentowności zakładu. Energia elektryczna będzie sprzedawana i kupowana w ramach projektowanej Wirtualnej Elektrowni (VPP - Virtual Power Plant) służącej do optymalizacji pracy źródeł rozproszonych. W okresach występowania wysokich cen energii elektrycznej na rynku energia elektryczna produkowana w jednostce kogeneracyjnej będzie sprzedawana, natomiast w okresach niskiej ceny będzie służyła do zasilania pomp ciepła i ładowaniu sezonowego magazynu ciepła. Decyzja o sprzedaży energii będzie przeprowadzana na podstawie aktualizowanych na bieżąco parametrów takich jak hurtowa cena energii elektrycznej, zapotrzebowanie na ciepło w systemie, koszt produkcji ciepła, możliwości magazynowania ciepła w sezonowych magazynach oraz prognoza pogody. W przypadku, gdy produkcja energii elektrycznej jest opłacalna załączany jest układ kogeneracji. Gdy sprzedaż energii elektrycznej jest nieopłacalna zapotrzebowanie na ciepło pokrywane jest przez pompy ciepła lub w przypadku silnych mrozów przez oba te źródła jednocześnie.

## 2. Lokalizacja Demonstratora Technologii

W ramach przedsięwzięcia opracowany zostanie Demonstrator Technologii w miejscowości Międzyrzec Podlaski zlokalizowany bezpośrednio na terenie ciepłowni przy ulicy Tadeusza Kościuszki 105 należąca do spółki Veolia Wschód Sp. z o.o. Działka ciepłowni o wielkości pół hektara pozwala na rozmieszczenia instalacji sezonowego gruntowego magazynu ciepła, wysokotemperaturowego magazynu wodnego, jednostki kogeneracyjnej wraz z magazynem paliwa oraz maszynowni pomp ciepła, wraz z wymaganymi przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej oraz całość instalacji hybrydowych kolektorów słonecznych PVT.

Demonstrator Technologii będzie dostarczał na potrzeby instalacji centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej do większości budynków Osiedli Brzeska i Wyszyńskiego, w tym budynków Spółdzielni Mieszkaniowej w Międzyrzeczu Podlaskim (Brzeska 57I, Wyszyńskiego 18, Wyszyńskiego 20, Wyszyńskiego 22, Wyszyńskiego 24, Wyszyńskiego 26, Wyszyńskiego 26A, Wyszyńskiego 26C, Brzeska 57A, Brzeska 57B, Brzeska 57C, Brzeska 57D, Brzeska 57E, Brzeska 57F, Brzeska 57G, Brzeska 57H) oraz budynku Wspólnoty Mieszkaniowej nieruchomości przy ulicy Brzeskiej 57J. Sumaryczna ogrzewana powierzchnia użytkowa objęta Demonstratorem Technologii wynosi 27 130,53 m<sup>2</sup>, z czego powierzchnia lokali mieszkalnych stanowi 99,5%.

Budynki osiedla Brzeska powstały w latach 90tych XX wieku, zaś budynki osiedla Wyszyńskiego są relatywnie nowe – były budowane w latach 2012-2020. Obiekty te obejmuje stara sieć ciepłownicza zbudowana jeszcze w latach 80tych XX wieku. W ramach budowy Demonstratora nastąpi jej modernizacja. Nowa sieć będzie zasilana wodą o temperaturze maksymalnie 90 °C. Dodatkowo, zostanie wykonana modernizacja dużej wymiennikowni W-4 oraz sieci wysokoparametrowej rozprawdzającej ciepło od budynków Wyszyńskiego. Planowana jest modernizacja rozdzielaczy w budynkach, dodatkowo w budynkach zostaną zamontowane indywidualne węzły cieplne pozwalające na precyzyjny pomiar zużycia ciepła w budynku – w miejsce istniejących obecnie węzłów grupowych. Dodatkowo, wybrany budynek lub wybrane budynki zostaną wyposażone w węzeł cieplny z możliwością produkcji chłodu, którego odbiorem szczególnie zainteresowani są mieszkańcy ostatniego piętra budynków.

### 3. Projektowanie Technologii Elektrociepłowni

#### 3.1. Wnioski dotyczące modelowania numerycznego zrealizowanego w oprogramowaniu TRNSYS

Oprogramowanie inżynierskie TRNSYS jako narzędzie do symulacji numerycznych złożonych systemów energetycznych nadaje się doskonale do szybkiego prototypowania i skalowania rozwiązania Demonstratora Technologii w zależności od zapotrzebowania lokalnych systemów ciepłowniczych. Narzędzie pozwala na uwzględnienie w symulacji warunków rzeczywistych odtworzonych w oparciu o dane dostarczone od przedsiębiorstw ciepłowniczych. Możliwość wykorzystywania danych o wysokiej rozdzielczości czasowej, w tym danych o rozdzielczości jednej godziny lub dokładniejszych, archiwalnych danych pogodowych i danych o zapotrzebowaniu, umożliwia wykonywanie szczegółowych symulacji, także porównań z historycznym zapotrzebowaniem i produkcją ciepła.

Narzędzie doskonale nadaje się do testowania złożonych scenariuszy transformacji dla systemów ciepłowniczych. TRNSYS ze względu na szybkość obliczeń, doskonałe narzędzie do przeprowadzania analiz wrażliwości w przypadku wprowadzenia rozwiązania do nowych sieci. Pozwala kwalifikować ryzyka, a także przeprowadzać analizy techniczno-ekonomiczne. Które mogą liczbowo określać koszt zwiększenia %OZE modelowanego systemu.

Jako narzędzie TRNSYS jest wystarczająco dojrzałe i sprawdzone w środowisku inżynierskim. Pozwala opracowywać symulacje spełniające rygor powtarzalności, co daje bazę do dyskusji na temat rozwiązań na szerszym forum inżyniersko-naukowym. W szczególności, wydaje się, że stanowi narzędzie o dostatecznej jakości do opracowywania porównywalnych, ilościowych scenariuszy transformacji energetycznej OZE dla sektora ciepłowniczego.

### 3.2. Wnioski dotyczące osiągnięcia Wymagań Obligatoryjnych i Konkursowych

Wymagania obligatoryjne są spełnione, zarówno dla symulacji bazowej, jak i symulacji rzeczywistej – udział OZE znacznie przekracza 90%, a stan sezonowych magazynów ciepła pod koniec symulacji jest wyższy od zera. W warunkach bazowych Demonstrator uzyskuje 94% udziału OZE w bilansie energetycznym, LCOH kształtuje się na poziomie 60 zł/GJ, zaś efektywność ekonomiczna projektu będzie minimalnie dodatnia w okresie pierwszych trzech lat pracy instalacji.

Możliwa jest realizacja scenariusza maksymalizacji produkcji energii elektrycznej – dla tego scenariusza udział OZE w bilansie może przekroczyć 99%.

Tabela 1 Wymagania Obligatoryjne i Konkursowe

Lp.	Nazwa wymagania	Rozliczenie	Komentarz
1	Kogeneracja 100%	Spełnione	Jednostka kogeneracyjna zasilana jest biopaliwem wytworzonym z olejów posmażalniczych, a jej moc zainstalowana elektryczna wynosi 528 kW.
2	Zdolność sprzedaży energii elektrycznej	Spełnione	
3	Źródła OZE w lokalnym systemie energetycznym	Spełnione	Wszystkie źródła OZE znajdują się na terenie Demonstratora.
4	Uwarunkowania dla modelowania	Spełnione	
5	Zasilanie Magazynu Sezonowego	Spełnione	
6	Zakaz zakupu ciepła	Spełnione	
7	Udział OZE w Demonstratorze Technologii	Spełnione	Udział OZE w bilansie energetycznym Demonstratora wynosi ponad 94%.
8	Modelowanie numeryczne Demonstratora Technologii	Spełnione	
9	Skalowalność i replikowalność	Spełnione	
10	Wykorzystanie pomp ciepła	Spełnione	Poniżej temperatury 7°C jako dolne źródło pompy ciepła pracują gruntowe wymienniki ciepła bądź wysokotemperaturowy magazyn wodny. Dla parametrów $T_{ot}=7^{\circ}C$ , $T_z/T_p$ 35/30 współczynnik COP wynosi 4,7. Zastosowano pompy ciepła na ekologiczny czynnik R513A charakteryzującego się niskim GWP – 573 wg AR 5 – a także najniższą klasą wybuchowości, palności i toksyczności – A1.
11	Wykorzystanie instalacji fotowoltaicznych	Spełnione	
12	Wykorzystanie instalacji kolektorów słonecznych	Spełnione	



14	Warunki techniczne elementów przesyłowych sieci ciepłowniczej	Spełnione	
17	Nowe urządzenia i materiały	Spełnione	
18	Temperatura i ilość ciepłej wody użytkowej	Spełnione	
19	Komfort cieplny odbiorców	Spełnione	
20	Spójność Systemu Demonstracyjnego	Spełnione	
21	Dostarczanie ciepłej wody użytkowej	Spełnione	
22	Wielkość Demonstratora Technologii	Spełnione	Łączna powierzchnia użytkowa budynków objętych dostawami ciepła z Demonstratora wynosi 27 629 m <sup>2</sup> .
23	Udział powierzchni użytkowej Lokali Mieszkalnych	Spełnione	Udział powierzchni użytkowej lokali mieszkalnych w budynkach objętych dostawami ciepła z Demonstratora wynosi 99,5 %.
26	Utrzymanie Udziału Odnawialnych Źródeł Energii w Demonstratorze Technologii	Spełnione	
27	Zapewnienie ciągłości dostaw ciepła	Spełnione	
28	Ograniczenie emisji zanieczyszczeń i ochrona przez hałasem w Kogeneracji OZE	Spełnione	
29	Bezpieczeństwo – zapewnienie standardów BHP i ppoż.	Spełnione	
30	Opomiarowanie i sterowanie manualne	Spełnione	
31	Urządzenia pomiarowo-kontrolne	Spełnione	
32	System sterowania i kontroli procesu	Spełnione	
33	Serwis gwarancyjny	Spełnione	
34	Szkolenia	Spełnione	
35	Instrukcje	Spełnione	
36	Lokalizacja Demonstratora Technologii	Spełnione	
37	Skala demonstracji determinowana budżetem	Spełnione	

### 3.3. Kogeneracja

Pozytywnymi aspektami zastosowania jednostki kogeneracyjnej jest możliwość profilowania produkcji ciepła i energii elektrycznej. Kogenerator w układzie pełni jednocześnie funkcję stabilizującą oraz szczytową. Co więcej, zapewnia on wysoką temperaturę zasilania sieci ciepłowniczej, a w przypadku sezonowych magazynów ciepła pozwala na zarządzanie ich temperaturą i stopniem naładowania. Ponadto kogenerator utrzymywany w stanie ciepłym charakteryzuje się krótkim czasem rozruchu, co pozwala na bilansowanie lokalnego systemu elektroenergetycznego. Szybki rozruch pozwala też na elastyczne reagowanie na zmiany cen sprzedaży energii elektrycznej, a sprzedaż energii elektrycznej w okresach wysokich cen pozwala na zwiększenie efektywności ekonomicznej Demonstratora. Włączenie jednostki kogeneracyjnej do systemu pozwala na znaczne zwiększenie jego gęstości energii w porównaniu do technologii wykorzystujących tylko klasyczne źródła energii odnawialnej (takie jak kolektory słoneczne czy instalacja fotowoltaiczne).

Negatywnym aspektem związanym z zastosowaniem kogeneratora na biopaliwo wytwarzane z olejów posmażalniczych jest wrażliwość cenowa paliwa na wahania rynkowe. W związku z załamaniem się sektora gastronomicznego podczas pandemii koronawirusa cena olejów posmażalniczych znacząco wzrosła. Kolejnym wydarzeniem wpływającym na zmniejszenie się podaży zużytych olejów jest wojna w Ukrainie, gdzie oleje zaczynają być wykorzystywane do produkcji paliw samochodowych. Warto jednak nadmienić, że możliwa jest zmiana paliwa zasilającego jednostkę kogeneracyjną (np. na biogaz).

## 4. Analiza kosztów ciepła

### 4.1. Analiza LCOH

Koszty inwestycyjne wyniosą prawie niemal 20 mln złotych netto – według założeń z maja 2021, gdy ogłaszano Przedsięwzięcie „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”.

Nakłady inwestycyjne dotyczą przede wszystkim maszynowni pomp ciepła, jednostki kogeneracyjnej, instalacji kolektorów hybrydowych PVT, niskotemperaturowego magazynu gruntowego, wysokotemperaturowego magazynu wodnego oraz modernizacji sieci dystrybucji ciepła.

Wartość parametru LCOH dla Demonstratora wyniesie około 220 zł/MWh (60 zł/GJ) – według założeń określonych w dokumentacji konkursowej Przedsięwzięcia z 05.2021 .

### 4.2. Analiza efektywności ekonomicznej Demonstratora Technologii

Efektywność ekonomiczna Demonstratora Technologii w okresie pierwszych 3 lat projektu ukształtowała się na poziomie jest nieznacznie dodatnia – kluczowy wpływ na wartość efektywności ekonomicznej ma możliwość produkcji i sprzedaży energii elektrycznej w tych godzinach w których energia elektryczna jest droga.

Tabela 2 Elementy wpływająca na efektywność ekonomiczną Demonstratora Technologii

	2024	2025	2026
<b>Sprzedaż ciepła i energii elektrycznej</b>	1 632 834 zł	1 624 630 zł	1 810 401 zł
<b>Średnioroczne koszty operacyjne</b>	719 076 zł	772 650 zł	897 960 zł

## 5. Uwarunkowania formalno-prawne dotyczące Technologii Elektrociepłowni

### 5.1. Zidentyfikowane bariery prawne ustalone na przykładzie Demonstratora

W przypadku części inwestycji obejmującej niskotemperaturowy magazyn gruntowy, wysokotemperaturowy magazyn wodny z izolowaną pokrywą z zamocowanymi kolektorami hybrydowymi PVT, maszynownię pomp ciepła wraz z wymiennikami powietrznymi wymagane jest tylko zapewnienie Projektu Robót Geologicznych (PRG) oraz Pozwolenie na Budowę (PnB).

Poza tym nie ma żadnych niestandardowych procedur, które należałoby uwzględnić w procesie formalno-prawnym. W szczególności nie jest konieczne wydanie decyzji środowiskowej, ponieważ teren zajmowany przez Demonstrator będzie mniejszy niż 1 ha, a zatem nie spełnia on definicji przedsięwzięcia mogącego oddziaływać na środowisko - wprowadzonej przez *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko* (Dz.U. 2019 poz. 1839) [7]. Ponadto, z uwagi na bardzo dobrą szczelność magazynu wysokotemperaturowego nie będzie wymagane uzyskanie pozwolenia wodnoprawnego na podstawie *Ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne* (Dz.U. 2021 poz. 624) [8].

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

Taksonomia jest instrumentem klasyfikacyjnym, które ma za zadanie pomóc inwestorom i przedsiębiorstwom w podejmowaniu świadomych decyzji inwestycyjnych z uwzględnieniem wpływu działalności gospodarczej na klimat i środowisko. Taksonomia pozwala ocenić działalność ekonomiczną z perspektywy zrównoważonego rozwoju, a w szczególności: przeciwdziałania zmianom klimatycznym oraz adaptacja do ich skutków, ochrony zasobów wodnych i różnorodności biologicznej, niwelowania zanieczyszczeń, a także prowadzenia gospodarki o obiegu zamkniętym.

Obszar taksonomii regulują:

- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/2088 z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie ujawniania informacji związanych ze zrównoważonym rozwojem w sektorze usług finansowych [9] (zwane rozporządzeniem SFDR) – nakłada ono na instytucje finansowe (m.in. zakłady ubezpieczeń, firmy inwestycyjne, instytucje pracowniczych programów emerytalnych i zarządzające alternatywnymi funduszami inwestycyjnymi) obowiązek ujawniania informacji związanych ze zrównoważonym rozwojem w sektorze usług finansowych.
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 [10] – określa ona kryteria dla działalności gospodarczej zrównoważonej środowiskowo.

Według Dyrektywy [10] przedsiębiorstwa będące uczestnikami rynku finansowego są zobowiązane do ujawniania udziału procentowego ich obrotu pochodzącego z usług związanych z działalnością gospodarczą zrównoważoną środowiskowo oraz udziału procentowego nakładów inwestycyjnych i wydatków operacyjnych związanych z działalnością gospodarczą zrównoważoną środowiskowo.

W tabeli poniżej przedstawiono kryteria oceny działalności według Dyrektywy [10] oraz oceniono jak Technologia Euro Energy EHC Plant realizuje wskazane cele środowiskowe.

Tabela 3 Cele środowiskowe według taksonomii

Cel środowiskowy		Realizacja celu przez Technologię Ciepłowni Przyszłości
<b>Łagodzenie zmian klimatu</b>		
a)	wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych	Technologia wykorzystuje biopaliwo produkowanej z olejów posmażalniczych, pompy ciepła oraz kolektory hybrydowe PVT. Dzięki obecności silnika kogeneracyjnego na biopaliwo układ jest w stanie pracować wykorzystując tylko odnawialne źródła energii. Jednak z uwagi na wysoką cenę biopaliwa kogenerator będzie pracował tylko dla niskich temperatur powietrza bądź przy bardzo wysokich cenach energii elektrycznej. Jednak nawet przy takich warunkach brzegowych udział odnawialnych źródeł energii w całym układzie wyniesie około 94%.
b)	poprawa efektywności energetycznej	Technologia może zastąpić nieefektywne energetycznie systemy ciepłownicze, a także zostać zastosowana w mniejszej skali na obszarach, gdzie dotychczas stosuje się nieefektywne indywidualne źródła ciepła (takie jak stare kotły węglowe).
c)	rozwój zrównoważonej mobilność	Produkcja energii elektrycznej w Elektrociepłowni może wspierać lokalną infrastrukturę elektromobilności poprzez dostarczanie energii do stacji ładowania m.in. miejskich autobusów elektrycznych.
d)	wykorzystanie materiałów odnawialnych ze zrównoważonych źródeł	Materiały potrzebne do budowy projektu, będą (w ramach dostępności) pochodziły od lokalnych dostawców i producentów, tak aby zmniejszyć ślad węglowy związany z transportem dalekodystansowym.
e)	wykorzystanie wychwytywania i utylizacji dwutlenku węgla	-
f)	wzmocnienie lądowych pochłaniaczy dwutlenku węgla	-
g)	stworzenie infrastruktury energetycznej wymaganej do obniżenia emisyjności systemów energetycznych	Dzięki jednoczesnemu zastosowaniu kogeneratora i magazynów ciepła Technologię można wykorzystać do częściowego bilansowania systemu elektroenergetycznego, co pozwoliłoby na szybsze i bezpieczniejsze instalowanie mocy wytwórczych OZE, które wymagają zapewnienia odpowiedniej elastyczności systemu. W okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną, kogenerator mógłby pracować z pełnym obciążeniem, a wytworzone ciepło magazynować w wymiennikach

		gruntowych lub magazynie wodnym. Przy spadku zapotrzebowania kogenerator zmniejszałyby produkcję energii elektrycznej, a ewentualne zwiększone zapotrzebowanie na ciepło pokrywałby przy wykorzystaniu krótkoterminowego magazynu ciepła.
h)	produkcja czystych paliw	Biopaliwo produkowane będzie z olejów posmażalniczych, które stanowią odpadek z przemysłu gastronomicznego.
i)	wspomaganie działań a)-h)	-
<b>Adaptacja do zmian klimatu</b>		
a)	adaptacja do niekorzystnych skutków zmian klimatu dla działalności gospodarczej	Zmiany klimatu przyczyniają się do coraz większego zapotrzebowania na chłód. Technologia Elektrociepłowni Przyszłości pozwoli także produkować i sprzedawać chłód dla Klientów Ciepłowni, dzięki instalacji dodatkowych pomp ciepła w lokalnych węzłach ciepłowniczych.
b)	adaptacja do niekorzystnych skutków zmian klimatu wywieranych na ludzi, przyrodę lub aktywa	Zmiany klimatu przyczyniają się do coraz większego zapotrzebowania na chłód. Technologia Elektrociepłowni Przyszłości pozwoli na dostarczenie chłodu do odbiorców końcowych, zapewniając im tym samym komfort termiczny także podczas upalnych okresów.
<b>Zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich</b>		
a)	gospodarka ściekami komunalnymi i przemysłowymi	-
b)	zapobieganie zanieczyszczeniu wody	-
c)	poprawa gospodarki wodnej i efektywności zużycia wody	Basen wodny, który służy za magazyn ciepła jest dobrze uszczelniony i odizolowany od środowiska – producent daje gwarancję, że rocznie z basenu o pojemności 7 tys. m <sup>3</sup> nie ubędzie więcej niż 20 litrów wody. Oznacza to, że basen wody jest w praktyce obiegiem zamkniętym.
d)	zrównoważone wykorzystanie morskich usług ekosystemów	-
e)	wspomaganie działań a) -d)	-
<b>Przejsie na gospodarkę o obiegu zamkniętym</b>		
a)	wykorzystanie efektywnych w produkcji zasobów naturalnych (m.in. ograniczenie zużycia surowców pierwotnych)	Wykorzystanie technologii pozwala na ograniczanie zużycia surowców pierwotnych jakimi są paliwa kopalne.

b)	zwiększenie trwałości produktów	Układ zaprojektowany jest z myślą o jak największej trwałości i możliwości jak najdłuższej eksploatacji. Minimalny czas eksploatacji pompy ciepła przewidziany jest na 25 lat, kogeneratorów na 100 tysięcy godzin pracy, gruntowych wymienników ciepła na 25 lat, krótkoterminowego magazynu ciepła na 25 lat, wodnego magazynu ciepła na 25 lat.
c)	zwiększenie możliwości recyklingu produktów	Technologia wykorzystuje biopaliwo z olejów posmażalniczych, a zatem prowadzi do ich ostatecznego recyklingu.
d)	ograniczenie zawartości substancji niebezpiecznych	Olej posmażalniczy poddawany jest między innymi procesowi oczyszczania, który pozbawia go zanieczyszczeń powstałych podczas smażenia w wysokiej temperaturze.
e)	przedłużenie okresu użytkowania produktów (m.in. ponowne wykorzystanie produktów)	Oprócz kogeneratora zastosowano wysokotemperaturową pompę ciepła, które nie zmieni dotychczasowych parametrów dostarczania ciepła. Oznacza to brak potrzeby inwestycji po stronie odbiorców końcowych w wymianę dotychczasowych grzejników na klimakonwektory lub system ogrzewania podłogowego.
f)	zwiększenie wykorzystywania surowców wtórnych	-
g)	ograniczenie wytwarzania odpadów	Elektrociepłownia Przyszłości nie wytwarza odpadów produkowanych przez klasyczne elektrociepłownie (takich jak np. żużel w jednostkach węglowych).
h)	intensyfikacja działań w zakresie przygotowania do ponownego użycia i recyklingu odpadów	-
i)	pobudzenie rozwoju infrastruktury gospodarowania odpadami	Rozpowszechnienie kogeneratorów na biopaliwo z olejów posmażalniczych, może pobudzić rynek ich skupu, a zatem zachęcić więcej restauracji do gromadzenia i odsprzedawania zużytego oleju.
j)	minimalizacja spalania i składowania odpadów	-
k)	ograniczenie wytwarzania śmieci	-
l)	wspomaganie działań a) -k)	-
<b>Zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola</b>		



a)	ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza, wody lub ziemi	Kogenerator będzie spełniał obowiązujące normy z zakresie spalania paliw oraz emisji hałasu. Kontrola emisji tlenków azotu odbywać się będzie poprzez optymalizację procesu spalania i odpowiednią regulację ilości dostarczanego powietrza i mieszanki paliwowej. Dostawca technologii może także zastosować instalację do redukcji katalitycznej No. Emisja SO <sub>2</sub> kontrolowana będzie poprzez wybór biopaliwa o jak najniższej zawartości siarki.
b)	poprawa jakości powietrza, wody lub gleby na obszarze prowadzonej działalności	
c)	zapobieganie niekorzystnym skutkom wynikającym z produkcji, stosowania lub unieszkodliwiania chemikaliów	
d)	usuwanie śmieci i innych rodzajów zanieczyszczeń	-
e)	wspomaganie działań a) -d)	-
<b>Ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów</b>		
a)	zachowanie przyrody i bioróżnorodności	-
b)	zrównoważone użytkowanie gruntów	-
c)	zrównoważone praktyki rolnicze	
d)	zrównoważona gospodarka leśna	Technologia Elektrociepłowni Przyszłości z powodzeniem mogłaby zastąpić elektrociepłownie biomasowe w efekcie zmniejszając zapotrzebowanie na biomasę drzewną.
e)	wspomaganie działań a) -d)	-

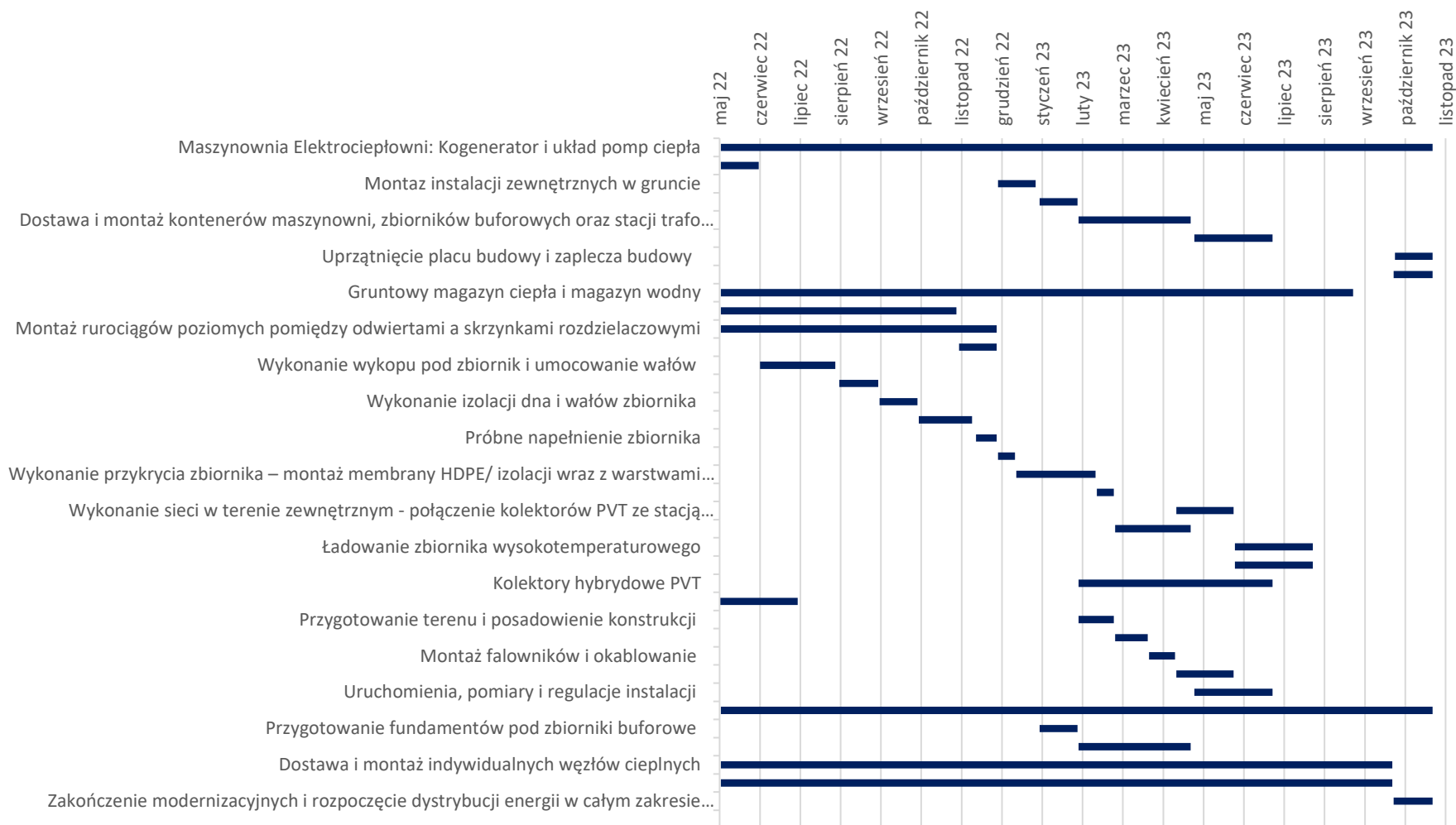
## 6. Harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii

Prace budowlane rozpoczną się 2 maja 2020 roku i zakończą 31 października 2023 roku. Szczegółowy harmonogram budowy instalacji Demonstratora Technologii przedstawiono poniżej.

Tabela 4 Harmonogram budowy Demonstratora Technologii

ETAP 2	PRACE B+R DEMONSTRATOR	Początek	Liczba dnia	Koniec
E2.Z1	<b>Maszynownia Elektrociepłowni: Kogenerator i układ pomp ciepła</b>	<b>02.05.2022</b>	<b>392</b>	<b>31.10.2023</b>
	Przygotowanie terenu inwestycji, placu budowy i zaplecza budowy	02.05.2022	22	31.05.2022
	Montaż instalacji zewnętrznych w gruncie	01.12.2022	22	30.12.2022
	Przygotowanie placu i fundamentów maszynowni	02.01.2023	22	31.01.2023
	Dostawa i montaż kontenerów maszynowni, zbiorników buforowych oraz stacji Trafo wraz z montażem instalacji zewnętrznych	01.02.2023	63	28.04.2023
	Uruchomienia, pomiary i regulacje instalacji	01.05.2023	45	30.06.2023
	Uprzątnięcie placu budowy i zaplecza budowy	02.10.2023	22	31.10.2023
	Zakończenie prac i rozpoczęcie dystrybucji energii	01.10.2023	22	31.10.2023
E2.Z2	<b>Gruntowy magazyn ciepła i magazyn wodny</b>	<b>02.05.2022</b>	<b>349</b>	<b>31.08.2023</b>
	Wykonanie odwiertów pod gruntowe wymienniki ciepła wraz z wykonaniem kolektorów pionowych	02.05.2022	130	30.10.2022
	Montaż rurociągów poziomych pomiędzy odwiertami a skrzynkami rozdzielcowymi	02.05.2022	153	30.11.2022
	Montaż instalacji zewnętrznych w gruncie - połączenie skrzynek rozdzielczych z maszynownią	01.11.2022	22	30.11.2022
	Wykonanie wykopu pod zbiornik i umocowanie wałów	01.06.2022	43	29.07.2022
	Zagęszczenie warstwy gruntu rodzimego wraz z wykonaniem warstwy wyrównawczo-wzmacniającej	01.08.2022	23	31.08.2022
	Wykonanie izolacji dna i wałów zbiornika	01.09.2022	22	30.09.2022
	Ułożenie membrany HDPE na dnie i wałach zbiornika	01.10.2022	30	11.11.2022

	Próbne napełnienie zbiornika	14.11.2022	13	30.11.2022
	Zakończenie docelowego napełnienia zbiornika wraz z rozpoczęciem montażu przykrycia	01.12.2022	10	14.12.2022
	Wykonanie przykrycia zbiornika – montaż membrany HDPE/ izolacji wraz z warstwami spadkowymi	15.12.2022	44	14.02.2023
	Wykonanie warstw wykończeniowych pokrywy zbiornika	15.02.2023	10	28.02.2023
	Wykonanie sieci w terenie zewnętrznym - połączenie kolektorów PVT ze stacją transformatorową	17.04.2023	33	31.05.2023
	Montaż chłodnic wentylatorowych na wałach wraz z orurowaniem	01.03.2023	43	28.04.2023
	Ładowanie zbiornika wysokotemperaturowego	01.06.2023	43	31.07.2023
	Uruchomienia, pomiary i regulacje instalacji	01.06.2023	43	31.07.2023
E2.Z3	<b>Kolektory hybrydowe PVT</b>	<b>01.08.2022</b>	<b>349</b>	<b>30.06.2023</b>
	Procedura formalna	01.03.2022	88	30.06.2022
	Przygotowanie terenu i posadowienie konstrukcji	01.02.2023	20	28.02.2023
	Montaż kolektorów PVT	01.03.2023	18	26.03.2023
	Montaż falowników i okablowanie	27.03.2023	15	16.04.2023
	Wykonanie sieci w terenie zewnętrznym - połączenie ze stacją transformatorową	17.04.2023	33	31.05.2023
	Uruchomienia, pomiary i regulacje instalacji	01.05.2023	45	30.06.2023
E2.Z4	<b>Dystrybucja i węzły indywidualne</b>	<b>02.05.2022</b>	<b>436</b>	<b>31.10.2023</b>
	Przygotowanie fundamentów pod zbiorniki buforowe	02.01.2023	22	31.01.2023
	Dostawa i montaż zbiorników buforowych wraz z montażem instalacji zewnętrznych	01.02.2023	63	28.04.2023
	Dostawa i montaż indywidualnych węzłów cieplnych	02.05.2022	370	30.09.2023
	Modernizacja sieci ciepłowniczych z zastosowaniem rurociągów preizolowanych	02.05.2022	370	30.09.2023
	Zakończenie modernizacyjnych i rozpoczęcie dystrybucji energii w całym zakresie modernizowanej sieci	01.10.2023	22	31.10.2023
	<b>OBSERWACJA DEMONSTATORA TECHNOLOGII (2024-2025)</b>	<b>01.01.2024</b>	<b>391</b>	<b>30.06.2025</b>



Rysunek 6 Harmonogram budowy Demonstratora Technologii

## 7. Skalowalność i replikowalność Technologii Elektrociepłowni

### 7.1. Skalowalność

Skalowanie układu odbywa się poprzez zwiększenie mocy komponentów układu, przede wszystkim mocy kogeneratora. Na skalowanie ma wpływ także sposób wykorzystywania kogeneratora – w przypadku intensywnego wykorzystania urządzenia istnieje możliwość istotnego zmniejszenia pojemności magazynów ciepła – a co za tym idzie także nakładów inwestycyjnych.

Z uwagi na relatywnie dużą gęstość produkcji energii rozwiązanie zawierające kogeneratorski może znaleźć zastosowanie w ciepłowniach dysponujących niewielkimi działkami, na których niemożliwe byłoby zainstalowanie klasycznych źródeł OZE (takich jak farmy fotowoltaiczne) lub sezonowych magazynów ciepła dużej pojemności.

### 7.2. Replikowalność

Fakt, iż system EHC Plant ma potencjał do pracy zarówno w konfiguracji scentralizowanej jak i rozproszonej, otwiera szerokie możliwości jego zastosowania. EHC Plant może być samodzielnym źródłem centralnym dla całego systemu ciepłowniczego lub zasilać wydzielony obszar sieci. Poszczególne jego elementy także mogą pracować w rozproszeniu, co umożliwia łatwiejsze dostosowanie się do topologii i własności terenów w danej lokalizacji.

System EHC Plant może być także stosowany w okresach przejściowych transformacji energetycznej ciepłowni lub przy niedostatecznej ilości miejsca pod nową instalację. Na takie rozwiązanie pozwala możliwość pracy szeregowej EHC Plant z istniejącymi już źródłami ciepła. W takiej sytuacji budowany jest system multiwalentny równoległy lub mieszany, w którym EHC Plant stanowi źródło podstawowe.

Powierzchnia terenu potrzebnego na instalację EHC Plant jest relatywnie mała, gdyż system dzięki zastosowaniu kogeneratora charakteryzuje się dużą gęstością mocy. Produkcja energii na jednostkę powierzchni może zostać zwiększona poprzez zwiększenie mocy kogeneratorskiego bądź wydłużenie czasu jego pracy.

Jednym z elementów, który świadczy o dobrej replikowalności technologii EHC Plant jest łatwość obsługi. Jednostka kogeneracyjna jest złożona z silnika wewnętrznego spalania, a jej eksploatacja jest zbliżona do eksploatacji standardowej jednostki kogeneracyjnej, a zatem nie powinna sprawiać wykwalifikowanym pracownikom znaczących trudności. Kogeneratorski podlega kontroli serwisowej

i konserwacyjnej dostawcy rozwiązania. Z kolei pompy ciepła są praktycznie w całości bezobsługowe. Pompy ciepła w EHC Plant są sterowane automatycznie w taki sposób, aby zmaksymalizować wykorzystanie lokalnie dostępnej energii z OZE. Proces sterowania odbywa się automatycznie, aczkolwiek użytkownik ma możliwość wpływu na działanie systemu przez panel operatorski na komputerze. Co więcej, pompy ciepła w układzie zasilane są energią elektryczną, co gwarantuje łatwość i szybkość wyłączenia lub włączenia systemu. Wyłączenie systemu następuje w wyniku polecenia z panelu operatorskiego lub w sytuacjach awaryjnych (np. związanych z koniecznością odcięcia dopływu energii elektrycznej przez odłączenie systemu od sieci elektroenergetycznej). Ponowne uruchomienie całego systemu i jego gotowość do automatycznej pracy jest możliwe po nie więcej niż 10 minutach od odstawienia. Pozwala to na minimalizację ryzyka wystąpienia przerw w dostawie ciepła do klientów.

Kolejnym istotnym elementem replikowalności systemu EHC Plant jest relatywnie krótki czas realizacji budowy wynoszący około półtora roku. W przypadku większych inwestycji, dla których niezbędne będzie przeprowadzenie procedury oddziaływania na środowisko, czas ten może się wydłużyć z uwagi na procedury formalne.

W kwestii replikowalności pod uwagę wziąć trzeba także nieprzyjemne zapachy, które mogą pojawić się przy eksploatacji systemu. W przypadku EHC Plant elementem powodującym uciążliwość zapachową może być agregat kogeneracyjny, który używa biopaliwa ze zużytych olejów roślinnych. Aby jej zapobiec, przy replikowaniu systemu muszą zostać przedsięwzięte określone działania, takie jak zachowanie odpowiednich odległości od granicy zabudowań mieszkalnych oraz magazynowanie paliwa w szczelnie zamkniętych zbiornikach. W EHC Plant w zbiorniku paliwa wykorzystane zostanie zamknięcie wodne (syfon) zabezpieczające przed wydostawaniem się ewentualnych zapachów do otoczenia.

Z perspektywy replikowalności niezwykle ważna jest także dostępność składowych (urządzeń) prezentowanej technologii. W przypadku EHC Plant praktycznie wszystkie elementy składowe (pompy ciepła, panele PV, falowniki, wymienniki gruntowe, silniki spalania wewnętrznego) są rozpowszechnione na poziomie komercyjnym. Wykonawcy udało znaleźć jedną firmę, która na zamówienie jest w stanie dostarczyć moduły PVT. Można mieć też nadzieję, że stopniowe rozpowszechnienie systemu EHC Plant w ciepłownictwie pozwoli na szybszy rozwój skomercjalizowanej technologii PVT. Kolektory PVT można zastąpić jednoczesnym montażem paneli fotowoltaicznych i kolektorów słonecznych, jednakże takie rozwiązanie charakteryzuje się mniejszą gęstością energii.

Z uwagi na komercyjną dostępność zarówno poszczególnych urządzeń, jak i ich komponentów, nie wystąpi problem z ich zastępowalnością w przypadku ewentualnej awarii. Zarówno same urządzenia, jak i ich elementy są ustandaryzowane, co oznacza też brak uzależnienia od jednego dostawcy. W przypadku awarii jednostki kogeneracyjnej produkcja ciepła zostanie zapewniona przez pompy ciepła i ewentualne wykorzystanie ciepła zgromadzonego w magazynach energii. Ponadto w EHC Plant występują grupy pomp ciepła, dzięki czemu awaria jednej z nich także nie zaburzy w sposób pracy sieci ciepłowniczej.

Podobnie jak dostępność elementów składowych technologii, z punktu widzenia replikowalności niezwykle ważna jest dostępność substratów i nośników energii. Dzięki zastosowaniu magazynów ciepła EHC Plant będzie wykorzystywał głównie energię elektryczną pochodzącą z lokalnych źródeł energii odnawialnej – kolektorów hybrydowych PVT oraz kogeneratora zasilanego biopaliwem. System będzie także podłączony do krajowej sieci elektroenergetycznej, z której będzie pobierał część energii elektrycznej (nie więcej niż 15%) na potrzeby pracy pomp ciepła - głównie o sezonie zimowym. Elementem najbardziej wrażliwym na dostępność nośnika energii będzie agregat kogeneracyjny, który wykorzystuje paliwo produkowane z olejów posmażalniczych. Oznacza to, że przed decyzją o inwestycji w danym miejscu, należy rozpoznać lokalny rynek gastronomiczny i znaleźć dostawcę zużytych olejów. W przypadku braku możliwości zakupu wystarczającej ilości olejów posmażalniczych można rozważyć zmianę paliwa dla kogeneratora – na przykład na oleje roślinne lub biogaz.

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

Elektrociepłownia Przyszłości Euros Energy EHC Plant oferuje połączenie technologii pomp ciepła, sezonowych magazynów ciepła z kogeneracją w oparciu o silnik spalania wewnętrznego. Głównymi elementami, które świadczą o atrakcyjności EHC Plant jako Elektrociepłowni Przyszłości, są:

- elastyczność pracy pozwalająca na płynne dostosowywanie się do zmieniającego się zapotrzebowania na ciepło,
- zwiększenie wykorzystania energii odnawialnej w produkcji ciepła i energii elektrycznej
- możliwość współpracy EHC Plant zarówno z sieciami wysokotemperaturowymi, jak i z sieciami niskotemperaturowymi,
- możliwość świadczenia usługi sprzedaży chłodu dla odbiorców końcowych,
- możliwości sprzedaży energii elektrycznej i stabilizacji KSE.

EHC Plant charakteryzuje się elastyczną pracą, pozwalającą na płynne dostosowywanie się do zmiany zapotrzebowania na ciepło. Cecha ta jest prawdziwa także w przypadku długotrwałego obniżenia zapotrzebowania na energię u odbiorców końcowych – występującego na przykład w wyniku termomodernizacji budynków przyłączonych do sieci ciepłowniczej. Jest to możliwe dzięki wykorzystaniu grup pomp ciepła o mocach rzędu 50 i 100 kW w systemie o całkowitej mocy zainstalowanej jednego lub dwóch rzędów wyższej (np. 2 000 kW). Przy niższym zapotrzebowaniu na ciepło pracuje tylko część pomp ciepła w układzie. Co więcej, taka „dyskretyzacja” pozwala na wydłużenie czasu życia pomp ciepła przy długotrwałym zmniejszeniu się zapotrzebowaniu na energię w wyniku termomodernizacji. Zjawisko to można zaobserwować dzięki naprzemiennemu załączaniu się kolejnych pomp ciepła, które przełoży się na zmniejszenie sumarycznej liczby godzin przepracowanych przez poszczególne pompy ciepła, co z kolei wpłynie na wydłużenie ich żywotności.

Zmniejszenie zapotrzebowania na energię w wyniku termomodernizacji pozwala także na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw ciepła przez system oraz podniesienie jego efektywności. W przypadku pomp ciepła ich moc oraz efektywność zależą od zakresu wartości temperatury sieci ciepłowniczej i źródeł ciepła. Przy termomodernizacji budynków temperatura sieci cieplnej będzie mogła zostać obniżona. W sytuacji obniżenia temperatury sieci ciepłowniczej kogenerator będzie głównie dostarczał ciepło do wysokotemperaturowego magazynu wodnego. Dzięki temu w magazynach energii, które służą jako dolne źródła dla pomp ciepła, dłużej będą utrzymywane wysokie temperatury. Oba te czynniki sprawiają, iż wydajność pompy ciepła rośnie, a zatem spada koszt dostarczanego ciepła. Dodatkowo, niższa wartość temperatury w sieci ciepłowniczej to większa moc grzewcza tych samych pomp ciepła. Wniosek płynie z tego taki, iż ta sama instalacja w termomodernizowanym systemie może zasilić więcej odbiorców.

Ponadto zmniejszenie odbioru ciepła z układu pozwoli na ładowanie magazynów energii głównie ze źródeł OZE. Dzięki temu w systemie zwiększy się wykorzystanie odnawialnych źródeł energii i zmniejszy się pobór energii z krajowego systemu elektroenergetycznego. Zmniejszenie się szczytowego zapotrzebowania na moc sprawi, że kogenerator pracując z pełnym obciążeniem część ciepła będzie mógł przekierować do magazynu ciepła.

W kontekście przyszłości ciepłownictwa wskazuje się także na kierunek przekształcania sieci ciepłowniczych w sieci niskotemperaturowe [11], [12]. Im niższa temperatura nośnika ciepła, tym niższe straty przesyłowe, a zatem większa efektywność całego systemu ciepłowniczego. Istotną cechą technologii EHC Plant jest możliwość współpracy zarówno z sieciami wysokotemperaturowymi, jak i sieciami niskoparametrowymi, dzięki wykorzystaniu w systemie pomp ciepła. EHC Plant może



pracować w układzie, w którym pompy ciepła są zlokalizowane w węzłach odbiorców lub w węzłach grupowych. W tak rozplanowanym systemie temperatura pracy sieci ciepłowniczej wynosi nie więcej niż 40°C, co diametralnie redukuje straty przesyłowe i podnosi efektywność całego systemu. Co więcej, zastosowanie w sieci ciepła niskotemperaturowego pozwala na instalację rur o mniejszych średnicach i rurociągów z tworzyw sztucznych w jednej izolacji (co oznacza możliwość wykonania mniejszych wykopów i szybszy postęp prac), a także wprowadzenie usługi dystrybucji chłodu. Obniżaniu parametrów sieci będzie sprzyjała termomodernizacja budynków na szeroką skalę. Nie dość, że technologia EHC Plant bezproblemowo dostosuje się do nadchodzących zmian na rynku ciepła, to obniżeniu temperatury w sieci ciepłowniczej będzie towarzyszył wzrost wydajności pomp ciepła pracujących w układzie. Ciepło wysokotemperaturowe pochodzące z pracy kogeneratora w całości będzie mogło zasilać magazyny ciepła.

System EHC Plant zapewnia również możliwość wprowadzenia oferty dystrybucji chłodu – zarówno dla systemu ciepłowniczego w wersji scentralizowanej, jak i wersji rozproszonej. W przypadku systemu scentralizowanego może ona świadczyć usługi chłodu po zamontowaniu w węźle ciepła u odbiorców końcowego dodatkowej pompy ciepła. Będzie ona mogła dostarczać chłód nawet, gdy reszta sieci ciepłowniczej będzie dostarczała ciepło na potrzeby ciepłej wody użytkowej. Ponadto, istnieją w Polsce systemy, w których zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową w sieci ciepłowniczej jest niewielkie – przykładem takiego układu jest system w Ostrowcu Świętokrzyskim. W takich miejscach do dystrybucji chłodu latem można wykorzystać system scentralizowany, natomiast u pojedynczych odbiorców, u których występuje zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową, pompy ciepła w węzłach ciepła wytwarzałyby ciepło na potrzeby c.w.u. Takie rozwiązanie pozwoliłoby na znaczące obniżenie strat przesyłowych ciepła w okresie letnim. Z kolei w przypadku sieci zarówno o niskim zapotrzebowaniu na ciepłą wodę użytkową, jak i braku zapotrzebowania na chłód, EHC Plant mógłby wykorzystywać sieć ciepłowniczą jako dolne źródło dla pomp ciepła produkujących c.w.u. w węzłach u odbiorców końcowych.

System EHC Plant może również oferować usługę stabilizacji krajowego systemu elektroenergetycznego, dzięki jednoczesnemu wykorzystaniu kogeneratora, pomp ciepła i magazynów energii. Częściowe bilansowanie systemu elektroenergetycznego przez EHC Plant, pozwoliłoby na szybszy przyrost zainstalowanych mocy wytwórczych OZE, które wymagają zapewnienia odpowiedniej elastyczności systemu. W przypadku niedoboru energii elektrycznej w KSE kogenerators będzie mógł pracować z pełnym obciążeniem dostarczając energię do sieci elektroenergetycznej. W przypadku nadwyżki energii w sieci kogenerators może nie pracować (jeśli nie występuje jednocześnie duże

zapotrzebowanie na ciepło w układzie) bądź wytwarzać energię elektryczną na potrzeby zasilania pomp ciepła.

## 8. Obliczenia

### 8.1. Metodyka obliczeń

W każdym kroku czasowym symulacji sczytywane są strumienie energii przepływające pomiędzy komponentami Demonstratora. Aby określić przepływ energii pomiędzy komponentami w czasie konkretnego trybu pracy, należy dodatkowo skorzystać z odczytów sterownika, który zadaje pompom ciepła tryb pracy. W procesie post-processingu każdemu trybowi pracy przyporządkowywane są odpowiednie strumienie energii.

Dodatkowo przeprowadzany jest bilans zużycia i produkcji energii elektrycznej, który pozwala wyznaczyć wartość energii elektrycznej potrzebnej do zakupu, gdzie energia ze świadectwem pochodzenia stanowi 15% energii wprowadzanej do buforu sieci ciepłowniczej.

lp	Parametr	Źródło pozyskania
1	Produkcja energii elektrycznej w instalacji PVT	TRNSYS
2	Produkcja energii elektrycznej w jednostce kogeneracyjnej	TRNSYS
3	Produkcja ciepła w instalacji PVT	TRNSYS
4	Produkcja ciepła w jednostce kogeneracyjnej	TRNSYS
5	Ciepło z kogeneratora przekazane na bufor sieci ciepłowniczej	post-processing
6	Ciepło z jednostki kogeneracyjnej przekazane do wysokotemperaturowego magazynu wodnego	post-processing
7	Zakup energii elektrycznej na podstawie umowy PPA	Bilans energii
8	Zakup energii elektrycznej z KSE	Bilans energii
9	Ciepło odebrane z powietrznych wymienników ciepła (tryby 2,3 4)	TRNSYS
10	Ciepło odebrane z powietrznych wymienników ciepła na potrzeby zasilania bufora (tryb 2)	post-processing
11	Ciepło odebrane z powietrznych wymienników ciepła na potrzeby ładowania niskotemperaturowego magazynu gruntowego (tryb 3)	post-processing
12	Ciepło odebrane z powietrznych wymienników ciepła na potrzeby ładowania niskotemperaturowego magazynu gruntowego (tryb 4)	post-processing
13	Ciepło odebrane z niskotemperaturowego magazynu gruntowego na potrzeby zasilania bufora (tryb 1)	TRNSYS

14	Ciepło odebrane z wysokotemperaturowego magazynu wodnego (na potrzeby zasilania buforu – tryb 5)	TRNSYS
15	Ciepło przekazane do niskotemperaturowego magazynu gruntowego (z powietrznych wymienników ciepła – tryb 3)	TRNSYS
16	Ciepło przekazane do wysokotemperaturowego magazynu wodnego (tryb 4)	TRNSYS
17	Ciepło przekazane do wysokotemperaturowego magazynu wodnego z powietrznych wymienników ciepła (tryb 4)	post-processing
18	Ciepło przekazane do bufora sieci ciepłowniczej (tryby 1,2,5)	TRNSYS
19	Ciepło przekazane do bufora sieci ciepłowniczej z niskotemperaturowego magazynu gruntowego (tryb 1)	post-processing
20	Ciepło przekazane do bufora sieci ciepłowniczej z powietrznych wymienników ciepła (tryb 2)	post-processing
21	Ciepło przekazane do bufora sieci ciepłowniczej z wysokotemperaturowego magazynu wodnego (tryb 5)	post-processing
22	Straty do otoczenia z niskotemperaturowego magazynu gruntowego	TRNSYS
23	Straty do otoczenia z wysokotemperaturowego magazynu wodnego	TRNSYS
24	Straty do otoczenia z rurociągów sieci ciepłowniczej	TRNSYS

## 8.2. Udział OZE

Udział OZE wyliczany jest na podstawie wzoru  $OZE = \frac{\sum_{i=1}^{i=5} E_i}{\sum_{i=1}^{i=6} E_i}$  gdzie:

$E_1$  – energia elektryczna ze świadectwem pochodzenia zakupiona w ramach umowy PPA,

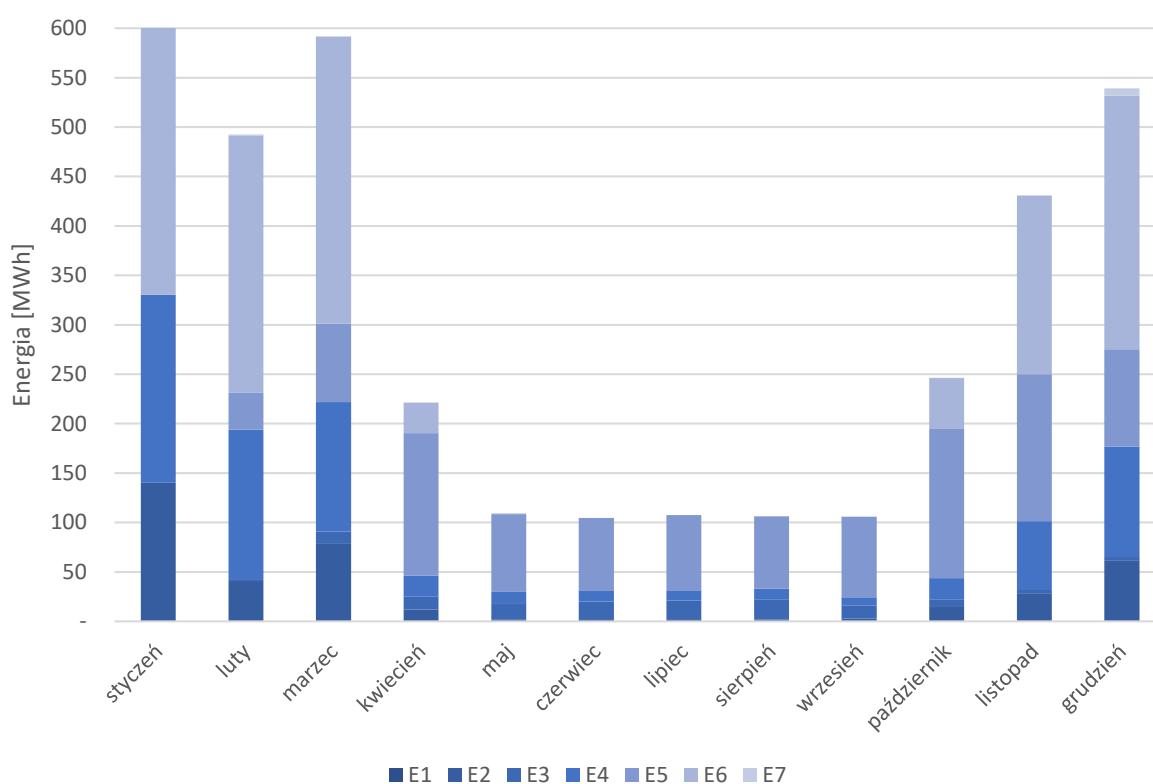
$E_2$  – energia pobrana z powietrznych wymienników ciepła,

$E_3$  – energia elektryczna z kogeneratora oraz PVT wykorzystana do produkcji ciepła,

$E_4$  – ciepło pobrane z kogeneratora na bufor

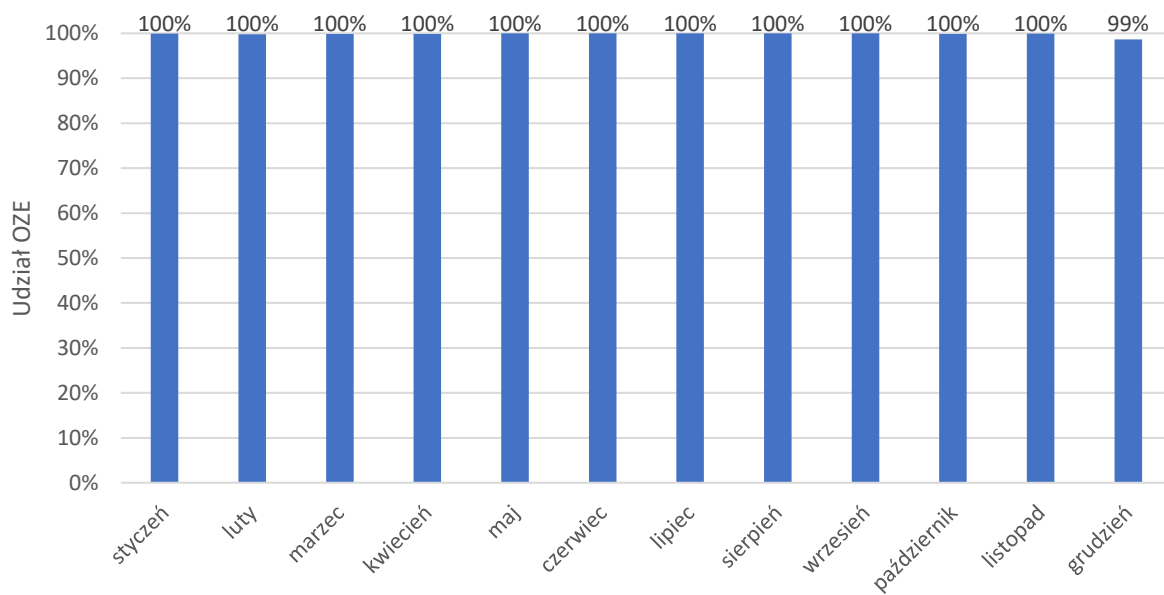
$E_5$  – ciepło odebrane z sezonowych magazynów ciepła

$E_6$  – energia elektryczna zakupiona z KSE.



Rysunek 7. Strumienie energii konieczne do wyliczenia udziału OZE

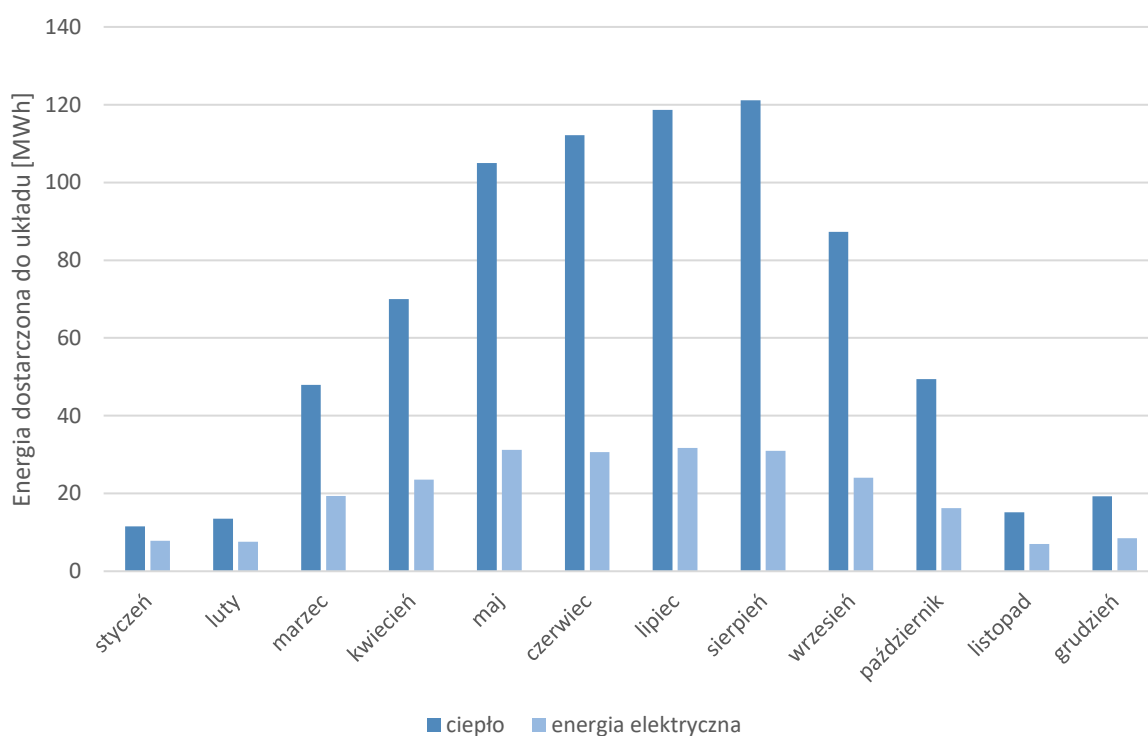
W Demonstratorze uzyskano udział energii odnawialnej w bilansie energetycznym systemu na poziomie 94,1%. Udział OZE w bilansie energetycznym w poszczególnych miesiącach przedstawiono na wykresie poniżej.



Rysunek 8. Udział OZE w bilansie energetycznym buforu sieci ciepłowniczej

### 8.3. Wykorzystanie energii promieniowania słonecznego

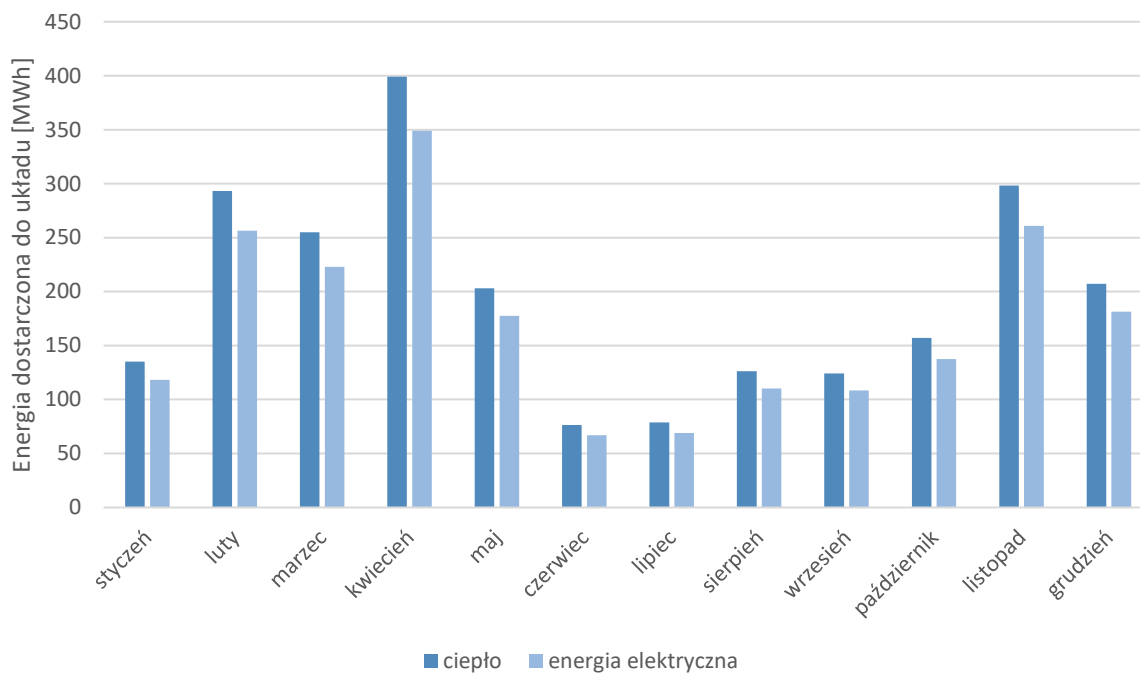
Ciepło i energia elektryczna wytworzone przez kolektory hybrydowe PVT wynoszą kolejno około 770 MWh oraz 240 MWh. Średniomiesięczny rozkład produkcji energii w instalacji PVT został przedstawiony na wykresie poniżej. Kolektory hybrydowe PVT są połączone szeregowo z gruntowym magazynem ciepła, co oznacza, że dostarczają ciepło do niego tylko w okresach, kiedy jest rozładowywany. Dla takiego rozwiązania, najwięcej ciepła z instalacji PVT dostarczane jest do niskotemperaturowego magazynu gruntowego w miesiącach zimowych.



Rysunek 9. Energia wyprodukowana w instalacji PVT i dostarczona do Demonstratora

#### 8.4. Produkcja energii przez jednostkę kogeneracyjną

Ciepło i energia elektryczna wytworzone przez jednostkę kogeneracyjną wynoszą kolejno około 2350 MWh oraz 2050 MWh. Średniomiesięczny rozkład produkcji energii w kogeneratorze został przedstawiony na wykresie poniżej.

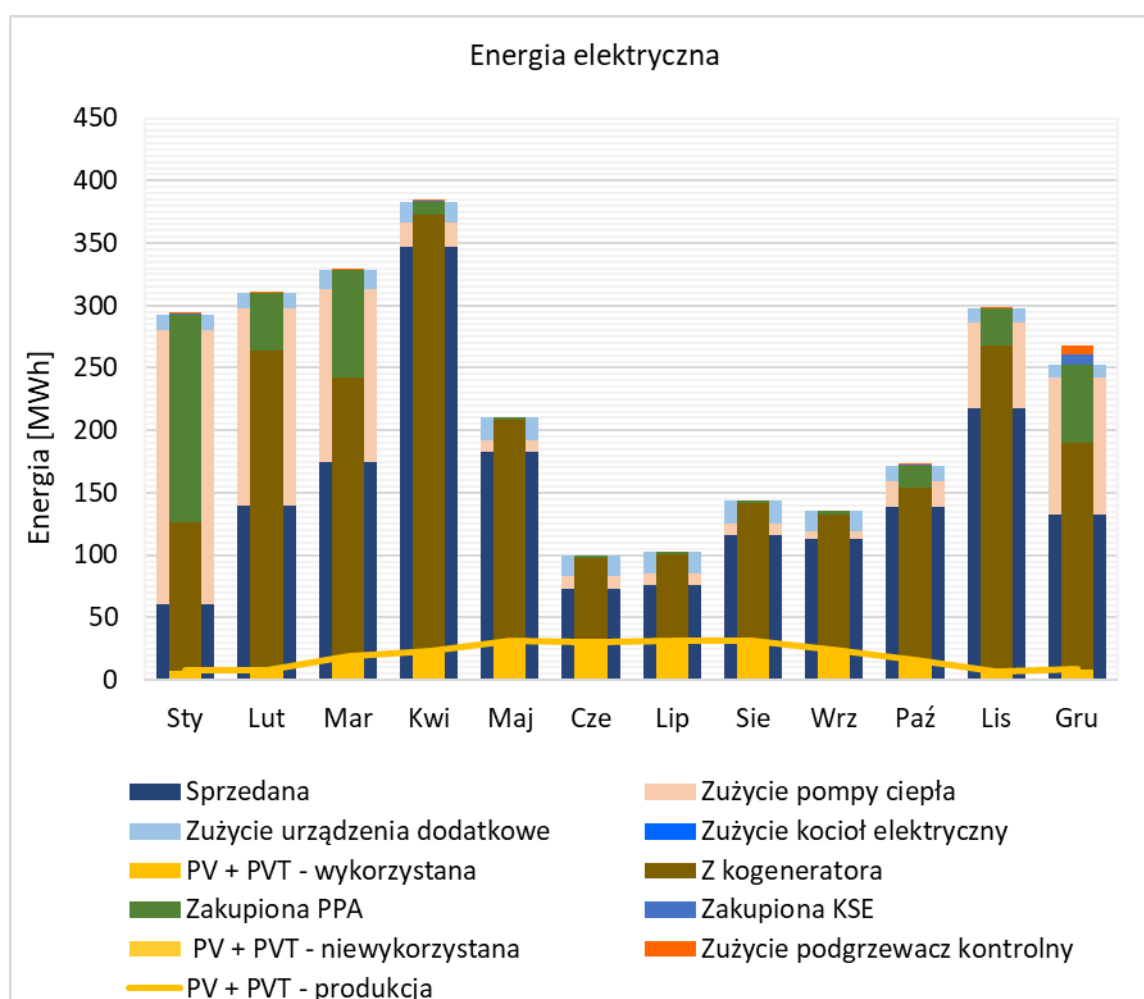


Rysunek 10. Produkcja ciepła i energii elektrycznej przez kogenerator



## 8.5. Bilans energii elektrycznej

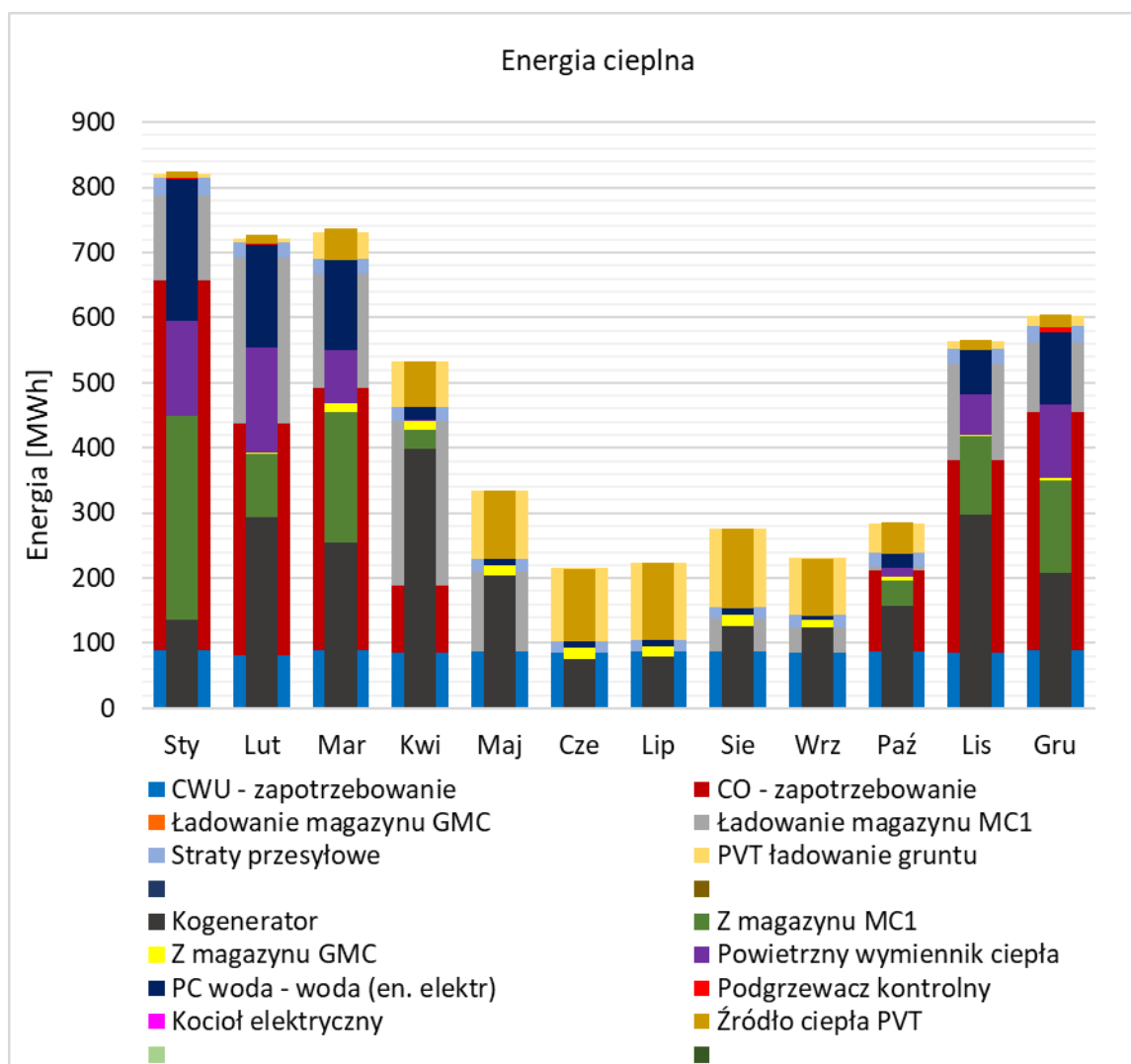
Energia elektryczna na potrzeby pracy pomp ciepła i pomp obiegowych jest wytwarzana przez kolektory hybrydowe PVT oraz agregat kogeneracyjny na biopaliwa. W przypadku nadwyżki zużycia energii nad jej produkcją, dokonywany jest zakup potrzebnej energii elektrycznej – w pierwszej kolejności jest zakupywana energia ze świadectwem pochodzenia (OZE), dopiero potem energia z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W przypadku nadwyżki produkcji energii elektrycznej nad jej zużyciem wyprodukowana energia zostaje sprzedana. Produkcja kogeneratora elektrociepłowni wynosi prawie 2060 MWh w skali roku, z czego sprzedawanych jest 1770 MWh. Zakup energii z sieci elektroenergetycznej oscyluje na poziomie 440 MWh, w tym 430 MWh w ramach kontraktu PPA.



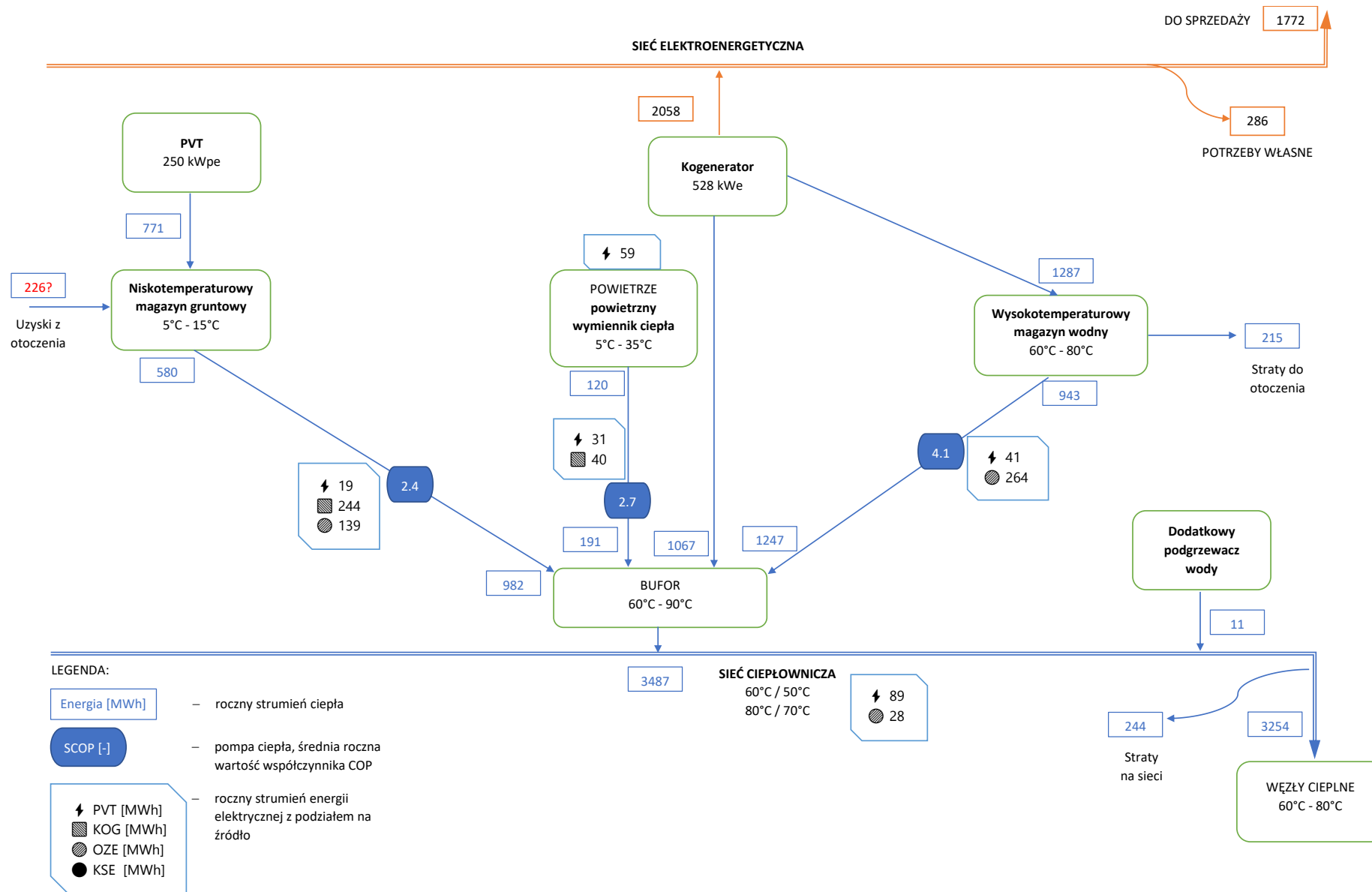
Rysunek 11. Bilans energii elektrycznej

## 8.6. Ciepło dostarczone do buforu sieci ciepłowniczej

Średniorocznie bufor sieci ciepłowniczej dostarczanych jest 3 683 MWh ciepła. Rozkład ciepła przedstawiono na rysunku 14.



Rysunek 12. Ciepło dostarczone na bufor sieci ciepłowniczej



Rysunek 11. Bilans energii w Demonstratorze Technologii.

## 9. Bezpieczeństwo

Największym zagrożeniem dla bezpieczeństwa działania Demonstratora jest deficyt biopaliwa potrzebnego do zasilenia jednostki kogeneracyjnej.

Tabela 5 Zestawienie potencjalnych zagrożeń

Zagrożenie	Szansa wystąpienia	Działania adaptacyjne
Brak dostępności olejów posmażalniczych.	Niska	Czasowe wykorzystanie biopaliwa z olejów roślinnych.
Awaria agregatu kogeneracyjnego.	Niska	Wykorzystanie niskotemperaturowego magazynu gruntowego jako dolnego źródła ciepła dla pomp ciepła oraz zakup energii elektrycznej z KSE – do czasu naprawy agregatu kogeneracyjnego.
<b>Emisja substancji zapachowych w magazynie oleju</b>	Marginalna	Ponowne zapewnienie szczelności magazynu biopaliwa.

## 10. Informacje dodatkowe

### **Pomiary TRT**

Przy dużych projektach obejmujących gruntowe magazyny ciepła racjonalnym działaniem jest wykonanie testów reakcji termicznej (w skrócie TRT), które pozwalają określić parametry cieplne gruntu. Jednak w obecnych uwarunkowaniach prawnych wykonanie pomiaru TRT wymaga przejścia identycznego procesu formalno-prawnego co cały projekt. Znacząco wydłuża to czas całej inwestycji bądź w ogóle zniechęca inwestorów do przeprowadzenia pomiarów TRT. Wykonawca apeluje zatem o uproszczenie i przyspieszenie procesu formalnego związanego z prostymi pomiarami TRT wykonywanymi na potrzeby budowy niskotemperaturowych magazynów gruntowych.

### **Decyzja o warunkach przyłączenia**

Przy obecnych uwarunkowaniach formalno-prawnych czas wydania Decyzji o warunkach przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wynosi aż 180 dni, co przekłada się na znaczne wydłużenie czasu całego projektu. Z uwagi na to, że Technologia Euros Energy EHC Plant cechuje się wysoką sterowalnością oraz autokonsumpcją energii elektrycznej wyprodukowanej z lokalnych źródeł OZE, jej integracja z systemem elektroenergetycznym nie będzie wprowadzać takiej niestabilności produkcji energii jak zależne od warunków pogodowych farmy fotowoltaiczne czy farmy wiatrowe. Wykonawca apeluje zatem o wydawanie decyzji o warunkach przyłączenia w trybie przyspieszonym trwającym maksymalnie 60 dni.

### **Model biznesowy przedsiębiorstw ciepłowniczych**

W obecnym modelu biznesowym ciepłownictwa systemowego występuje konflikt interesów pomiędzy celami biznesowymi przedsiębiorstw ciepłowniczych a unijnymi celami poprawy efektywności energetycznej i zmniejszenia wpływu sektora energetycznego na środowisko. Polskie systemy ciepłownicze maksymalizują zyski poprzez zwiększanie sprzedaży ciepła, która na ten moment nierozdzielnie związana jest z emisją zanieczyszczeń i CO<sub>2</sub>. Rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych spada, a niespełnienie warunku efektywnego systemu ciepłowniczego uniemożliwia im uzyskanie dotacji oraz preferencyjnych pożyczek. Brak wolnych środków finansowych oraz ograniczenie dostępu do pomocy publicznej utrudnia realizację inwestycji w nowoczesne technologie i transformację sieci ciepłowniczych w sieci nisko- i zeroemisyjne, co z kolei prowadzi do wzrostu cen ciepła i stopniowej utraty klientów.

Sytuacja ta może oznaczać konieczność wypracowania całkowicie nowego modelu biznesowego dla krajowego ciepłownictwa. Model taki przedstawiło Forum Energii w raporcie „Przedsiębiorstwo ciepłownicze przyszłości. Nowy model biznesowy” [12].

Zaproponowany model biznesowy miałby opierać się na opłatach za komfort cieplny, które byłyby pobierane za utrzymanie średniej temperatury w budynkach w ustalonym zakresie temperatur. Podstawą jej naliczania byłaby umowa komfortu cieplnego zawierana pomiędzy PEC-em a gestorem zasobów mieszkaniowych. Opłata pokrywałaby koszty energii elektrycznej potrzebnej do pracy pomp ciepła, koszty amortyzacji, koszty konserwacji urządzeń, koszty licencyjne zdalnego systemu monitorowania i zarządzania temperaturą w budynkach oraz koszty ogólne PEC-u. Opłata za komfort cieplny byłaby stała w czasie (tzn. niezależna od ilości zużywanej energii), jednak mogłaby aktualizowana w cyklu rocznym w przypadku zmian rynkowych cen energii elektrycznej.

Równolegle byłaby przeprowadzona transformacja systemu ciepłowniczego, opierająca się na głębokiej termomodernizacji budynków oraz modernizacji sieci ciepłowniczych. Po przeprowadzeniu niezbędnych działań inwestycyjnych budynki byłyby obsługiwane przez niezależne sieci niskotemperaturowe zasilane indywidualnymi źródłami ciepła (np. pompami ciepła). Centralna ciepłownia miałaby być zastąpiona przez kilkanaście niezależnych systemów zarządzanych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze. Potrzebne projekty zostałyby sfinansowane kredytem zaciągniętym przez PEC, który następnie zostałby oddłużony przez Fundusz Wykupu Wierzytelności. Zakres modernizacji w budynkach określony byłby w umowie zawartej pomiędzy PEC-em a gestorem zasobów mieszkaniowych. Opłata modernizacyjna miałaby być ponoszona przez spółdzielnie mieszkaniowe, a jej wielkość byłaby określona indywidualnie dla każdego budynku i pobierana w okresie 20 lat od daty zakończenia termomodernizacji budynku. W momencie cesji opłaty byłyby windykowane przez PEC w imieniu Funduszu Wykupu Wierzytelności, który wypłacałby wynagrodzenie PEC-owi za świadczone usługi rozliczeniowe.

## 11. Dane Wykonawcy

### 11.1. Dane adresowe oraz rejestrowe

Euros Energy Spółka z Ograniczoną Odpowiedzialnością z siedzibą w Koprkach, przy ul. Macieja Rataja 4F, 05-850 Koprki, wpisana do Rejestru Przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XIV Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000363994, o numerze identyfikacji podatkowej 5242717218, REGON: 142488767 kapitał zakładowy w wysokości 530 450,00 złotych

[www.eurosenenergy.com](http://www.eurosenenergy.com)

[info@eurosenenergy.com](mailto:info@eurosenenergy.com)

### 11.2. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie działalności badawczo-rozwojowej

Firma Euros Energy Sp. z o. o. to producent pomp ciepła, a także projektant i wykonawca systemów energetycznych opartych o pompy ciepła. W obecnej formie prawnej funkcjonuje na rynku od ponad 11 lat, jednakże doświadczenie pracowników odpowiedzialnych za technologię pomp ciepła przekracza 20 lat. Prezesem firmy jest doświadczony finansista, wiceprezesem -doktor nauk inżyniersko-technicznych. To połączenie gwarantuje zarówno przemyślaną inżynierię finansową oraz sprzedażową, jak i wysoki poziom zaawansowania i innowacyjności technicznej.

Od początku powstania firmy specjalizuje się ona w inwestycjach opartych o pompy gruntowe w skali od kilku kW do ponad 600 kW. Wdrażane instalacje dotyczą zarówno przemysłu, hoteli, budynków wielorodzinnych, biurowców jak i domów jednorodzinnych. Systemy energetyczne Euros Energy Sp. z o. o. wykorzystują pompy ciepła do dostarczania energii w instalacjach przemysłowych m.in. na potrzeby pasteryzacji mleka przy jednoczesnym dostarczaniu chłodu do mroźni i chłodni, w których przechowywane są produkty mleczarskie. Chłodzą także linie produkujące pojemniki na kosmetyki przy jednoczesnym ogrzewaniu budynków biurowych ciepłem odzyskanym z wtryskarek. Grzeją i chłodzą: akademiki, biurowce, hotele, pałace, kościoły, a także zakład produkcji jachtów, czy też muzeum. Najstarsze instalacje pracują od ponad dekady. Największą natomiast instalację, gdzie firma Euros

Energy Sp. z o. o. wygrała przetarg na wykonanie kompletnego systemu energetycznego wraz z pompami ciepła stanowi system energetyczny w Muzeum Józefa Piłsudskiego w Sulejówku.

Od dwóch lat firma Euros Energy Sp. z o. o. dostarcza powietrzne pompy ciepła do koncernu Innogy, obecnie E.ON, których już setki funkcjonują u zadowolonych klientów w sektorze budownictwa jednorodzinnego.

Ponadto, Euros Energy Sp. z o. o. opiera swoją przewagę rynkową nie tylko na wieloletnim doświadczeniu i licznie wykonanych instalacjach zarówno w przemyśle jak ogrzewnictwie. Dział Badawczo-Rozwojowy tworzą absolwenci najlepszych wydziałów technicznych w kraju. Wyróżnia się tutaj wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej, na którym według Rankingu Perspektyw znajduje się najlepszy kierunek kształcący energetyków w ostatniej dekadzie w Polsce. Poza Prezesem, w samej kadrze B+R znajdują się kolejni doktorzy, których dysertacje dotyczyły ściśle technologii OZE. Dział ten charakteryzuje wysoki poziom merytoryczny zarówno w obszarze energetyki, automatyki jak i mechaniki. Ponadto, Euros Energy Sp. z o. o. dysponuje pełnym zapleczem laboratoryjnym, z komorami kalorymetrycznymi i komorą bezchłową na czele. Firma ta ma bogate doświadczenie w prowadzeniu projektów badawczych finansowanych przez NCBiR. W chwili obecnej prowadzi ich sześć. Może się także pochwalić dwunastoma patentami w zakresie konstrukcji pomp ciepła i systemów energetycznych je wykorzystujących.

Powyższe cechy i doświadczenie firmy Euros Energy Sp. z o. o. przekładają się na wysokie tempo rozwoju tej firmy i wzrost jej konkurencyjności na rynku producentów dla sektora energetyki. Firma w stu procentach z polskim kapitałem.

Firma Euros Energy ma szerokie kompetencje i wieloletnie doświadczenie w obszarach:

- 1) projektowania, produkcji, sterowania oraz optymalizacji pracy pomp ciepła gruntowych oraz wieloźródłowych i wysokotemperaturowych
- 2) magazynowania energii, w szczególności w gruncie – obejmujące krótkoterminowe magazynowanie chłodu oraz ciepła;
- 3) profilowania zapotrzebowania budynków na ciepło i chłód oraz na moc szczytową,
- 4) projektowania i/lub budowania magazynów ciepła, tj. badawczy gruntowy magazyn energii w siedzibie firmy Euros Energy Sp. z.o.o.,
- 5) prowadzenia prac badawczo-rozwojowych związanych z urządzeniami odnawialnych źródeł energii i/lub magazynowaniem ciepła,



- a. realizacja projektu badawczo-rozwojowego POIR.01.02.00-00-0355/16 „EnergyStore: Kształtowanie profilu zapotrzebowania na moc elektryczną przy jednoczesnej oszczędności zużycia energii i jej kosztu bez ingerencji w profil zapotrzebowania na energię użytkową” w ramach konkursu IUSER NCBR; (2017-2020, budżet projektu 9.5 mln pln)
  - b. realizacja projektu badawczo-rozwojowego POIR.01.01.01-00-1525/19-00 „Dok energetyczny dla budynków wielorodzinnych” uzyskanego w ramach konkursu Szybka Ścieżka Urządzenia Grzewcze NCBR (2021-2023, budżet projektu 6.5 mln pln)
  - c. realizacja projektu „Opracowanie technologii wytwarzania kompaktowych ogrzewaczy ciepłej wody użytkowej z pompą ciepła” w ramach programu GEKON, (2015-2016, budżet projektu 3.8 mln pln)
- 6) produkcji urządzeń wentylacyjnych i rekuperatorów:
- a. wdrożenie do produkcji innowacyjnych rekuperatorów z wymiennikiem miedzianym dla odbiorców indywidualnych (EUROS 300, 500, 700, 900)
  - b. wdrożenie do produkcji przemysłowych central wentylacyjnych z wymiennikiem miedzianym EUROS PRO

### 11.3. Opis doświadczenia Wykonawcy w zakresie branży ciepłowniczej

Firma Euro Energy wykonała szereg inwestycji w zakresie maszynowni pomp ciepła dla produkcji ciepła, ciepłej wody użytkowej i chłodu dla budynków mieszkaniowych i użytkowych oraz obiektów przemysłowych w połączeniu z magazynowaniem ciepła lub chłodu, w szczególności:

- 1) instalacja gruntowych pomp ciepła o łącznej mocy 0,7 MW w nowej siedzibie Muzeum im. Marszałka Józefa Piłsudskiego w Sulejówku dostarczająca całość zapotrzebowania na ciepło i chłód,
- 2) instalacja gruntowych pomp ciepła o mocy 0,4 MW dla fabryki kosmetyków Bell Sp. z o.o. w Józefowie dostarczająca ciepło i chłód,
- 3) inne przedstawione na stronie internetowej: <https://euroenergy.com/projekty/>
- 4) wdrożenie DARMOmodernizacji – głębokiej termomodernizacji bloków mieszkaniowych z lat 70 i 80 połączonych z odcięciem od sieci ciepłowniczej i instalacją maszynowni ciepłochłodniczej pomp ciepła. DARMOmodernizacja obejmuje:
  - a. zainstalowania maszynowni pomp ciepła dla bloków mieszkalnych połączonych z głęboką termomodernizacją budynków,
  - b. wymianę wszystkich grzejników na klimakonwektory,
  - c. zastosowanie gruntowego magazynu energii co umożliwi dostarczanie mieszkańcom darmowego chłodu,
  - d. zasilenie maszynowni energią elektryczną z paneli fotowoltaicznych umieszczonych na dachu budynku,
  - e. osiągnięcie bilansowej samowystarczalności energetycznej budynku w obszarze ogrzewania, ciepłej wody użytkowej i chłodzenia,
  - f. odłączenie od sieci ciepłowniczej.

Przykładowe wdrożenie w miejscowości Zwolen na osiedlu Bogusza. Więcej informacji na stronie <https://darmomodernizacja.pl/>

## 11.4. Informacje o Zespole Projektowym



### **Dr inż. Tomasz Walczak – Wiceprezes, CTO**

Dr inż. Tomasz Walczak jest założycielem i wiceprezesem firmy Euros Energy Sp. z o.o.. Specjalizuje się w obszarze efektywności energetycznej budownictwa. Posiada wieloletnie doświadczenie w zakresie systemów wentylacji z odzyskiem ciepła, pomp ciepła, systemów chłodniczych jak również systemów automatyki i sterowania. Jako prezes Euros Energy do 2020 roku prowadził szereg dużych projektów wdrożeniowych - m.in. maszynowni zasilającej w ciepło, ciepłą wodę użytkową i chłód nowy budynek Muzeum im. Marszałka Józefa Piłsudskiego w Sulejówku oraz instalacji gruntowych pomp ciepła dla fabryki kosmetyków Bell Sp. z o.o. w Józefowie (<https://eurosenergy.com/projekty/>). Od kwietnia 2020 jako wiceprezes Euros Energy skupiony jest na poszerzaniu innowacyjnych zastosowań pomp ciepła: zarówno w budownictwie mieszkalnym (<https://darmomodernizacja.pl/>), jak i w przemyśle (mleczarnia Turvita w miejscowości Turna).

Dr inż. Tomasz Walczak ma także doświadczenie w obszarze badań i rozwoju. Pod jego nadzorem w okresie ostatnich 5 lat w Euros Energy przeprowadzono projekty B+R, które pozwoliły na wprowadzenie do produkcji szeregu innowacyjnych produktów (typoszeregu modułowych pomp ciepła dużej mocy EUROS GEO PRO do zastosowań przemysłowych, typoszeregu powietrznych pomp ciepła EUROS ATMO i gruntowych pomp ciepła EUROS GEO, kompaktowego ogrzewacza c.w.u. z pompą ciepła). Dr inż. Tomasz Walczak zarządzał również, zgodnie z metodyką PRINCE2, dwoma dużymi projektami B+R współfinansowanymi ze środków publicznych:

- 1) „Opracowanie technologii wytwarzania kompaktowych ogrzewaczy ciepłej wody użytkowej z pompą ciepła” realizowanym we współpracy z Politechnika Warszawską w ramach programu GEKON. Projekt został zakończony pozytywnie
- 2) „Kształtowanie profilu zapotrzebowania na moc elektryczną przy jednoczesnej oszczędności zużycia energii i jej kosztu bez ingerencji w profil zapotrzebowania na energię użytkową”.

Dr inż. Tomasz Walczak jest twórcą nowego typu wymiennika ciepła objętego ochroną Urzędu Patentowego RP. Jest współautorem jednego wzoru użytkowego (RWU.066391) oraz czterech zgłoszeń patentowych (P419954, P419955, P419956, P419555)

**Dr Kamil Kwiatkowski – Dyrektor ds. Projektów Badawczych**

Dr Kamil Kwiatkowski w roku 2007 uzyskał na Wydziale Fizyki UW stopień magistra fizyki na specjalizacji „Fizyka środowiska”, a w 2013 roku obronił, także na Wydziale Fizyki UW, rozprawę doktorską pt. „Dynamika procesu zgazowania i spalania otrzymanego gazu”. Doktorat, obroniony z wyróżnieniem, jest przykładem doktoratu przemysłowego wspieranego przez Fundację na rzecz Nauki Polskiej w ramach grantu VENTURES na rozwój badań o dużym potencjale aplikacyjnym. Badania obejmowały optymalizację innowacyjnej przemysłowej instalacji zgazowania biomasy o mocy cieplnej 3.5 MW. Praca nagrodzona w VI edycji konkursu „Innowator Mazowsza”.

Praca naukowa i prace rozwojowe prowadzone przez dr Kamila Kwiatkowskiego są skupione wokół procesów pozyskiwania energii i zrównoważonego rozwoju. Zakres pracy dr Kamila Kwiatkowskiego obejmuje modelowanie numeryczne i optymalizacje, prace eksperymentalne i badania oraz wdrożenia przemysłowe.

Dr Kamil Kwiatkowski był związany z Wydziałem Fizyki oraz Interdyscyplinarnym Centrum Modelowania UW, gdzie koordynował realizację polskiej części projektu europejskiego EuHIT European High-Performance Infrastructures in Turbulence. W interdyscyplinarnym projekcie ShaleSeq badał możliwości pozyskania gazu ziemnego poprzez sekwestrację dwutlenku węgla w złożach formacji łupkowych, we współpracy z Państwowym Instytutem Geologicznym oraz PGNiG. Dr Kamil Kwiatkowski brał również udział w programie strategicznym Narodowego Centrum Badań i Rozwoju dotyczącym zgazowania trudnoutylizowalnych odpadów biomasowych, pracując m.in. nad rozwojem instalacji przemysłowej w Szepietowie.

W latach 2014-2017 Dr Kamil Kwiatkowski był zastępcą dyrektora Uniwersyteckiego Centrum Badań nad Środowiskiem Przyrodniczym i Zrównoważonym Rozwojem (UCBS UW) oraz członkiem Rady Naukowej Międzywydziałowych Studiów Ochrony Środowiska UW. Był również członkiem grup i zespołów eksperckich m.in. grupy eksperckiej „Lokalny wymiar energii” działającej w ramach Zespołu do spraw Rozwoju Przemysłu Odnawialnych Źródeł Energii i Korzyści dla Polskiej Gospodarki przy Ministrze Klimatu, Zespołu ds. Ekonomicznych działającego w ramach Sieci Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej.

Od ponad trzech lat Dr Kamil Kwiatkowski prowadzi i koordynuje badania przemysłowe i prace rozwojowe w firmie Euros Energy w obszarze magazynowania energii w gruncie, optymalnego wykorzystania pomp ciepła oraz analiz techniczno-ekonomicznych dla dużych i niestandardowych projektów wdrożenia pomp ciepła oraz integracji pomp ciepła z innymi technologiami. Od roku 2021 pełni rolę Dyrektora ds. Projektów Badawczych.

Indeks Hirscha wg. Scopus: 9, ponad 300 cytowań,

<https://www.scopus.com/authid/detail.uri?authorId=25723272100>

Indeks Hirscha wg ReserchGate: 9, 370 cytowań, ponad 18 800 przeczytań,

<https://www.researchgate.net/profile/Kamil-Kwiatkowski/scores>



#### **Dr inż. Marcin Bugaj – Kierownik Laboratorium B+R**

Dr inż. Marcin Bugaj od 2013 roku pracuje jako Adiunkt na Politechnice Warszawskiej, w latach 2016-2019 zajmował stanowisko Kierownika Laboratorium Energetyki Odnawialnej – Technik Słonecznych i Pomp Ciepła w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN, a od roku 2019 pełni rolę Kierownika Laboratorium B+R w Euros Energy.

W ramach pracy na Politechnice Warszawskiej pracował przy budowie tzw. „żywego laboratorium” – instalacji energetycznej zasilającej rzeczywisty obiekt przy ulicy Janka Bytnara „Rudego” 25. Instalacja składa się z dwóch pomp ciepła, kolektorów płaskich, kolektorów próżniowych, kolektorów PVT, instalacji PV oraz węzła ciepłowniczego. Dr inż. Marcin Bugaj opracował i wdrożył algorytm współpracy pomp ciepła oraz węzła cieplnego.

Dr inż. Marcin Bugaj w Centrum Badawczym Polskiej Akademii Nauk pełnił rolę głównego energetyka ds. ciepła i chłodu oraz kierował Laboratorium Technik Słonecznych i Laboratorium Pomp ciepła. W ramach swojej pracy zarządzał wieloźródłowym systemem energetycznym, a także dokonał implementacji autorskich algorytmów do zarządzania pracą poszczególnych źródeł oraz całego systemu. Dr inż. Marcin Bugaj projektował i nadzorował wykonanie nowych stanowisk badawczych. Już na koniec pierwszego roku pracy został On wyróżniony nagrodą Dyrektora IMP PAN za wybitny wkład w rozwój Instytutu. Co więcej, w wyniku współpracy Dr inż. Marcina Bugaja z KEZO CB PAN oraz z Profesorem Lundem z Aalborg University powstało kilka nowatorskich prac badawczych i publikacji. Ponadto Dr inż. Marcin Bugaj jest autorem szeregu publikacji dotyczących modelowania kolektorów słonecznych wraz z walidacją ich modeli matematycznych, optymalizacji konstrukcji PVT w systemach regeneracji gruntowych wymienników ciepła oraz oceny jakości systemów fotowoltaicznych, a także wieloźródłowych systemów opartych o odnawialne źródła energii służących do poligeneracji (m.in. „Adsorption chiller in a combined heating and cooling system: simulation and optimization by neural networks”, Bulletin of the Polish Academy of Sciences, Technical Sciences, 2021; „Optimization of PVT geometry in application of ground heat source regeneration”, W: COMPUTATIONAL TECHNOLOGIES IN ENGINEERING (TKI'2018); „Experimental study on the operating characteristics of a carbon dioxide transcritical heat pump combined with a single stage two-bed adsorption chiller and a PV installation in a low thermal district heating system”: A case study, W: 4th International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating: Book of Abstracts; „Assessment of primary energy savings through implementation of solar and heat pump hybrid in Warsaw district heating system”, W: Book of abstracts : 3rd International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating)

Obecnie Dr inż. Marcin Bugaj jest kierownikiem laboratorium pomp ciepła w firmie Euros Energy oraz Kierownikiem prac B+R dot. lokalnego, mobilnego doku energetycznego opartego o pompy ciepła. Na co dzień zajmuje się konstrukcją i badaniem nowych pomp oraz opracowywaniem systemów energetycznych i ich algorytmów sterowania.



**mgr inż. Jakub Garbacik – inżynier ds. modelowania TRNSYS**

Jakub Garbacik w 2019 roku uzyskał tytuł zawodowy magistra inżyniera na kierunku Mechanika i Budowa Maszyn realizowanym na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej. Pracę dyplomową pt. *Analiza numeryczna urządzenia do minimalizacji wysokości warstwy przyściennej w tunelu aerodynamicznym* obronił z wynikiem bardzo dobrym. Podczas studiów zafascynowało go modelowanie numeryczne. Swoje doświadczenie zdobywał w Studenckim Kole Aerodynamiki Pojazdów, gdzie miał możliwość wykorzystania modelowania numerycznego do wyznaczenia oporów aerodynamicznych pojazdu Kropelka 2.0 o minimalnym zużyciu paliwa, a następnie walidacji wyników w tunelu aerodynamicznym.

Pod koniec 2018 roku dołączył do zespołu badawczo-rozwojowego Euros Energy, gdzie uczestniczył w projekcie badawczym „Kształtowanie profilu zapotrzebowania na moc elektryczną przy jednoczesnej oszczędności zużycia energii i jej kosztu bez ingerencji w profil zapotrzebowania na energię użytkową”. W pracach badawczych odpowiadał za modelowanie numeryczne dolnego źródła gruntowych pomp ciepła. Wynikiem jego prac było opracowanie koncepcji Gruntowego Magazynu Energii, czyli wykorzystanie gruntowego wymiennika pionowego jako krótkoterminowego magazynu ciepła. Wyniki prezentował na konferencjach:

1. The 13th International Energy Agency Heat Pump Conference, Jeju, Korea, April 26 - 29, 2021  
<https://hpc2020.org/>  
 Kamil Kwiatkowski, Jakub Garbacik, Tomasz Walczak  
 Initial stage of Thermal Response Tests combined with transient numerical model – a foundation of short-term ground storage of cold for effective cooling of office buildings”,  
 Publikacja artykułu naukowego w proceedingsach konferencyjnych, papier #351, strony 1898-1907
2. VII Ogólnopolski Kongres Geotermalny 2021 <https://kongresgeotermalny.pl/>  
 Kamil Kwiatkowski, Jakub Garbacik, Tomasz Walczak  
 „Od gruntowych wymienników ciepła do gruntowego magazynu energii”  
 Publikacja rozszerzonego abstraktu w materiałach konferencyjnych w języku polskim i angielskim.

Od 2021 roku pracuje nad rozwojem koncepcji wielkoskalowych systemów ciepłowniczych opartych o OZE. Wykonuje prototypy rozwiązań, tworząc modele w Python. Obecnie koordynuje prace zespołu ds. modelowania w TRNSYS oraz opracowuje koncepcje sterowania układami ciepłowniczymi.

## 12. Lista skrótów i definicji

BTES - Borehole Thermal Energy Storage

ETS - Emission Trading Scheme

EU ETS – European Union Emission Trading Scheme

GW – gigawat

EHC Plant – Electric Heating-cooling Plant

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny

MCP – Medium Combustion Plant

MW – megawat

MWh - megawatogodzina

OZE – odnawialne źródło energii

PEC – przedsiębiorstwo energetyki ciepłej

PV -fotowoltaika (ang. photovoltaics)

PVT – Photovoltaics-Thermal – hybrydowe kolektory słoneczne

PTES - Pit Thermal Energy Storage

UCO – Used Cooking Oil

## Bibliografia

- [1] *Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polityka energetyczna Polski do 2040 r..*
- [2] *PSE, „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030,” 2020.*
- [3] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 5 października 2015 r. w sprawie szczegółowego sposobu postępowania z olejami odpadowymi (Dz.U. 2015 poz. 1694).*
- [4] *C. Enweremadu i M. Mbarawa, Technical aspects of production and analysis of biodiesel from used cooking oil - A review, 2009.*
- [5] *C. Enweremadu i H. Rutto, Combustion, emission and engine performance characteristics of used cooking oil biodiesel—A review, 2010.*
- [6] *W. Galimowski, Biopaliwa z oleju posmażalniczego wytwarzanego za pomocą technologii na zimno, 2011.*
- [7] *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz.U. 2019 poz. 1839).*
- [8] *Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne (Dz.U. 2021 poz. 624).*
- [9] *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/2088 z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie ujawniania informacji związanych ze zrównoważonym rozwojem w sektorze usług finansowych.*
- [10] *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088.*
- [11] *Polityka INSIGHT, „Ciepło do zmiany. Jak zmodernizować sektor ciepłownictwa systemowego w Polsce,” październik 2020.*
- [12] *Forum Energii, „Przedsiębiorstwo ciepłownicze przyszłości. Nowy model biznesowy,” wrzesień 2021.*
- [13] *PSE, „Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2020 roku”.*
- [14] *Urząd Regulacji Energetyki, „Energetyka ciepła w liczbach - 2019,” wrzesień 2020.*
- [15] *Agencja Rynku Energii, „Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej,” sierpień 2020.*
- [16] *P. Banasik, A. Białowicz, W. Czekąta, D. Chomiuk, J. Dach, I. Filipiak, M. Fugol, M. Kacąta, A. Kowalczyk-Juśko, M. Kolasiński, K. Kozłowski, K. Krupa, A. Lewicki, M. Matyka, M. Piłtuła, H. Prask,*



*P. Skowron, Z. Sługocki, S. Stegenta-Dąbrowska, P. Szewczyk, P. Szwarc i P. Woźniakowski, „Raport Biogaz w Polsce,” grudzień 2020.*

- [17] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 kwietnia 2013 r. w sprawie składowisk odpadów (Dz.U. 2013 poz. 523).
- [18] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 29 grudnia 2016 r. w sprawie szczegółowego sposobu selektywnego zbierania wybranych frakcji odpadów (Dz.U. 2017 poz. 19).
- [19] „Krajowy Plan Gospodarki Odpadami 2022,” 2016.
- [20] *C. Wojciech, S. Piotr, K. Agnieszka, K. Kamil i J. Damian, „Produkcja biogazu z odpadów komunalnych,” Technika Rolnicza Leśna, maj 2016.*
- [21] *A. Maślóń, „Dynamika zmian jednostkowej dobowej ilości ścieków w jednorodzinnych gospodarstwach domowych,” Rynek instalacyjny, październik 2015.*
- [22] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jednolity).
- [23] *G. Wielgosiński i P. Łechtańska, Emisja zanieczyszczeń z procesu spalania biomasy.*
- [24] *A. Kowalczyk-Juśko, Redukcja emisji zanieczyszczeń dzięki zastąpieniu węgla biomasą spartiny preriowej.*
- [25] *B. Kościk, K. Szmidt, A. Kowalczyk-Juśko, Z. Mazur i M. Kwapisz, Potencjalne zmiany emisji zanieczyszczeń powietrza wskutek zastąpienia paliw kopalnych biomasą wierzby.*
- [26] *M. Kosowska-Golachowska, K. Wolski, W. Gajewski, A. Kijo-Kleczkowska, T. Musiał i K. Środa, Spalanie biomasy agro i leśnej w cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej.*