



MINISTERSTWO KLIMATU I OCHRONY ŚRODOWISKA

Strategia dekarbonizacji MPEC Lębork



2024



energo-skaner
Michał Rynkowski
80-299 Gdańsk, Nike 6/35
NIP 604-009-48-78, REGON 363983984

Michał Rynkowski

ENERGO-SKANER

Michał Rynkowski

Danuta Dęta

Jaczy Leoniuk

Krzysztof Pawłowski

Spis treści

1	Wykaz skrótów.....	4
2	Cel i zakres analizy.....	5
3	Stan aktualny systemu	9
3.1	Kotłownia Rejonowa KR – 1 oraz Elektrociepłownia	10
3.2	Sieć Ciepłownicza	12
3.3	Węzły Ciepłownicze – odbiorcy ciepła	14
4	Zapotrzebowanie na ciepło.....	15
4.1	Moc chwilowa	19
4.2	Rzeczywista krzywa grzewcza.....	22
4.3	Zużycie paliwa oraz produkcja ciepła	23
4.4	Analiza kosztów zakupu paliw.....	28
4.5	Wielkość emisji zanieczyszczeń	32
5	Efektywny system ciepłowniczy.....	35
6	Potencjał poszczególnych rozwiązań technologicznych oraz lokalizacyjnych.....	37
6.1	Potencjał agregatów kogeneracyjnych oraz kotłów elektrodowych	37
6.2	Potencjał zastosowania energii słonecznej.....	38
6.2.1	Kolektory słoneczne.....	39
6.2.2	Fotowoltaika	40
6.3	Potencjał pomp ciepła	42
6.3.1	Powietrzne pompy ciepła we współpracy z wodnymi	43
6.3.2	Gruntowe pompy ciepła	45
6.3.3	Pompy ciepła na ściekach oczyszczonych.....	49
7	Plan Neutralności Klimatycznej	58
8	Analiza doboru akumulatora.....	60
8.1	Dobór akumulatora ciepła na podstawie typowej doby lata.....	61
8.2	Dobór akumulatora na podstawie godzinowego profilu zapotrzebowania na ciepło	65
9	Założenia ekonomiczno-techniczne	69
9.1	Rozwiązania lokalizacyjne	69
9.2	Rozwiązania technologiczne.....	69

9.3	Założenia ekonomiczne	70
9.4	Nakłady inwestycyjne poszczególnych rozwiązań.....	71
10	Wybór optymalnych źródeł ciepła.....	73
10.1	Analiza potencjału poszczególnych źródeł ciepła	73
10.2	Źródła ciepła rekomendowane do wariantu docelowego	80
11	Konfiguracja pracy źródeł ciepła w wariancie docelowym	82
11.1	Etap I	82
11.2	Etap II	87
11.3	Etap III oraz IV	92
11.4	Dobór sezonowego magazynu ciepła	92
11.5	Podsumowanie poszczególnych etapów	93
12	Wariant alternatywny	95
12.1	Etap I alternatywny.....	95
12.2	Etap II alternatywny.....	100
12.3	Etap III alternatywny oraz IV alternatywny.....	106
12.4	Dobór sezonowego magazynu ciepła	106
12.5	Podsumowanie poszczególnych etapów	106
13	Rachunek efektywności inwestycji - analiza opłacalności rekomendowanego wariantu docelowego	108
14	Spis tabel.....	116
15	Spis rysunków	119
16	Spis wykresów.....	119
17	Spis załączników	120

1 Wykaz skrótów

Farma PV	– wielkopowierzchniowa instalacja PV o mocy od 0,5 MWp do 5 MWp
Instalacja PV	– instalacja fotowoltaiczna
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny
MSC	– Miejska sieć ciepłownicza
OZE	– Odnawialne Źródło Ciepła
MPEC Lębork	– Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Lęborku
PC	– pompy ciepła

2 Cel i zakres analizy

Celem niniejszego dokumentu jest opracowanie strategii dekarbonizacji Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Lęborku (dalej MPEC Lębork) do 2035 roku.

Zadanie wykonane zostanie w następujących etapach:

ETAP I: Analiza aktualnego sposobu wytwarzania i dystrybucji ciepła w systemie ciepłowniczym, w tym:

1. Analiza parametrów pracy źródeł ciepła zasilających system ciepłowniczy (str. 9 – 11, 22 – 27).
2. Analiza kosztów zakupu paliw na potrzeby wytwarzania ciepła oraz kosztów zakupu energii elektrycznej na potrzeby własne źródła ciepła (str. 28 – 32).
3. Ocena techniczna aktualnego modelu wytwarzania ciepła, w tym modelu dystrybucji ciepła w systemie ciepłowniczym (analiza hydrauliczna).
4. Rozeznanie schematu sieci ciepłowniczej i poznanie punktów krytycznych systemu ciepłowniczego (str. 12 – 13, analiza hydrauliczna).
5. Ocena stanu technicznego infrastruktury dystrybucyjnej przedsiębiorstwa, stanu technicznego oraz stosowanych technologii transformacji i regulacji ciepła (str. 9, 11, 22 – 25, 33 – 37).

ETAP II: Opracowanie modelu analitycznego systemu wytwarzania i odbioru ciepła celem modelowania źródeł wytwórczych, w tym:

1. Pozyskanie historycznych godzinowych danych dotyczących zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym za okres 3 ostatnich lat w celu opracowania typowego profilu wytwarzania i sprzedaży ciepła (str. 15 – 21).
2. Stworzenie modelu wytwarzania w celu dokonania doboru ilości źródeł wytwórczych, które mogłyby zostać zainstalowane w systemie ciepłowniczym z uwzględnieniem prognozy zmiany mocy zamówionej przez odbiorców (str. 17 – 18, 41 – 61).
3. Dla okresu poza sezonem grzewczym stworzenie wykresu typowego dobowego profilu wytwarzania i zapotrzebowania na ciepło w celu wypracowania optymalnej technicznej rekomendacji doboru źródeł ciepła poza sezonem grzewczym (str. 62 – 70).

ETAP III: Dobór źródeł wytwórczych wpisujących się w proces dekarbonizacji systemu ciepłowniczego, tj.:

1. Wybór najbardziej optymalnych źródeł wytwórczych w oparciu o uzgodnione warunki, lokalny potencjał energetyczny oraz typowy profil wytwarzania i zapotrzebowania na ciepło. Do analizy zostaną przyjęte (str. 75 – 83):
 - a) Gazowy agregat kogeneracyjny na terenie Oczyszczalni Ścieków Lębork
 - b) Powietrzne pompy ciepła wykorzystujące energię elektryczną wyprodukowaną przez biomasowy układ ORC na terenie kotłowni KR-1
 - c) Pompy ciepła wykorzystujące ciepło odpadowe na oczyszczalni ścieków z uwzględnieniem zasilania z gazowego agregatu kogeneracyjnego na terenie Oczyszczalni Ścieków Lębork,
 - d) Potencjał gruntowych pomp ciepła zasilanych energią elektryczną wyprodukowaną przez biomasowy układ ORC na terenie kotłowni KR-1
 - e) Potencjał kolektorów solarnych na terenie kotłowni KR-1,
 - f) Potencjał instalacji fotowoltaicznej na terenie kotłowni KR-1.
2. Analiza sposobu regulacji parametrów i realizacji procesu dystrybucji ciepła w źródłach istniejących i rekomendowanych z uwzględnieniem wskazanych przez Przedsiębiorstwo lokalizacji dla nowych źródeł ciepła (str. 84, 89, 97, 102).
3. Na podstawie danych technicznych dotyczących zainstalowanych aktualnie źródeł ciepła oraz nowych rekomendowanych źródeł określenie minimum technologicznego każdego z urządzeń biorących udział w produkcji ciepła (str. 84, 89, 97, 102).
4. W oparciu o historyczny profil zapotrzebowania na ciepło określenie możliwych konfiguracji pracy urządzeń celem wypracowania optymalnych efektów techniczno-ekonomicznych (str. 86, 91, 100, 104).
5. Na podstawie godzinowego profilu produkcji oraz zapotrzebowania na ciepło oraz dobranych źródeł ciepła określenie miesięcy w roku, w których konieczne jest akumulowanie ciepła (62 – 70).
6. Wyznaczenie optymalnej ilości akumulowanego ciepła w ciągu doby, dobór wielkości i rodzaju akumulatora ciepła do współpracy z systemem ciepłowniczym (62 – 70 oraz aktualizacja strategii).

ETAP IV: W porozumieniu z przedstawicielami MPEC Lębork zatwierdzenie docelowej struktury źródeł wytwarzania ciepła w podziale na uzgodnione etapy:

1. Wyznaczenie ceny 1 GJ ciepła z zatwierdzonych nowych źródeł ciepła w oparciu o prognozowane ceny paliw i parametry techniczne urządzeń wytwórczych (str. 87, 92, 95, 100, 105).

2. Stworzenie harmonogramu pracy urządzeń i szczegółowe określenie udziału poszczególnych urządzeń w produkcji ciepła (str. 85 – 87, 89 – 92, 97 – 100, 103 – 105).
3. Rekomendacja technicznego optimum zapewniającego najlepsze korzyści pod kątem ekonomicznym, ekologicznym i energetycznym (analiza finansowa).
4. Opracowanie planu działania dla Przedsiębiorstwa w akceptowalnych finansowo, taryfowo i społecznie krokach prowadzących do zmiany modelu wytwarzania i dystrybucji ciepła (analiza finansowa).
5. Analiza ekonomiczna uzgodnionego wariantu zawierająca (analiza finansowa):
 - a) opis metodyki analizy ekonomicznej;
 - b) opis założeń do analizy ekonomicznej;
 - c) zestawienie nakładów finansowych;
 - d) zestawienie przychodów;
 - e) zestawienie kosztów stałych i zmiennych;
 - f) wyznaczenie wskaźników opłacalności (NPV, IRR);
 - g) analiza wrażliwości;

ETAP V: Opracowanie pisemnego raportu zawierającego rekomendacje prowadzące do dekarbonizacji systemu ciepłowniczego i osiągnięcia statutu efektywnego systemu ciepłowniczego dla przyszłych wymagań.

1. Pisemna rekomendacja w formie strategii dla przedsiębiorstwa w horyzoncie 2035 roku,
2. Rekomendacja technicznego optimum zapewniającego najlepsze korzyści pod kątem ekonomicznym, ekologicznym i energetycznym,
3. Określenie czynności formalno-prawnych niezbędnych do wykonania na etapie przygotowania i realizacji inwestycji,
4. Analiza dostępnych źródeł finansowania zewnętrznego (dofinansowań) dostępnych na moment tworzenia raportu pisemnego,
5. Pisemna rekomendacja w formie strategii i planu działania prowadzącego do uzyskania uzgodnionych celów dla strategii.

W ramach opracowania strategii dekarbonizacji przeanalizowano potencjał wynikający z następujących kierunków zmian:

1. Budowa instalacji powietrznych pomp ciepła zasilanych energią elektryczną wyprodukowaną przez biomasowy układ ORC,
2. Budowa wysokosprawnej kogeneracji zasilanej gazem ziemnym na terenie działki nr 108/1 przy ul. Pionierów na terenie Oczyszczalni Ścieków w Lęborku wraz z

konsumpcją wyprodukowanej energii elektrycznej na potrzeby własne źródła ciepła oraz potrzeby pomp ciepła wykorzystujących jako dolne źródło ciepła ścieki oczyszczone,

3. Budowa instalacji wodnych pomp ciepła zasilanych ściekami oczyszczonymi wraz z konsumpcją energii elektrycznej wyprodukowanej przez gazowy agregat kogeneracyjny.

3 Stan aktualny systemu

Główny system ciepłowniczy Lęborka oparty jest o jedną kotłownię, Elektrociepłownię ORC, sieci przesyłowe oraz węzły ciepłone.

Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Lęborku posiada:

- Jedną kotłownię z kotłami opalonymi miałem węgla kamiennego oraz kotłem biomasowym, a także instalację ORC (elektrociepłownia) o łącznej znamionowej mocy cieplnej 53,67 MWt i elektrycznej 1,4 MWe.

Tabela 1 Źródła ciepła tworzące główny system ciepłowniczy wraz z danymi technicznymi

Kotłownia KR – 1 oraz Elektrociepłownia					
Lokalizacja	Źródło ciepła	Moc zainstalowana [MW]	Rodzaj paliwa	Rok budowy [rok]	Rodzaj instalacji oczyszczania spalin
KR-1	Kocioł Biomasowy nr 1	5,1 MW	Biomasa	2023	Elektrofiltr
KR-1	Kocioł WR5 nr 2	5,815 MW	Węgiel kamienny	1975	Odpylacz przelotowy + bateria cyklonów
KR-1	Kocioł WR5 nr 3	5,815 MW	Węgiel kamienny	1974	Odpylacz przelotowy + bateria cyklonów
KR-1	Kocioł WR5 nr 4	8 MW	Węgiel kamienny	1980	Odpylacz przelotowy + bateria cyklonów
KR-1	Kocioł WR10 nr 5	11,63 MW	Węgiel kamienny	1988	Odpylacz przelotowy + bateria cyklonów
KR-1	Kocioł WR10 nr 6	11,63 MW	Węgiel kamienny	1988	Odpylacz przelotowy + bateria cyklonów
EC	Wysokosprawna kogeneracja z blokiem ORC Polytechnik VRF	7,05 MW (5,68 WMt, 1,4 MWe)	Biomasa	2015	Elektrofiltr
RAZEM (tylko moc cieplna)		53,67 MWt			

Źródło: MPEC Lębork

Wytwarzana energia cieplna dostarczana jest głównie do budynków mieszkalnych (budynki wielorodzinne i jednorodzinne). Pozostali odbiorcy to budynki użyteczności publicznej, obiekty przemysłowe i handlowe.

3.1 Kotłownia Rejonowa KR – 1 oraz Elektrociepłownia

Kotłownia Rejonowa KR – 1 zlokalizowana jest przy ulicy Traugutta, a Elektrociepłownia ORC zlokalizowana jest przy ul. Wojska Polskiego 24A. Zadaniem kotłowni i elektrociepłowni jest wytwarzanie energii cieplnej dla potrzeb centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej.



Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner na podstawie geoportal.gov.pl

Rysunek 1 Lokalizacja Kotłowni Rejonowej KR-1 oraz Elektrociepłowni

Energia cieplna wytwarzana jest w kotłach opalanych miałem węgla kamiennego oraz biomasą, spalaną na rusztach mechanicznych. Nośnikiem energii cieplnej z kotłów jest woda uzdatniona o temperaturze 110/70 °C. Regulacja ilości dostarczanej energii cieplnej do sieci jest jakościowo-ilościowa, tzn. ilość wody gorącej w układzie sieci cieplnej jest zależna od zapotrzebowania odbiorców i regulowana automatyką węzłów, natomiast temperatura wody sieciowej zależy od temperatury zewnętrznej, wg tabeli regulacyjnej.

Praca Kotłowni Rejonowej KR-1 i Elektrociepłowni nadzorowana jest przez system zarządzający, a częściowo przez obsługę Ciepłowni na podstawie wskazań szafy ogólnej i szaf kotłowych oraz aparaturę AKP. W Kotłowni KR-1 i elektrociepłowni zamontowanych jest 7 urządzeń do wytwarzania energii cieplnej o łącznej maksymalnej wydajności cieplnej 53,67 MW. KR-1 składa się z jednego kotła biomasowego, 3 kotłów WR5, 2 kotłów WR10 oraz EC (elektrociepłowni) składająca się z kotła biomasowego z instalacją ORC.

Kotłownia Rejonowa KR-1 jest w dobrym stanie technicznym. Na KR-1 głównym źródłem ciepła jest nowy kocioł biomasowy (uruchomiony w 2023 roku), a na Elektrociepłowni wysokosprawna kogeneracja z blokiem ORC, oddana do użytku w 2015 roku. Pozostałe kotły pełnią rolę wspomagającą i szczytową.

Tabela 2 Stan techniczny urządzeń w Kotłowni Rejonowej KR-1 oraz Elektrociepłowni

Urządzenie	Stan techniczny
Kocioł biomasowy nr 1	Wykonany w nowoczesnej technologii. Kocioł wyposażony jest w ekonomizer oraz układ oczyszczania spalin oparty na elektrofiltrze. Kocioł rozpoczął pracę w 2023 roku. Stan techniczny bardzo dobry. Urządzenie stale eksploatowane.
Kocioł cieczerowy WR5-022 nr 2	Wykonany w technologii tradycyjnej. Obecnie kocioł jest wyłączony z eksploatacji, jednak możliwe jest jego użytkowanie po przeprowadzeniu niezbędnych remontów. Stan techniczny dostateczny.
Kocioł cieczerowy WR5-022 nr 3	Wykonany w technologii tradycyjnej. Obecnie kocioł jest wyłączony z eksploatacji. Stan techniczny dostateczny.
Kocioł cieczerowy WR5-010 nr 4	Wykonany w technologii ekranów szczelnych, modernizacja kotła wykonana w roku 2003 przez firmę SEFAKO z Sędziszowa, stan techniczny dobry. W roku 2023 urządzenie eksploatowane przez 18 godzin.
Kocioł cieczerowy WR10-012 nr 5	Wykonany w technologii ekranów szczelnych. W roku 2023 przeprowadzono remont sklepienia zapłonowego. Stan techniczny dobry. Urządzenie stale eksploatowane.
Kocioł cieczerowy WR10-012 nr 6	Wykonany w technologii ekranów szczelnych. W roku 2023 przeprowadzono remont sklepienia zapłonowego. Stan techniczny dobry. Urządzenie stale eksploatowane.
Wysokosprawna kogeneracja z blokiem ORC Polytechnik VRF	Jest to układ elektrociepłowni zbudowanej w oparciu o palenisko opalane biomasą wraz z kotłem, w którym medium jest olej termiczny, przekazujący swoją energię blokowi ORC, w którego obiegu pracuje olej silikonowy o specjalnych parametrach. Stan techniczny bardzo dobry. Układ elektrociepłowni stale eksploatowany.

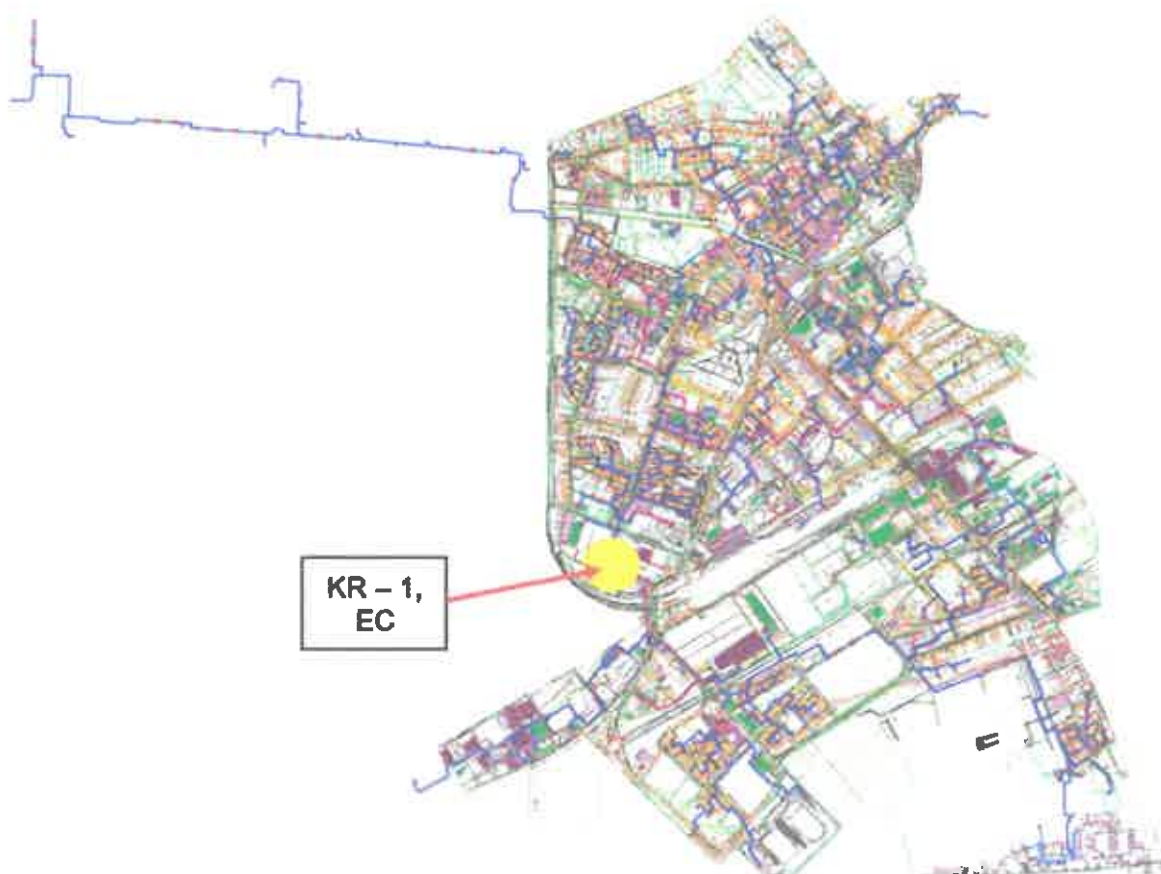
Źródło: MPEC Lębork

Kocioł biomasowy nr 1 rozpoczął pracę od lipca 2023, co pozwoliło na zmniejszenie opłat związanych z zakupem uprawnień do handlu emisjami CO₂.

3.2 Sieć Ciepłownicza

Główny system ciepłowniczy miasta Lębork, na dzień 31 marca 2024 roku, posiada sieć Ciepłowniczą o łącznej długości ok. 41 km, w tym 35 km stanowi sieć preizolowana (w tym ok. 0,5 km sieci preizolowanej w budynkach), 0,7 km sieć napowietrzna, oraz ok. 5,3 km sieć kanałowa. Infrastrukturę ciepłowniczą tworzy również 448 szt. węzłów indywidualnych oraz 14 szt. węzłów grupowych. Sieć ta zasilana jest z dwóch źródeł – Kotłowni Rejonowej KR-1 oraz Elektrociepłowni ORC.

Budynki niepodłączone do sieci ciepłowniczej zaopatrywane są w ciepło za pomocą indywidualnych kotłowni i systemów grzewczych. W celach grzewczych najczęściej wykorzystywane są paliwa stałe.



Rysunek 2 Schemat sieci ciepłowniczej wraz z zaznaczonymi źródłami ciepła

Szczegółowy opis stanu technicznego sieci ciepłowniczej wraz ze wskazaniem punktów krytycznych umieszczono w analizie hydraulicznej sieci ciepłowniczej.

Tabela 3 Zbiorcze zestawienie sieci ciepłowniczej

Zbiorcze zestawienie sieci wysokoparametrowych			
Średnica nominalna DN [mm]	Rodzaj trasy	Długość [m]	Pojemność [m³]
20	Preizolowana	53,2	0,04
	Kanałowa	0	0
	Napowietrzna	0	0
25	Preizolowana	1 524,2	1,94
	Kanałowa	0	0
	Napowietrzna	0	0
32	Preizolowana	3 947,8	8,578
	Kanałowa	0	0
	Napowietrzna	0	0
40	Preizolowana	4 018,5	11,716
	Kanałowa	0	0
	Napowietrzna	50,1	0,142
50	Preizolowana	5 028,8	23,444
	Kanałowa	0	0
	Napowietrzna	2,0	0,01
65	Preizolowana	4 602,1	35,714
	Kanałowa	24,0	0,182
	Napowietrzna	2,8	0,02
80	Preizolowana	3 231,2	34,538
	Napowietrzna	3,7	0,038
	Kanałowa	304,3	3,19
100	Preizolowana	3 674,3	66,2
	Napowietrzna	0	0
	Kanałowa	622,5	11,048
125	Preizolowana	1 790,9	49,384
	Napowietrzna	0	0
	Kanałowa	286,0	7,674
150	Preizolowana	2 303,3	92,97
	Napowietrzna	0	0
	Kanałowa	354,2	13,944
200	Preizolowana	1 439,7	99,828
	Napowietrzna	420,5	28,164
	Kanałowa	188,2	12,604
250	Preizolowana	1 868,6	203,018
	Napowietrzna	0	0
	Kanałowa	661,6	69,606
300	Preizolowana	846,5	130,02
	Napowietrzna	207,1	30,844
	Kanałowa	2 851,2	424,582
350	Preizolowana	286,3	53,346
	Napowietrzna	0	0
	Kanałowa	0	0
400	Preizolowana	368,2	89,632
	Napowietrzna	0	0
	Kanałowa	0	0
Razem		40 961,8 m	1 502,4 m³

3.3 Węzły Ciepłownicze – odbiorcy ciepła

Całkowita liczba węzłów ciepłych na dzień 31 marca 2024 roku wynosi 462 szt. Łączna moc zamówiona na koniec 31 marca 2024 r. wynosi 51,645 MW w tym:

- Moc zamówiona CO 36,2312 MW,
- Moc zamówiona CWU 13,1424 MW,
- Moc zamówiona CT 2,2717 MW.

Największym odbiorcą ciepła oraz ciepłej wody użytkowej jest Jednostka Wojskowa, zlokalizowana przy ulicy Obrońców Wybrzeża 1.

Tabela 4 Najwięksi odbiorcy mocy w systemie ciepłowniczym MPEC Lębork

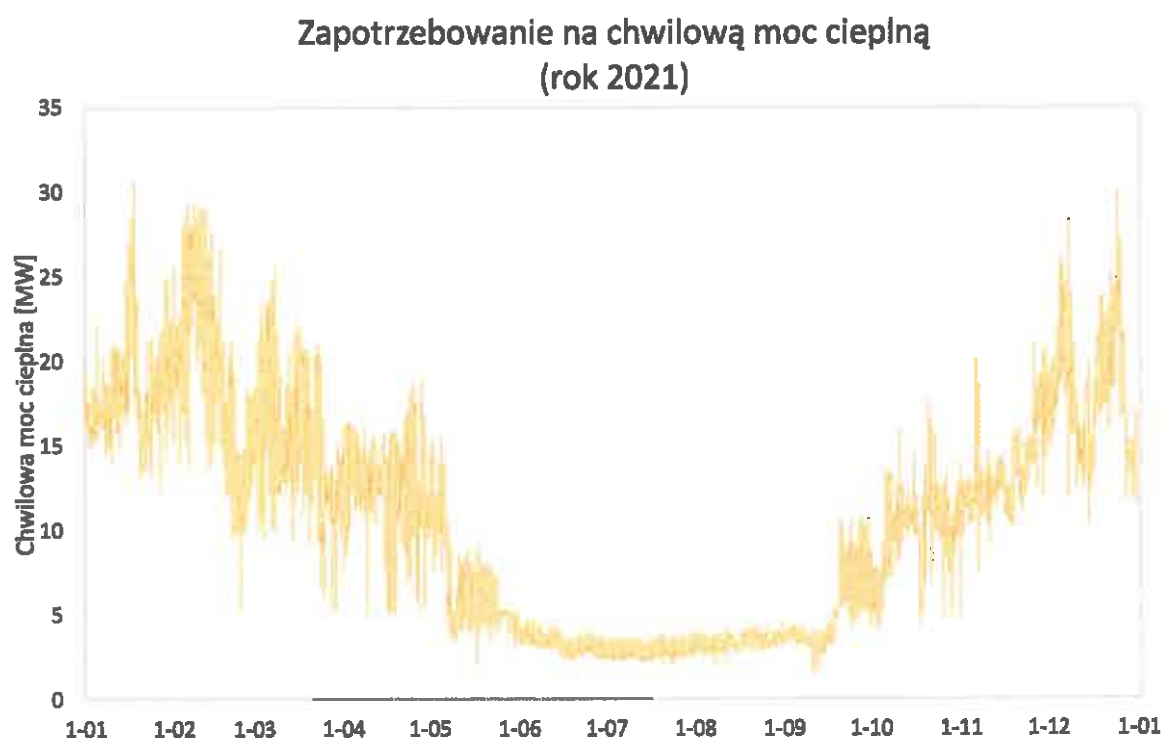
Lp.	ODBIORCY	MOC CO [MW]	MOC CW [MW]	MOC CT [MW]	MOC RAZEM [MW]
1	Jednostka Wojskowa, ul. Obrońców Wybrzeża 1	1,5	0,3	-	1,8
2	Samodzielny Publiczny Specjalistyczny Zakład Opieki Zdrowotnej, ul. Węgrzynowicza 13	0,7	0,2	-	0,9
3	Węzeł grupowy, ul. Jagiellońska 1	0,87312	-	-	0,87312
4	Zespół Szkół Mechaniczno – Informatycznych w Lęborku, ul. Marcinkowskiego 1	0,65	0,055	-	0,705
5	Węzeł grupowy, ul. Wyszyńskiego 3	0,63375	-	-	0,63375
6	Węzeł grupowy, ul. Czołgistów 21	0,25847	0,21338	-	0,47185
7	Nfm Production Sp. z o.o., ul. Słupska 1D	0,18	0,03	0,26	0,47
8	Meyn Polska, ul. Sportowa 24	0,086	0,03	0,334	0,45
9	I Liceum ogólnokształcące Im. Stefana Żeromskiego, ul. Dygasińskiego 14	0,442	-	-	0,442
10	Biok mieszkalny, ul. Czołgistów 26C	0,257	0,16452	-	0,4224
11	NFM Poland, ul. Słupska 1D	-	-	0,42	0,42
12	„Inkubator przedsiębiorczości”, ul. B. Krzywoustego 1	-	0,4	-	0,4
13	Budynek mieszkalny, ul. Batalionów Chłopskich 2	0,2	0,2	-	0,4
14	Hala sportowa, ul. P. Skargi 52	0,04	0,081	0,27	0,391
15	Szkoła Podstawowa nr 5 w Lęborku, ul. Kościuszki 14	0,3008	0,08	-	0,3808
Pozostali odbiorcy		30,11006	11,3885	0,9877	42,48508

Źródło: MPEC Lębork

4 Zapotrzebowanie na ciepło

W niniejszym rozdziale przedstawiony został profil zapotrzebowania na moc ciepłą u odbiorców zasilanych przez system ciepłowniczy MPEC Lębork.

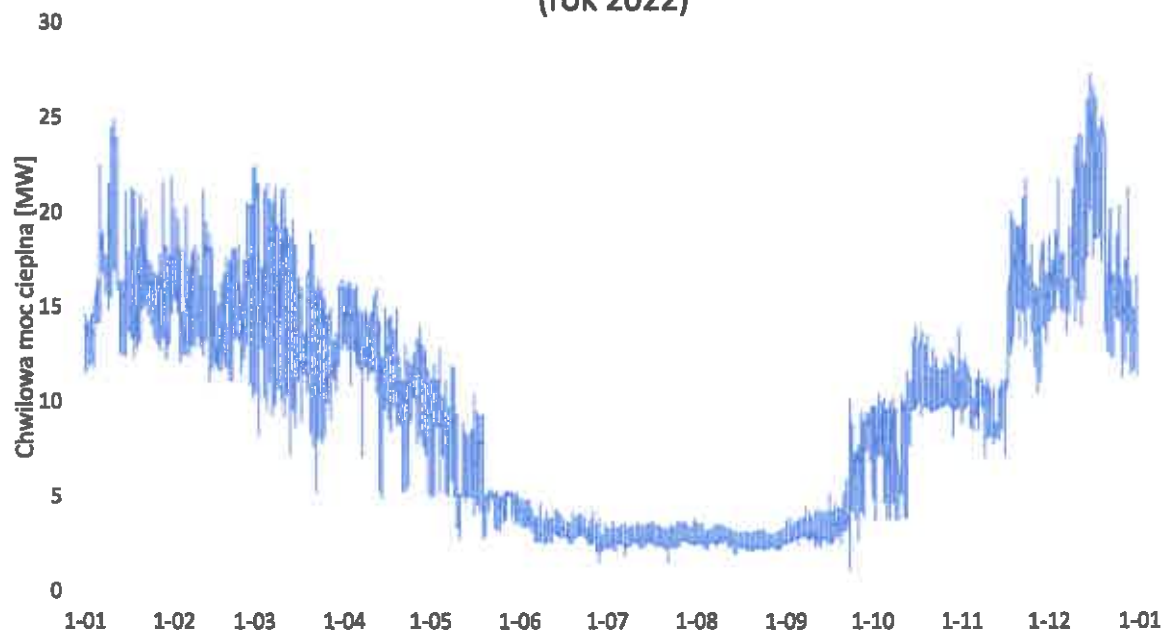
Na podstawie danych udostępnionych przez Klienta (zapisów ruchowych z rejestratorów ciepłowni) wyznaczono zapotrzebowanie na moc (wykres uporządkowany mocy chwilowej) dla lat 2021 – 2023.



Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych dobowych MPEC Lębork

Wykres 1 Zapotrzebowanie na chwilową moc ciepłą w roku 2021

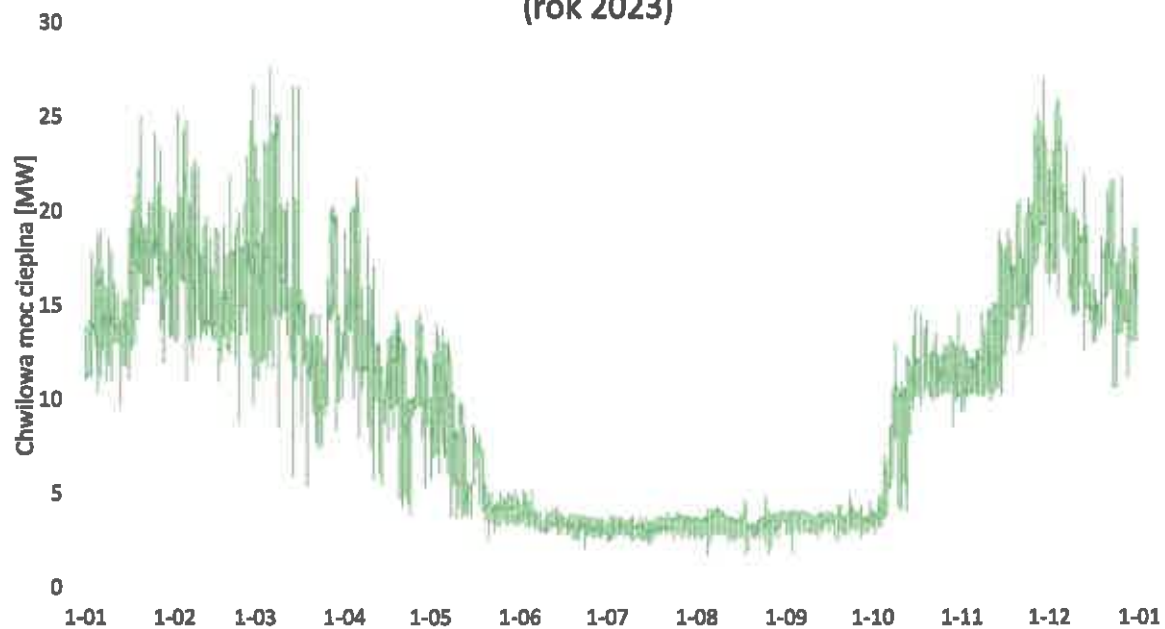
Zapotrzebowanie na chwilową moc ciepłą (rok 2022)



Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych dobowych MPEC Lębork

Wykres 2 Zapotrzebowanie na chwilową moc ciepłą w roku 2022

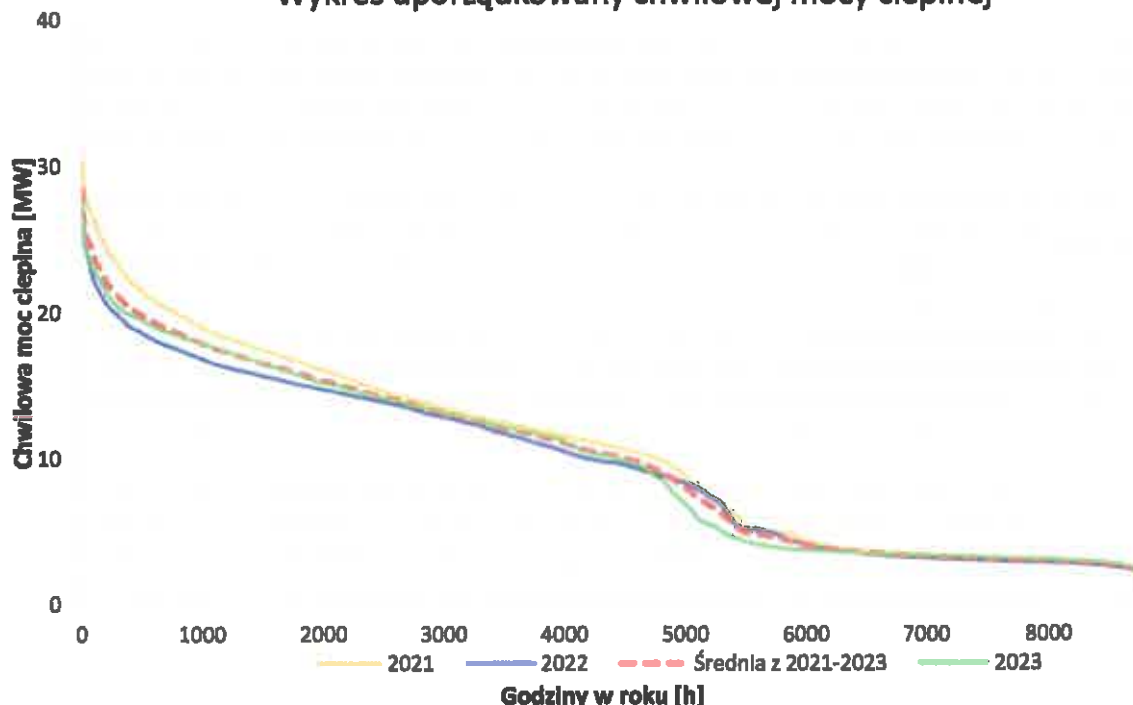
Zapotrzebowanie na chwilową moc ciepłą (rok 2023)



Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych dobowych MPEC Lębork

Wykres 3 Zapotrzebowanie na chwilową moc ciepłą w roku 2023

Wykres uporządkowany chwilowej mocy cieplnej



Źródło: Opracowanie Energo-skener na podstawie danych dobowych MPEC Lębork

Wykres 4 Wykres uporządkowany chwilowej mocy cieplnej

W roku 2021 maksymalne zapotrzebowanie na chwilową moc cieplną w systemie ciepłowniczym MPEC Lębork wynosiło 30,6 MWt. Zapotrzebowanie na chwilową moc cieplną w systemie powyżej 25 MW wystąpiło w ciągu 180 godzin.

Maksymalne zapotrzebowanie na chwilową moc cieplną w roku 2022 wynosiło 27,3 MWt. Zapotrzebowanie na chwilową moc cieplną w systemie powyżej 25 MW wystąpiło w ciągu 17 godzin w całym roku.

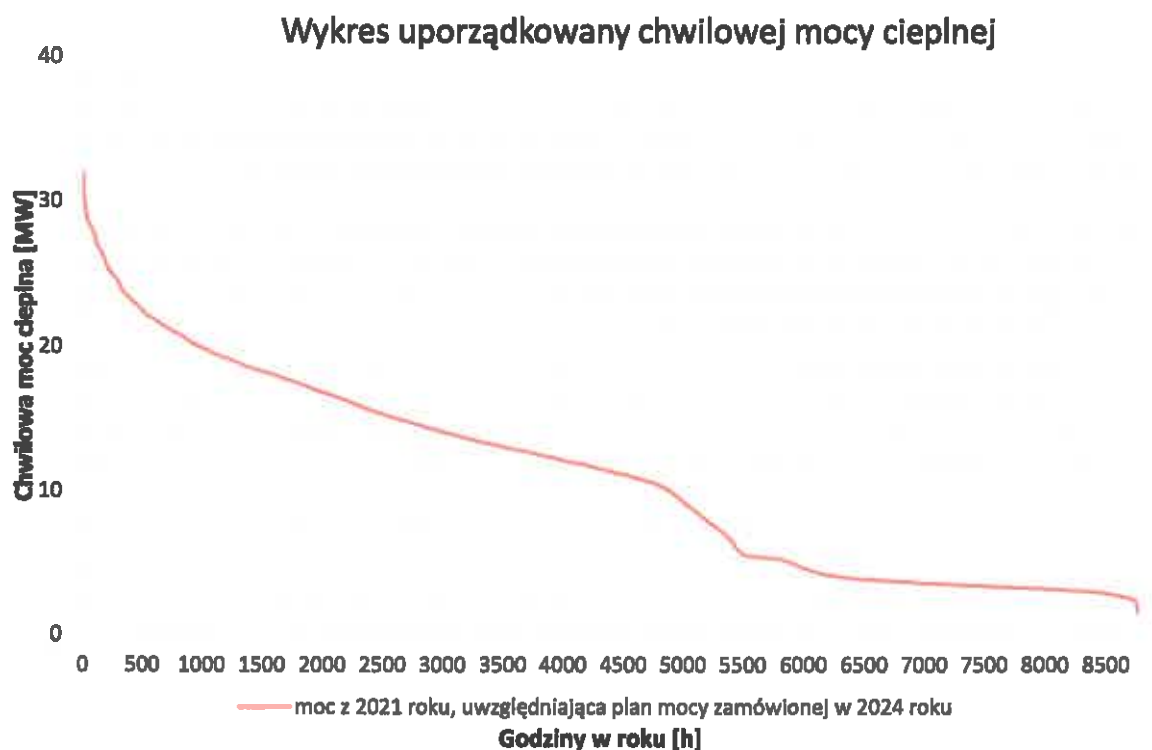
Maksymalne zapotrzebowanie na chwilową moc cieplną w roku 2023 wynosiło 27,6 MWt. Zapotrzebowanie na chwilową moc cieplną w systemie powyżej 25 MWt wystąpiło w ciągu 18 godzin w całym roku.

Na przedstawionym wykresie mocy chwilowych w latach 2021 – 2023 można zauważyć, że zapotrzebowanie w systemie ciepłowniczym w Lęborku nie przekracza dostępnej mocy źródeł ciepła (53,67MWt).

W 2021 roku wystąpiło największe chwilowe zapotrzebowanie na moc cieplną. W roku 2021 zamówiona moc cieplna wynosiła około 48,83 MW. Natomiast w 2023 roku zamówiona moc cieplna odbiorców ciepła (zgodnie z danymi od MPEC Lębork) wynosiła 51,1 MWt, co oznacza wzrost względem roku 2021 o ok. 4,4%.

W związku z powyższym w celu dokonania najbardziej optymalnego doboru mocy źródeł ciepła pod kątem spełnienia najważniejszych oczekiwań związanych z niniejszą Strategią Dekarbonizacji, zapotrzebowanie na moc ciepłą z roku 2021 zwiększono 4,4%.

Poniżej przedstawiono zoptymalizowany wykres uporządkowany chwilowej mocy cieplnej, który stanowić będzie podstawę dalszych analiz w niniejszej Strategii.



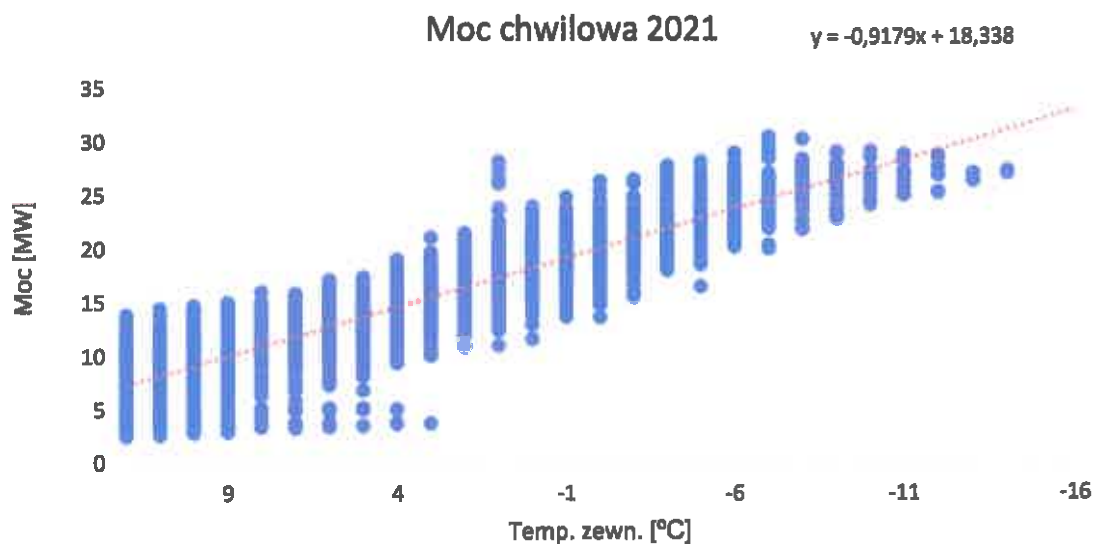
Wykres 5 Zoptymalizowany wykres uporządkowany chwilowej mocy cieplnej

W zoptymalizowanym modelu maksymalne zapotrzebowanie na chwilową moc cieplną w systemie ciepłowniczym wynosi 31,94 MWt, a ilość godzin powyżej 30 MWt zapotrzebowania występuje przez 12 godzin w całym roku.

Średniodobowe zapotrzebowanie w okresie letnim (od 1 czerwca do 31 sierpnia) w zoptymalizowanym modelu wynosi 4,1 MWt.

4.1 Moc chwilowa

Poniżej przedstawiono wykresy rzeczywistego zapotrzebowania na moc systemu ciepłowniczego MPEC Lębork dla lat 2021 – 2023. Ponadto wykonano aproksymację maksymalnej potrzebnej mocy dla temperatury obliczeniowej (-16°C).

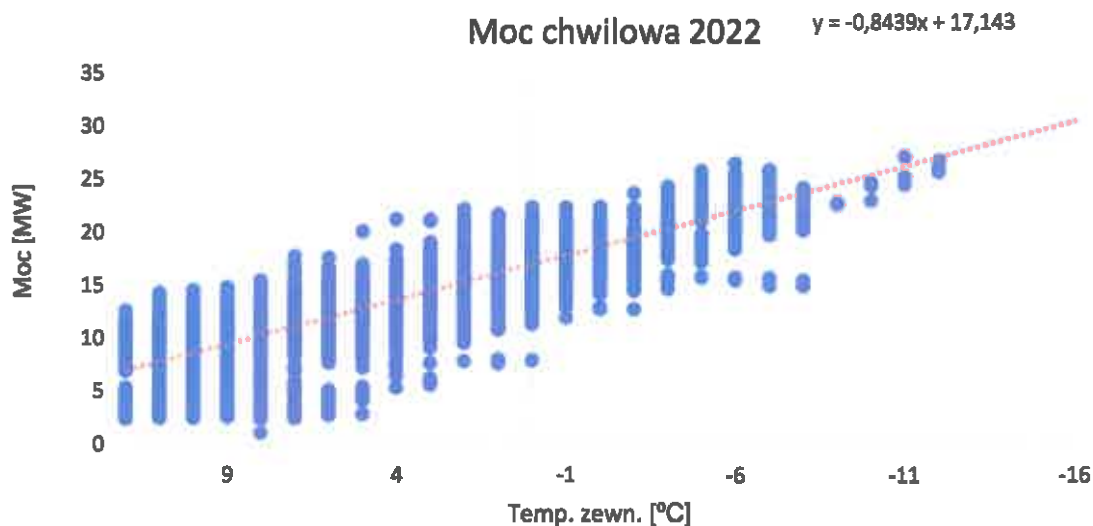


Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych dobowych MPEC Lębork

Wykres 6 Moc chwilowa w roku 2021

$$\text{Moc systemu} = -0,9179 \cdot T_{\text{zewn}} + 18,338 = -0,9179 \cdot (-16^{\circ}\text{C}) + 18,338 = 33,02 \text{ [MWt]}$$

Zgodnie z powyższym należy przyjąć, że obliczeniowe zapotrzebowanie na moc ciepłą systemu ciepłowniczego na podstawie historycznego zapotrzebowanie MPEC Lębork, przy temperaturze obliczeniowej $T_{\text{zew}} = -16^{\circ}\text{C}$, w roku 2021 wynosi maksymalnie 33,02 MWt.

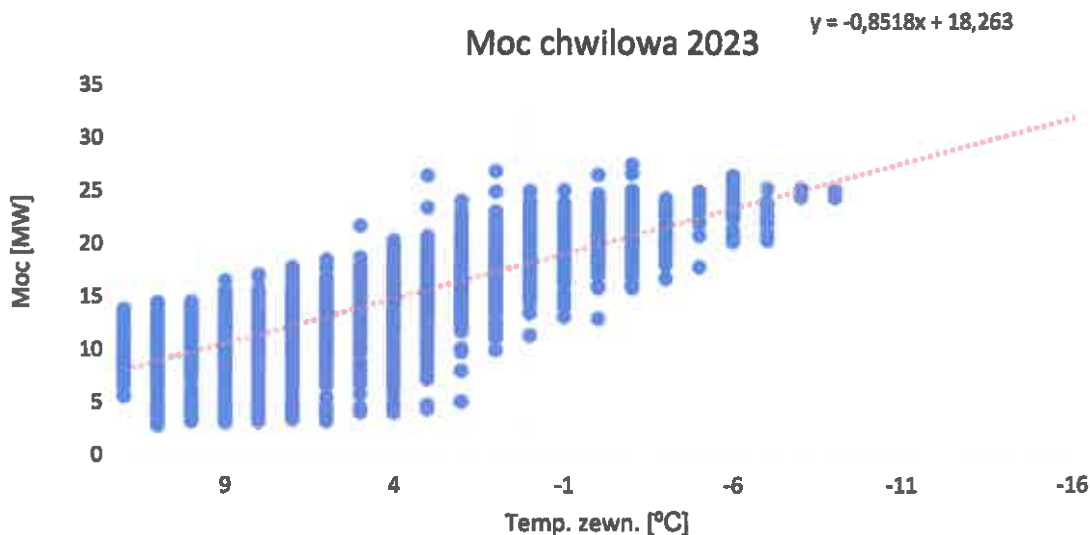


Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych dobowych MPEC Lębork

Wykres 7 Moc chwilowa w roku 2022

$$Moc\ systemu = -0,8439 \cdot T_{zewn} + 17,143 = -0,8439 \cdot (-16^{\circ}C) + 17,143 = 30,65 [MWt]$$

Zgodnie z powyższym należy przyjąć, że obliczeniowe zapotrzebowanie na moc ciepłą systemu ciepłowniczego na podstawie historycznego zapotrzebowania MPEC Lębork, przy temperaturze obliczeniowej $T_{zew} = -16^{\circ}C$, w roku 2022 wynosi maksymalnie 30,65 MWt.



Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych dobowych MPEC Lębork

Wykres 8 Moc chwilowa w roku 2023

$$Moc\ systemu = -0,8518 \cdot T_{zewn} + 18,263 = -0,8518 \cdot (-16^{\circ}C) + 18,263 = 31,9 [MWt]$$

Zgodnie z powyższym należy przyjąć, że obliczeniowe zapotrzebowanie na moc ciepłą systemu ciepłowniczego na podstawie historycznego zapotrzebowania MPEC Lębork, przy temperaturze obliczeniowej $T_{zew} = -16^{\circ}\text{C}$, w roku 2023 wynosi maksymalnie 31,9 MWt.

W porozumieniu z przedstawicielami Przedsiębiorstwa do dalszych analiz został przyjęty rok 2021 z uwzględnieniem aktualnej mocy zamówionej u odbiorców ciepła (zoptymalizowany model uwzględniający wzrost mocy zamówionej o 4,4%).

Zgodnie z powyższym oraz zoptymalizowanym wykresem uporządkowanym mocy chwilowej (Wykres 5) w dalszych analizach będzie wykorzystywany profil zapotrzebowania na moc ciepłą z roku 2021. W 2021 roku wystąpiło również największe chwilowe zapotrzebowanie na moc oraz zostało wytworzone najwięcej ciepła spośród ostatnich lat. Przyjęcie danych z roku 2021 do dalszych analiz, w tym profilu zapotrzebowania na ciepło, pozwoli w dalszych analizach na optymalny dobór urządzeń pozwalający na osiągnięcie przez MPEC Lębork statusu neutralności klimatycznej. W przypadku wystąpienia cieplejszych lat, status zarówno efektywnego systemu ciepłowniczego jak i statusu neutralności klimatycznej nie będzie zagrożony.

4.2 Rzeczywista krzywa grzewcza

Poniżej przedstawiono rzeczywistą krzywą grzewczą. Tabela regulacyjna pozwala na ustalenie temperatury wyjściowej czynnika na sieć ciepłowniczą ze źródła ciepła.

Tabela 5 Rzeczywista krzywa grzewcza z lat 2022 - 2023.

Temp. zew. [°C]	Temperatura wody sieciowej	
	Tz [°C]	Tp [°C]
-16	110	70
-15	110	69,8
-14	110	69,6
-13	109,9	68,3
-12	107,5	67,1
-11	105,1	65,8
-10	102,7	64,6
-9	100,3	63,3
-8	97,9	62
-7	95,4	60,7
-6	93	59,3
-5	90,5	58
-4	88	56,7
-3	85,5	55,3
-2	85	55,9
-1	85,2	54,5
0	79,9	53,1
1	77,4	51,7
2	74,8	50,2
3	72,1	48,7
4	72,5	50,2
5	70	48,7
6	70	48
7	70	48
8	70	48
9	70	48
10	70	48
11	70	48
12	70	48
13	70	48
14	70	48
15	70	48

Źródło: MPEC Lębork.

Powyższa krzywa grzewcza stanowi podstawę doboru parametrów pracy urządzeń/źródeł ciepła, przewidzianych w potencjalnych poszczególnych rozwiązaniach technologicznych.

4.3 Zużycie paliwa oraz produkcja ciepła

Poniższe tabele (Tabela 6 – 8) przedstawiają zużycie paliwa, produkcję ciepła oraz sprzedaż ciepła w poszczególnych miesiącach w latach 2021 – 2023.

Tabela 6 Zużycie paliwa, produkcja ciepła, sprzedaż ciepła w roku 2021

2021	Węgiel		Biomasa		Energia w paliwie	Z danych godzinowych		Sprzedaż ciepła	Sprawność przesyłu η	Straty Ciepła*
	Zużycie paliwa	Wartość Opałowa	Zużycie paliwa	Wartość Opałowa		Produkcja ciepła	Produkcja ciepła			
-	[t]	[GJ/t]	[t]	[GJ/t]	GJ	MWh	GJ	GJ	-	-
I	1741,1	23,12	2 268,99	9,8	62 502	13 662	49 183	39 683	80,68%	19,32%
II	1741,2	23,12	1 844,92	10,6	59 847	12 993	46 776	43 520	93,04%	6,96%
III	1386,3	23,12	2 557,10	8,2	52 944	11 285	40 627	38 608	95,03%	4,97%
IV	1115,9	23,12	1 760,03	8,6	40 904	8 788	31 638	27 643	87,37%	12,63%
V	287	23,12	1 965,56	10,4	27 074	4 894	17 620	15 856	89,99%	10,01%
VI	0	23,12	1 217,11	11,1	13 489	2 421	8 714	6 684	76,70%	23,30%
VII	0	23,12	1 029,03	11,7	12 064	2 239	8 062	4 739	58,78%	41,22%
VIII	339,8	23,12	304,25	10,9	11 183	2 501	9 004	4 790	53,20%	46,80%
IX	414,7	23,12	827,56	10,0	17 885	3 675	13 229	8 279	62,59%	37,41%
X	748,7	23,12	1 923,94	10,3	37 173	7 394	26 619	20 475	76,92%	23,08%
XI	1149,8	23,12	2 160,08	8,8	45 492	9 635	34 687	27 769	80,06%	19,94%
XII	2076,6	23,12	2 065,89	8,1	64 741	13 470	48 492	46 159	95,19%	4,81%
SUMA	11 001		19 924		445 299	92 958	334 650	284 205	84,93%	15,07%
ŚREDNIA		23,12		9,58						

*Straty ciepła uwzględniają również potrzeby własne MPEC Lębork

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych otrzymanych od MPEC Lębork

Łączne zużycie węgla w roku 2021 wyniosło **11 001 t**.

Średnia wartość opałowa węgla w roku 2021 wyniosła **23,12 GJ/t**.

Łączne zużycie biomasy w roku 2021 wyniosło **19 924 t**.

Średnia wartość opałowa biomasy w roku 2021 wyniosła **9,58 GJ/t**.

Energia w paliwie dla roku 2021 wyniosła **445 299 GJ**.

Roczna produkcja ciepła wyniosła **334 650 GJ**.

Średnia sprawność wytwarzania wyniosła **75,15%**.

Średnia roczna sprawność przesyłu ciepła na poziomie **84,93%**.

Tabela 7 Zużycie paliwa, produkcja ciepła, sprzedaż ciepła w roku 2022

2022	Węgiel		biomasa		Energia w paliwie	Z danych godzinowych		Sprzedaż ciepła	Sprawność przesyłu η	Straty Ciepła*
	Zużycie paliwa	Wartość Opałowa	Zużycie paliwa	Wartość Opałowa		Produkcja ciepła	Produkcja ciepła			
-	[t]	[GJ/t]	[t]	[GJ/t]	GJ	MWh	GJ	GJ	-	-
I	1750,8	22,27	2 472,37	8,4	59 699	12 187	43 872	38 015	86,65%	13,35%
II	1416,4	22,27	2 124,88	8,2	49 042	10 150	36 541	34 076	93,25%	6,75%
III	1398,2	22,27	2 147,90	9,3	51 137	10 481	37 732	37 262	98,75%	1,25%
IV	980,4	22,27	1 957,71	9,6	40 633	8 389	30 199	27 521	91,13%	8,87%
V	194,1	22,27	1 718,29	11,7	24 461	4 604	16 576	14 790	89,23%	10,77%
VI	0	22,27	1 208,73	11,0	13 320	2 418	8 706	6 793	78,03%	21,97%
VII	0	22,27	1 051,34	11,6	12 185	2 237	8 053	4 711	58,50%	41,50%
VIII	0	22,27	1 030,03	11,5	11 845	2 124	7 646	5 134	67,15%	32,85%
IX	532,8	22,27	315,75	11,5	15 487	3 108	11 189	7 349	65,68%	34,32%
X	735,1	22,27	1 380,89	10,1	30 290	7 111	25 601	17 761	69,38%	30,62%
XI	1153,9	22,27	2 007,61	9,8	45 292	8 984	32 344	28 881	89,29%	10,71%
XII	1887,2	22,27	2 295,34	8,9	62 525	12 902	46 448	42 149	90,74%	9,26%
SUMA	10 049		19 711		415 917	84 697	304 908	264 443	86,73%	13,27%
ŚREDNIA		22,27		9,75						

*Straty ciepła uwzględniają również potrzeby własne MPEC Lębork

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych otrzymanych od MPEC Lębork

Łączne zużycie węgla w roku 2022 wyniosło **10 049 t**.

Średnia wartość opałowa węgla w roku 2022 wyniosła **22,27 GJ/t**.

Łączne zużycie biomasy w roku 2022 wyniosło **19 711 t**.

Średnia wartość opałowa biomasy w roku 2022 wyniosła **9,75 GJ/t**.

Energia w paliwie dla roku 2022 wyniosła **415 917 GJ**.

Roczna produkcja ciepła wyniosła **304 908 GJ**.

Średnia sprawność wytwarzania wyniosła **73,31%**.

Średnia roczna sprawność przesyłu ciepła na poziomie **86,73 %**.

Tabela 8 Zużycie paliwa, produkcja ciepła, sprzedaż ciepła w roku 2023

	Węgiel		biomasa			Z danych godzinowych				
2023	Zużycie paliwa	Wartość Opałowa	Zużycie paliwa	Wartość Opałowa	Energia w paliwie	Produkcja ciepła	Produkcja ciepła	Sprzedaż ciepła	Sprawność przesyłu	Straty Ciepła*
-	[t]	[GJ/t]	[t]	[GJ/t]	GJ	MWh	GJ	GJ	-	-
I	1 425	22,56	2 608,45	8,8	54 969	11 704	42 133	34 671	82,29%	17,71%
II	1 400	22,53	2 653,59	7,9	52 534	11 215	40 376	34 878	86,38%	13,62%
III	1 009	21,73	3 323,76	8,6	50 375	11 028	39 701	37 998	95,71%	4,29%
IV	276	21,73	3 394,25	9,1	36 788	7 917	28 503	23 388	82,06%	17,94%
V	26	21,73	2 271,18	9,4	21 923	4 403	15 851	14 965	94,41%	5,59%
VI	0	21,73	1 043,96	12,2	12 715	2 475	8 909	5 859	65,77%	34,23%
VII	0	21,73	1 216,00	12,0	14 543	2 356	8 483	4 820	56,83%	43,17%
VIII	49	21,73	955,93	10,6	11 199	2 398	8 632	5 619	65,09%	34,91%
IX	17	21,73	1 121,13	10,4	12 054	2 480	8 929	5 218	58,44%	41,56%
X	252	21,73	2 663	10,4	33 177	6 842	24 633	16 694	67,77%	32,23%
XI	686	21,74	3 839,64	9,3	50 686	10 823	38 962	32 935	84,53%	15,47%
XII	1 141	21,68	4 086,37	7,9	57 109	12 674	45 626	39 189	85,89%	14,11%
SUMA	6 281		29 177		408 071	86 316	310 738	256 235	82,46%	17,54%
ŚREDNIA		22,09		9,29						

*Straty ciepła uwzględniają również potrzeby własne MPEC Lębork

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych otrzymanych od MPEC Lębork

Łączne zużycie węgla w roku 2023 wyniosło 6 281 t.

Średnia wartość opałowa węgla w roku 2023 wyniosła 22,09 GJ/t.

Łączne zużycie biomasy w roku 2023 wyniosło 29 177 t.

Średnia wartość opałowa biomasy w roku 2023 wyniosła 9,29 GJ/t.

Energia w paliwie dla roku 2023 wyniosła 408 071 GJ.

Roczna produkcja ciepła wyniosła 310 737,8 GJ.

Średnia sprawność wytwarzania wyniosła 76,15%.

Średnia roczna sprawność przesyłu ciepła na poziomie 82,46%.

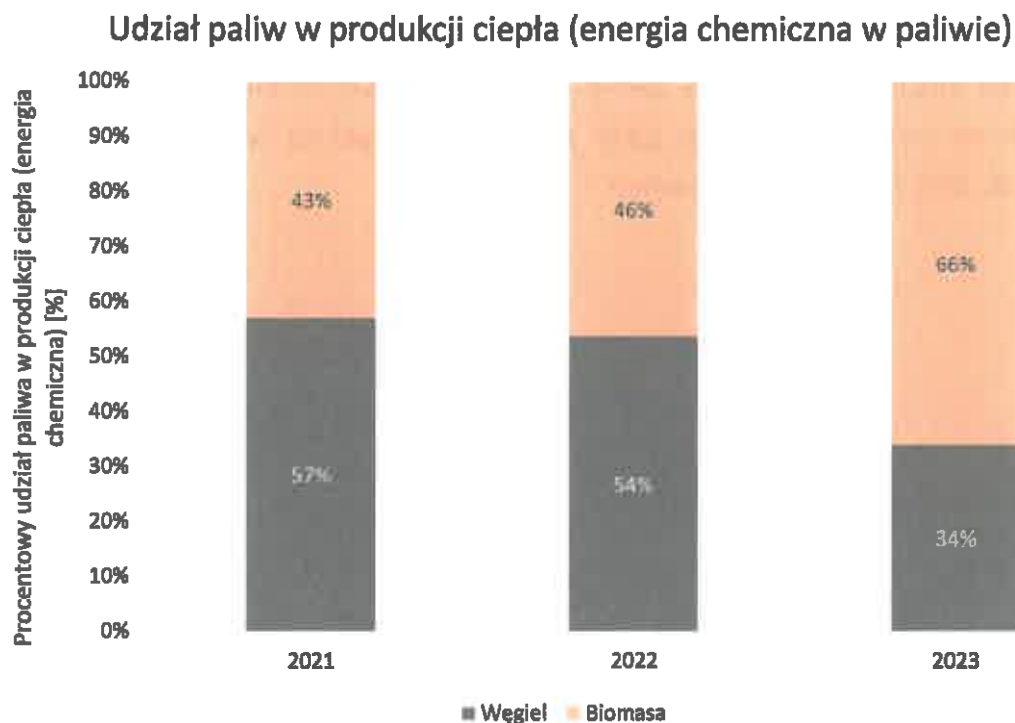
Na poniższym wykresie przedstawiono zestawienie produkcji ciepła w poszczególnych miesiącach w latach 2021 – 2023.



Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych dobowych MPEC Lębork

Wykres 9 Produkcja ciepła w latach 2021 – 2023

Poniższy wykres przedstawia udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła (energia chemiczna w paliwie).



Wykres 10 Udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła

Zwiększanie procentowego udziału biomasy w produkcji ciepła pozwala Przedsiębiorstwu zwiększyć udział źródeł OZE w całkowitej produkcji ciepła.

Sprawność poszczególnych urządzeń przyjęta została na podstawie dostarczonych raportów oraz „sprawozdań dla miejsca korzystania ze środowiska: kotłownia rejonowa KR-1” do Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami z 2019 roku oraz informacji uzyskanych od przedsiębiorstwa. Przyjmuje się spadek sprawności poszczególnych urządzeń na poziomie 0,5% rocznie, co przedstawiono w poniższej tabeli (nie uwzględniano urządzeń wyłączonych z eksploatacji).

Tabela 9 Sprawności poszczególnych urządzeń eksploatowanych w MPEC Lębork (Kotłownia KR-1 oraz EC)

Urządzenie wytwórcze	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Kocioł biomasowy nr 1	-	-	-	-	86,78%	86,28%
WR-5 nr 4	85,02%	84,52%	84,02%	83,52%	83,02%	82,52%
WR-10 nr 5	83,91%	83,41%	82,91%	82,41%	81,91%	81,41%
WR-10 nr 6	79,43%	78,93%	78,43%	77,93%	77,43%	76,93%
Polytechnik ORC*	86,77%	86,27%	85,77%	85,27%	84,77%	84,27%

**Sprawność dotyczy łącznego wytwarzania ciepła oraz energii elektrycznej*

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych otrzymanych od MPEC Lębork oraz sprawozdania dla miejsca korzystania ze środowiska: kotłownia rejonowa KR-1, stanowiącego część raportu KOBIZE

Do dalszych analiz przyjmuje się zatem sprawności wytwarzania ciepła w kotłach węglowych na poziomie ok. 80% (przy zastosowaniu paliwa węglowego) oraz na poziomie ok. 86% w kotłach biomasowych.

4.4 Analiza kosztów zakupu paliw

Do analizy przyjęto dane odnośnie kosztów zakupu paliw, udostępnione przez Przedsiębiorstwo oraz wartości opisane w założeniach ekonomicznych, w rozdziale 9.3 (cena węgla na poziomie 450 zł/Mg oraz cena biomasy (zrębki leśnej) na poziomie 400 zł/Mg).

Tabela 10 Analiza kosztów zakupu paliw za rok 2021

Koszt zakupu paliw							
2021	Urządzenie						
Paliwo	Węgiel kamienny				Biomasa		
Miesiąc	WR-5 nr 4	WR-10 nr 5	WR-10 nr 6	Razem	Koszt zakupu paliwa	Polytechnik ORC	Koszt zakupu paliwa
-	[t]	[t]	[t]	[t]	[zł]	[t]	[zł]
I	98,3	788,3	854,5	1 741,1	783 495 zł	2 268,99	907 596 zł
II	428,5	685,7	627,0	1 741,2	783 540 zł	1 844,92	737 968 zł
III	574,6	786,7	25,0	1 386,3	623 835 zł	2 557,1	1 022 840 zł
IV	164,2	951,7	0	1 115,9	502 155 zł	1 760,03	704 012 zł
V	45,7	241,3	0	287,0	129 150 zł	1 965,56	786 224 zł
VI	0	0	0	0	0 zł	1 217,11	486 844 zł
Razem I półrocze	1 311,3	3 453,7	1 506,5	6 271,5	2 822 175 zł	11 613,71	4 645 484 zł
VII	0	0	0	0	0 zł	1 029,03	411 612 zł
VIII	339,8	0	0	339,8	152 910 zł	304,25	121 700 zł
IX	214,0	200,7	0	414,7	186 615 zł	827,56	331 024 zł
X	30,7	718,0	0	748,7	336 915 zł	1 923,94	769 576 zł
XI	0	1 056,1	93,7	1 149,8	517 410 zł	2 160,08	864 032 zł
XII	158,2	903,4	1 015,0	2 076,6	934 470 zł	2 065,89	826 356 zł
Razem II półrocze	742,7	2 878,2	1 108,7	4 729,6	2 128 320 zł	8 310,75	3 324 300 zł
SUMA	2 054,0	6 331,9	2 615,2	11 001,1	4 950 495 zł	19 924,46	7 969 784 zł
Całkowity koszt zakupu paliw w 2021 roku					12 920 279 zł		

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych otrzymanych od MPEC Lębork

Tabela 11 Analiza kosztów zakupu paliw za rok 2022

Koszt zakupu paliw							
2022	Urządzenie						
Paliwo	Węgiel kamienny				Biomasa		
Miesiąc	WR-5 nr 4	WR-10 nr 5	WR-10 nr 6	Razem	Koszt zakupu paliwa	Polytechnik ORC	Koszt zakupu paliwa
-	[t]	[t]	[t]	[t]	[zł]	[t]	[zł]
I	0	855,9	894,9	1 750,8	787 860 zł	2 472,37	1 112 566,5 zł
II	0	689,5	726,9	1 416,4	637 380 zł	2 124,88	956 196 zł
III	166,0	299,2	933,0	1 398,2	629 190 zł	2 147,90	966 555 zł
IV	0	0	980,4	980,4	441 180 zł	1 957,71	880 969,5 zł
V	0	0	194,1	194,1	87 345 zł	1 718,29	773 230,5 zł
VI	0	0	0	0	0 zł	1 208,73	543 928,5 zł
Razem I półrocze	166,0	1 844,6	3 729,6	5 739,9	2 582 955 zł	11 629,88	5 523 446 zł
VII	0	0	0	0	0 zł	1 051,34	473 103 zł
VIII	0	0	0	0	0 zł	1 030,03	463 513,5 zł
IX	0	0	532,8	532,8	239 760 zł	315,75	142 087,5 zł
X	0	282,2	452,9	735,1	330 795 zł	1 380,89	621 400,5 zł
XI	0	748,6	405,3	1 153,9	519 255 zł	2 007,61	903 424,5 zł

XII	0	945,0	942,2	1 887,2	849 240 zł	2 295,34	1 032 903 zł
Razem II półrocze	0	1 975,8	2 333,2	4 309	1 939 050 zł	8 080,96	3 636 432 zł
SUMA	166,0	3 820,4	6 062,8	10 049,2	4 522 140 zł	19 710,84	8 869 878 zł
Całkowity koszt zakupu paliw w 2022 roku					13 392 018 zł		

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych otrzymanych od MPEC Lębork

Tabela 12 Analiza kosztów zakupu paliw za rok 2023

Koszt zakupu paliw									
2023	Urządzenie								
Paliwo	Węgiel kamienny				Biomasa				
Miesiąc	WR-5 nr 4	WR-10 nr 5	WR-10 nr 6	Razem	Koszt zakupu paliwa	Kocioł biomasowy nr 1	Polytechnik ORC	Razem	Koszt zakupu paliwa
-	[t]	[t]	[t]	[t]	[zł]	[t]	[t]	[t]	[zł]
I	0	823	601,6	1 424,6	641 070 zł	262,00	2 346,45	2 608,45	1 043 380 zł
II	0	851,8	548,5	1 400,3	630 135 zł	421,23	2 232,36	2 653,59	1 061 436 zł
III	0	628,7	380,2	1 008,9	454 005 zł	838,24	2 485,52	3 323,76	1 329 504 zł
IV	0	276,2	0	276,2	124 290 zł	1 135,84	2 258,41	3 394,25	1 357 700 zł
V	0	26,4	0	26,4	11 880 zł	261,56	2 009,62	2 271,18	908 472 zł
VI	0	0	0	0	0 zł	0	1 043,96	1 043,96	417 584 zł
Razem I półrocze	0	2 606,1	1 530,3	4 136,4	1 861 380 zł	2 918,87	12 376,63	15 295,19	6 118 076 zł
VII	0	0	0	0	0 zł	0	1 216,00	1 216,00	486 400 zł
VIII	0	48,6	0	48,6	21 870 zł	312,83	643,10	955,93	382 372 zł
IX	0	16,6	0	16,6	7 470 zł	620,69	500,44	1 121,13	448 452 zł
X	0	0	252,2	252,2	113 490 zł	738,98	1 924,14	2 663,12	1 065 248 zł
XI	0	86,6	598,9	685,5	308 475 zł	1 568,73	2 270,91	3 839,64	1 535 856 zł
XII	0	309,3	831,9	1 141,2	513 540 zł	1 525,91	2 560,46	4 086,37	1 634 548 zł
Razem II półrocze	0	461,1	1683	2 144,1	964 845 zł	4 767,14	9 115,05	13 882,19	5 552 876 zł
SUMA	0	3 067,2	3 213,3	6 280,5	2 826 225 zł	7 686,01	21 491,37	29 177,38	11 670 952 zł
Całkowity koszt zakupu paliw w 2023 roku					14 497 177 zł				

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych otrzymanych od MPEC Lębork

Na przestrzeni ostatnich lat można zaobserwować znaczący spadek w użyciu węgla do produkcji ciepła, przy jednoczesnym wzroście zużycia biomasy. W 2023 roku produkcja ciepła z biomasy osiągnęła poziom 66% (wartość uwzględniająca jedynie energię chemiczną zawartą w paliwie – nie jest równoznaczne z procentowym udziałem OZE w produkcji ciepła, które wynosi 64%), co oznacza, że biomasa stała się głównym paliwem wykorzystywanym przez MPEC Lębork do produkcji ciepła. Zmianę w użyciu paliw przedstawiono w poniższej tabeli.

Wartości przyjęto na podstawie danych udostępnionych przez Przedsiębiorstwo, obejmującej ceny zakupu paliw – węgla oraz biomasy – przez MPEC Lębork, opisanych w rozdziale nr 9.3.

Tabela 13 Zmiana w użyciu poszczególnych paliw w latach 2021 – 2023 (energia chemiczna w paliwie)

Rok	Zużycie węgla	Energia w węglu	Zużycie biomasy	Energia w biomasie	Procentowy udział biomasy
-	[t]	[GJ]	[t]	[GJ]	[%]
2021	10 001	254 378	19 924	190 920	43%
2022	10 049	223 789	19 711	192 128	46%
2023	6 281	138 731	29 177	289 341	66%

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych otrzymanych od MPEC Lębork

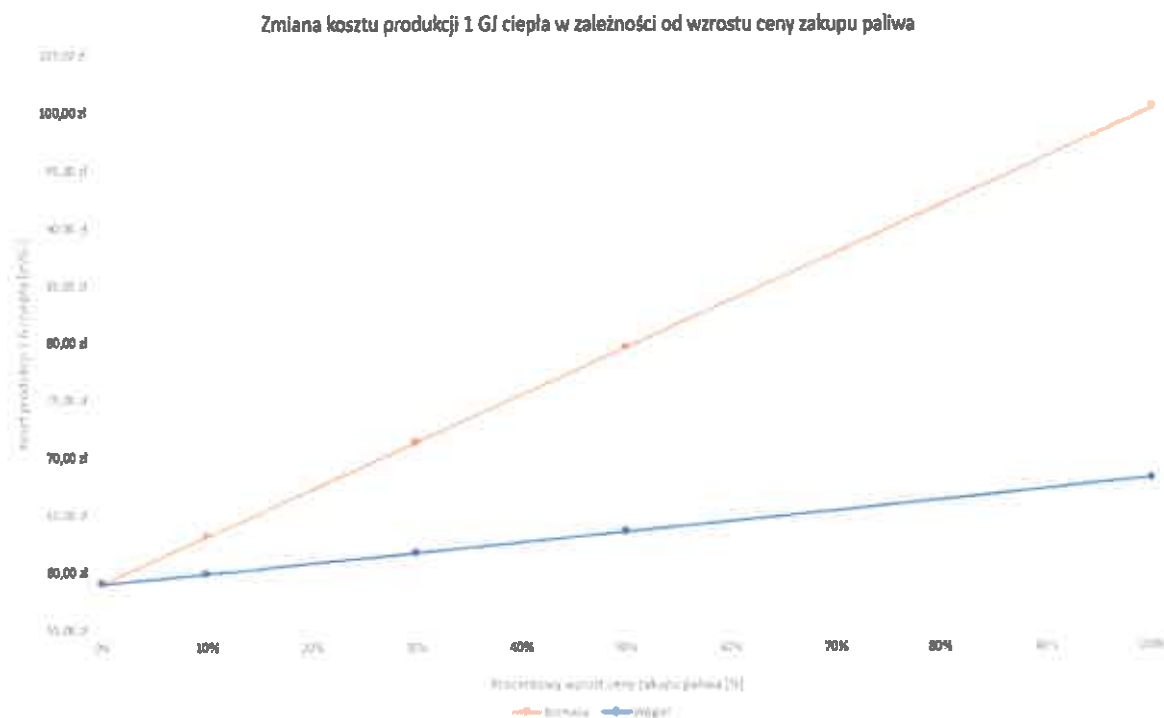
Przy pomocy analizy wrażliwości możliwe jest oszacowanie wpływu zmian cen paliw na koszt produkcji 1 GJ ciepła. Do przeprowadzenia analizy przyjęto rok 2023.

Tabela 14 Analiza wrażliwości na zmiany cen paliw wykorzystywanych w 2023 roku

Cena węgla	Procentowy wzrost ceny węgla	Koszt produkcji 1 GJ	Procentowy wzrost kosztów produkcji 1 GJ	Cena biomasy	Procentowy wzrost ceny biomasy	Koszt produkcji 1 GJ	Procentowy wzrost kosztów produkcji 1 GJ
[zł/t]	[%]	[zł/GJ]	[%]	[zł/t]	[%]	[zł/GJ]	[%]
450	0%	59,02	-	400	0%	59,02	-
495	10%	59,93	1,54%	440	10%	63,16	7%
585	30%	61,75	4,62%	520	30%	71,4	21%
675	50%	63,57	7,71%	600	50%	79,65	35%
900	100%	68,13	15,43%	800	100%	100,28	70%

Źródło: Opracowanie Energo-skaner

W celu lepszego zobrazowania, powyższe wyniki przedstawiono również na poniższym wykresie.



Wykres 11 Zmiana kosztu produkcji 1 GJ ciepła w zależności od wzrostu ceny zakupu paliwa

Przeprowadzona analiza wskazuje na znacząco większą wrażliwość kosztów produkcji w zależności od ceny zakupu biomasy. Wzrost cen biomasy o 100% skutkować będzie wzrostem kosztów produkcji 1 GJ o 70%, dla porównania wzrost ceny węgla o 100% skutkować będzie wzrostem kosztów produkcji 1 GJ o ok. 15,5%.

Wartości obliczono na podstawie danych udostępnionych przez Przedsiębiorstwo, obejmującej ceny zakupu paliw – węgla oraz biomasy – przez MPEC Lębork, opisanych w rozdziale nr 9.3.

4.5 Wielkość emisji zanieczyszczeń

Poniższe tabele przedstawiają wielkość emisji zanieczyszczeń w poszczególnych urządzeniach Kotłowni oraz Elektrociepłowni ORC. Pomiar emisji spalin są przeprowadzane w terminach zgodnych z wymaganiami prawnymi.

Tabela 15 Wielkość emisji zanieczyszczeń (w kg/rok) – 2021 r

2021	KR - 1							RAZEM KR – 1
	K1	K2	K3	K4	K5	K6	EC-Biomasa	
Benzo(a)piren (11)	0	0	0	3,2884	2,53276	1,04608	0	6,86524
Dwutlenek siarki (22)	0	0	0	21 427,90	33 029,60	16 426,8	0	70 884,30
Dwutlenek węgla (23)	0	0	0	4 164 310	12 837 400	5 302 100	34 812 003	57 115 813
Pył (50)	0	0	0	2 025,86	4 204,23	3 481,92	4 346,82	14 058,83
Sadza (49)	0	0	0	77,89	120,05	49,58	0	247,52
Tlenki azotu (56)	0	0	0	9 397,96	20 467,28	14 489,28	17 501,67	61 858,19
Tlenek węgla (55)	0	0	0	1 198,86	10 623,85	4 352,40	1 944,63	18 119,74

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych otrzymanych od MPEC Lębork

Tabela 16 Wielkość emisji zanieczyszczeń (w kg/rok) – 2022 r

2022	KR - 1							RAZEM KR – 1
	K1	K2	K3	K4	K5	K6	EC-Biomasa	
Benzo(a)piren (11)	0	0	0	0,2656	1,52816	2,425	0	4,21876
Dwutlenek siarki (22)	0	0	0	1 255,14	31 788,82	49 420,33	0	82 464,29
Dwutlenek węgla (23)	0	0	0	342 945	7 892 545	12 524 480	34 438 780	55 198 750
Pył (50)	0	0	0	181,26	3 219,55	6 945,83	3 457,8	13 804,44
Sadza (49)	0	0	0	6,547	75,338	119,55	0	201,435
Tlenki azotu (56)	0	0	0	605,34	11 387,04	25 284,82	17 166,96	54 444,16
Tlenek węgla (55)	0	0	0	124,83	5 930,75	12 042,77	5 573,16	23 671,51

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych otrzymanych od MPEC Lębork

Tabela 17 Wielkość emisji zanieczyszczeń (w kg/rok) – 2023 r

2023	KR - 1							RAZEM KR – 1
	K1 (Bio)	K2	K3	K4	K5	K6	EC-Biomasa	
Benzo(a)piren (11)	0	0	0	0	1,22624	1,28596	0	2,51238
Dwutlenek siarki (22)	279,13	0	0	105,12	24 385,8	27 132,95	0	51 903,00
Dwutlenek węgla (23)	13 429 000	0	0	0	6 475 670	6 791 050	37 549 720	64 245 440
Pył (50)	161,45	0	0	13,32	2 379,92	2 247,7	1 693,44	6 495,83
Sadza (49)	0	0	0	0	59,779	62,69	0	122,469
Tlenki azotu (56)	10 120,1	0	0	53,28	10 726,4	11 527,49	20 563,2	52 991,47
Tlenek węgla (55)	2 198,17	0	0	128,7	12 854,92	6 743,1	1 048,32	22 973,21

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych otrzymanych od MPEC Lębork

Standardy emisyjne są następujące:

Tabela 18 Standardy emisyjne

Standardy emisyjne dla źródeł węglowych (dla 6% tlenu w spalinach)							
[mg/m ³]							
Moc nominalna źródła ciepła [MW]	Dwutlenek siarki			Tlenki azotu	Pył		
	Źródła oddane do użytku przed 29.III.1990						
	do 31.01.2024	01.01.2025 do 31.12.2029	od 01.01.2030		do 31.12.2024	01.01.2025 do 31.12.2029	od 01.01.2030
≤5	1500	1500	1100	400	200 dla źródeł < 5 MW 100 dla źródeł = 5 MW	200 dla źródeł < 5 MW 100 dla źródeł = 5 MW	50
>5 ≤20	1500	1100	1100	400	100	50	50
>20 <50	1500	400	400	400	100	30	30

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie ROZPORZĄDZENIE MINISTRA KLIMATU z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. 2020 poz. 1860).

Według rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 24.09.2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów od roku 2025 dopuszczalne wskaźniki zanieczyszczeń będą wynosiły:

- Pył – 30 [mg/m³],
- SO₂ – 400 [mg/m³],
- Tlenki azotu – 400 [mg/m³]

Natomiast dla kotłów o mocach nominalnych >5 i ≤20 MW od roku 2025 dopuszczalne wskaźniki zanieczyszczeń wprowadzonych do powietrza będą wynosiły:

- Pył – 50 [mg/m³],
- SO₂ – 1100 [mg/m³],
- Tlenki azotu – 400 [mg/m³]

Powyższe dopuszczalne wielkości emisji zanieczyszczeń będą obowiązywały od 01.01.2025, a w przypadku uzyskania derogacji od 01.01.2030 roku.

Dla MPEC Lębork standardy emisyjne przedstawiają się następująco:

Tabela 19 Standardy emisyjne dla MPEC Lębork

MPEC Lębork	Standardy emisyjne dla źródeł węglowych zainstalowanych w MPEC Lębork (dla 6% tlenu w spalinach)						
	(mg/m ³)						
	Dwutlenek siarki			Tlenki azotu	Pył		
	Źródła oddane do użytku przed 29.III.1990						
	do 31.01.2024	01.01.2025 do 31.12.2029	od 01.01.2030		do 31.12.2024	01.01.2025 do 31.12.2029	od 01.01.2030
	1500	1100	1100	400	100	50	50

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie ROZPORZĄDZENIE MINISTRA KLIMATU z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. 2020 poz. 1860).

- Dwutlenek siarki – 1100 [mg/m³],
- Tlenki azotu – 400 [mg/m³],
- Pył – 50 [mg/m³]

Omówienie systemu ciepłowniczego MPEC Lębork pod względem statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego przedstawiono w kolejnym rozdziale.

5 Efektywny system ciepłowniczy¹

W projekcie Fit For 55 zawarte są warunki, które polskie systemy ciepłownicze będą musiały spełniać, aby uzyskać status efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Obecnie warunek konieczny do uzyskania statusu energetycznie efektywnego systemu dla najkorzystniejszej opcji tj. warunku mieszanego (kogeneracja + OZE) nie wskazuje, ile procent OZE musi być wytworzone by wypełnić warunek efektywnego energetycznie systemu Ciepłowniczego. Jednak od 01 stycznia 2028 roku warunek mieszany to 50% ciepła wytworzone w kogeneracji oraz min. 5% ciepła wytworzonego w systemie ciepłowniczym pochodzi ze źródeł OZE lub 50% całkowitego wolumenu ciepła wytworzonego pochodzi z energii odnawialnej.

Poniższa tabela przedstawia warunki jakie, musi spełniać system, aby był klasyfikowany jako system efektywny energetycznie (wg założeń do Fit for 55).

Tabela 20 Warunki dla efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego

Warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego				
Aktualnie	Energia odnawialna	Ciepło odpadowe	Wysokosprawna kogeneracja	OZE/ciepło odpadowe + w. kogeneracja
	50% lub	50% lub	75% lub	50%
Propozycja wg Fit for 55				
Od 01.01.2028	50% lub	50% lub	80% lub	50% (ale min 5 % OZE)
Od 01.01.2035				80% (ale min 35 % OZE)
Od 01.01.2040	75% lub	75% lub		95% (ale min 35 % OZE)
Od 01.01.2045				
Od 01.01.2050	100% lub	100% lub		

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023

System ciepłowniczy MPEC Lębork na dzień dzisiejszy spełnia warunki efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, a przy obecnym udziale biomasy w produkcji ciepła na poziomie 64% system MPEC Lębork (według warunku procentowego udziału energii odnawialnej w produkcji ciepła) utrzyma status efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego do 31 grudnia 2039 roku.

Istnieją alternatywne kryteria pozwalające uzyskać status efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. „...państwa członkowskie mogą również wybrać kryteria w zakresie zrównoważonego rozwoju oparte na wielkości emisji gazów cieplarnianych z systemu ciepłowniczego i chłodniczego na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom,

¹ DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r.

z uwzględnieniem środków wdrożonych w celu wypełnienia obowiązku na podstawie art. 24 ust. 4 dyrektywy (UE) 2018/2001...².

Poniżej przedstawiono maksymalne wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła:

Tabela 21 Wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła według dyrektywy UE

TERMIN	Wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła	Wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła
do dnia 31 grudnia 2025 r.	200 g/kWh	55,56 kg/GJ
od dnia 1 stycznia 2026 r.	150 g/kWh	41,67 kg/GJ
od dnia 1 stycznia 2035 r.	100 g/kWh	27,78 kg/GJ
od dnia 1 stycznia 2045 r.	50 g/kWh	13,89 kg/GJ
od dnia 1 stycznia 2050 r.	0 g/kWh	0 kg/GJ

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023

Tabela 22 Wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła wyprowadzonych przez MPEC Lębork Sp. z o.o.

Rok	Wielkość emisji gazów cieplarnianych wyprowadzonych przez MPEC Lębork
2021	66,648 [kg/GJ]
2022	68,086 [kg/GJ]
2023	44,424 [kg/GJ]

Źródło: Opracowanie Energo-skaner na podstawie danych udostępnionych przez MPEC Lębork

Według alternatywnych kryteriów na uzyskanie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego Przedsiębiorstwo MPEC Lębork Sp. z o.o. utrzymałoby status efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego do **31 grudnia 2025 r.** Sugeruje się zatem przyjęcie najbardziej korzystnego przelicznika jakim jest procentowy udział OZE w całkowitej produkcji ciepła, według którego Przedsiębiorstwo utrzyma status efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego do **31 grudnia 2039 r.**

² DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r.

6 Potencjał poszczególnych rozwiązań technologicznych oraz lokalizacyjnych

1. Rozwiązania technologiczne:

- kogeneracja gazowa,
- kogeneracja wodorowa,
- kolektory słoneczne,
- instalacja fotowoltaiczna,
- powietrzne pompy ciepła,
- gruntowe pompy ciepła,
- pompy ciepła zasilane ściekami oczyszczonymi,
- kocioł elektrodowy (szczegółowy opis w rozdziale 7 – Plan Neutralności Klimatycznej),
- sezonowy akumulator ciepła.

2. Lokalizacje:

- teren kotłowni KR-1,
- teren oczyszczalni ścieków.

6.1 Potencjał agregatów kogeneracyjnych oraz kotłów elektrodowych

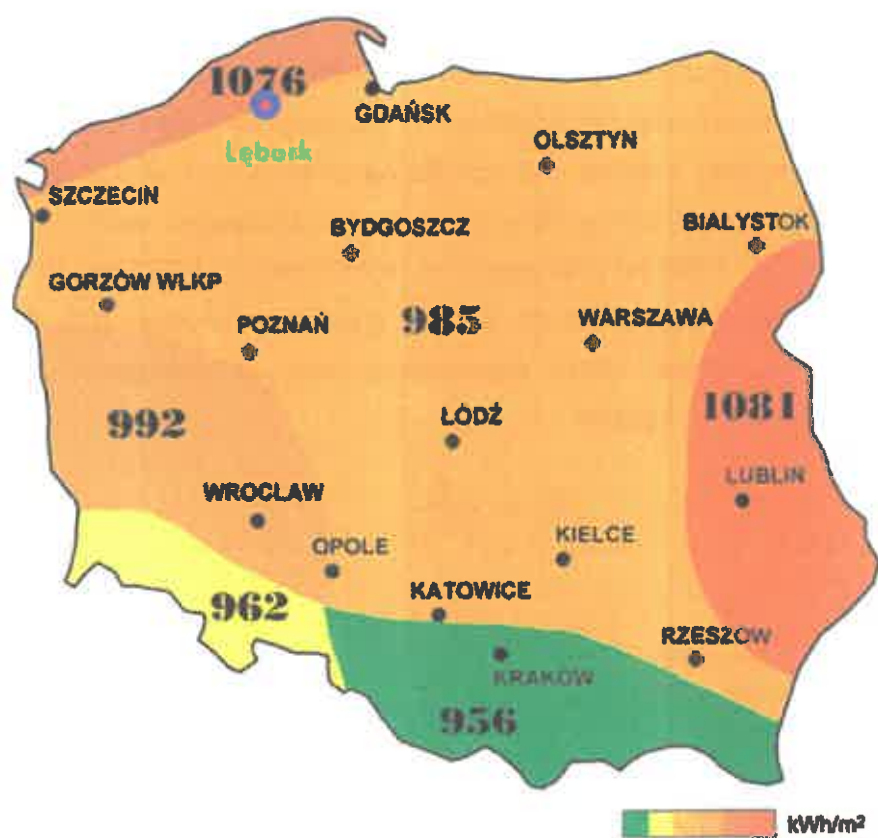
W niniejszym rozdziale przeanalizowano zastosowanie w agregacie kogeneracyjnym następujących paliw:

- gaz ziemny,
- wodór,
- biometan.

Potencjał zastosowania gazu do zasilania agregatu kogeneracyjnego zostanie wykorzystany przez Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Lęborku na potrzeby pomp ciepła zasilanych ściekami oczyszczonymi. W celu osiągnięcia statusu neutralności klimatycznej oraz dalszej produkcji ciepła za pomocą pomp ciepła zasilanych ściekami oczyszczonymi, po rozwinięciu się technologii kogeneracji wodorowych lub biometanowych oraz upływie okresu eksploatacji gazowego agregatu kogeneracyjnego, przy remoncie kapitałnym przeprowadzona zostanie wymiana silnika w planowanym agregacie z gazowego na wodorowy lub biometanowy (w zależności od rozwinięcia oraz dostępności technologii). Po rozwinięciu się technologii kogeneracji wodorowych lub metanowych potencjał zastosowania tej technologii zostanie również wykorzystany przez MPEC Lębork na potrzeby kotła elektrodowego jako źródło szczytowe. Możliwe jest również zasilanie kotła elektrodowego przy wykorzystaniu energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego pod warunkiem występowania ujemnych cen energii elektrycznej.

6.2 Potencjał zastosowania energii słonecznej

Średnia roczna ilość energii słonecznej jaka przypada na 1 m² w obszarze, gdzie znajduje się Lębork wynosi około 1076 kWh/m².



Rysunek 3 Średnia roczna ilość promieniowania słonecznego w Polsce³

³ <https://ecosystemprojekt.pl/mapa-promieniowania-slonecznego-w-polsce,0,38.htm> [dostęp: 05.2024 r.]

6.2.1 Kolektory słoneczne

Teren kotłowni KR-1

Aby pozyskać możliwie jak największą ilość energii cieplnej z kolektorów słonecznych, należałoby ustawić je na gruncie, zwrócone w kierunku południowym oraz nachylone pod kątem 45°. Po informacjach uzyskanych od przedsiębiorstwa, po wyjściu z węgla możliwe jest do zagospodarowania tylko i wyłącznie zlikwidowany plac węglowy o powierzchni 800 m², wraz z terenem okalającym plac węglowy, których łączna powierzchnia wynosi 4 526 m². Dla obliczeń przyjęto zatem, że zainstalowane zostanie ok. 416 próżniowych kolektorów solarnych o łącznej powierzchni ok. 1 800 m² (o łącznej mocy szczytowej ok. 1,35 MW). Ich sprawność wynosi 58%, a straty wynikające z dystrybucji ciepła przyjęto na poziomie 10%. Aby obliczyć możliwy roczny uzysk ciepła, należy przekształcić wzór na wymaganą powierzchnię kolektorów, zależną od zużycia ciepła⁴.

$$F_k = \frac{Q}{\eta * H_r} \quad (1)$$

Gdzie:

F_k = Powierzchnia kolektorów

Q = Ilość wytworzonego ciepła

η = sprawność kolektora

H_r = roczna ilość promieniowania słonecznego

Po przekształceniu otrzymano:

$$Q = F_k * \eta * H_r = 1\,800 \text{ [m}^2\text{]} * 0,58 * 1076 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] = 1\,123\,344 \text{ [kWh]}$$

Uwzględniając straty dystrybucji:

$$Q_k = Q * 0,9 \cong 1\,011\,010 \text{ [kWh]}$$

⁴ <http://www.uwm.edu.pl/kolektory/kolektory-sloneczne/oblicz.htm> [dostęp: 5.2024 r.]

6.2.2 Fotowoltaika

6.2.2.1 Net-billing

Net-billing jest systemem opustów polegający na wartościowym (pieniężnym) rozliczaniu energii elektrycznej produkowanej w instalacji fotowoltaicznej.

System net-billingu zakłada odrębne rozliczenie wartości (nie ilości) energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej i energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej, w oparciu o wartość energii ustaloną wg ceny giełdowej – ceny z Rynku Dnia Następnego (RDN).

Zasady funkcjonowania

Konto prosumenta

Konto prosumenta to indywidualne konto, na którym rozliczane są nadwyżki energii wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci w systemie wartościowym w oparciu o ewidencję ilości energii i wartości energii elektrycznej.

Depozyt prosumencki

Depozyt prosumencki odpowiada wartości środków zgromadzonych przez prosumenta za wprowadzoną do sieci elektroenergetycznej energię elektryczną, przeznaczoną na rozliczenie zobowiązań prosumenta z tytułu zakupu energii elektrycznej od sprzedawcy prowadzącego konto prosumenta. Kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki może być rozliczana na koncie prosumenckim przez 12 miesięcy od dnia przypisania jej jako depozytu prosumencki na koncie prosumenta (czyli moment, w którym nastąpiło wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej).

- Od 1 lipca 2024 r. net-billing będzie oparty na rozliczeniu wartości nadwyżek energii elektrycznej wyprodukowanej przez prosumentów z zastosowaniem taryf dynamicznych wg cen godzinowych oraz odrębnym rozliczaniu energii wprowadzonej do i pobranej z sieci elektroenergetycznej.
- Wartość energii wprowadzonej do sieci będzie ustalana wg ceny giełdowej godzinowej na rynkach dnia następnego. Cenę będzie wyznaczał operator rynku informacji energii (Polskie Sieci Elektroenergetyczne), który realizuje to zadanie już obecnie na podstawie ustawy.
- Wartość energii pobieranej z sieci będzie zgodna z taryfą sprzedawcy.⁵

⁵ Źródło: „Nowe zasady rozliczeń prosumentów od 2022 r.” Ministerstwo Klimatu i Środowiska Warszawa, 2021 r.

W związku z powyższym w celu określenia korzyści wynikającego z net- billingu do analiz przyjęto rynkowe godzinowe ceny energii elektrycznej z danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE z roku 2023).

6.2.2.2 Farmy fotowoltaiczne

Teren kotłowni KR-1

Zarówno jak w przypadku kolektorów solarnych, możliwy do zagospodarowania teren kotłowni KR-1 po odejściu od węgla to zlikwidowany plac węglowy o powierzchni 800 m², wraz z terenami okalającymi plac węglowy, o łącznej powierzchni 4 526 m². Poniższy rysunek przedstawia teren kotłowni KR-1. Powierzchnia 4500 m² pozwoli na posadowienie instalacji PV o mocy 0,75 MWp.



Źródło: Opracowanie własne Energo- skaner na podstawie geoportal.gov.pl

Rysunek 4 Możliwa lokalizacja instalacji PV na terenie kotłowni KR-1

6.3 Potencjał pomp ciepła

Na podstawie danych oraz założeń przedstawionych w rozdziale 3, a także informacji dotyczących możliwych lokalizacji, przeanalizowano potencjał zastosowania pomp ciepła.

Uwzględniono następujące rozwiązania technologiczne:

- powietrzne pompy ciepła,
- gruntowe pompy ciepła,
- pompy ciepła zasilane ściekami oczyszczonymi.

Do doboru parametrów pomp ciepła została przyjęta krzywa grzewcza, uzgodniona wcześniej z przedstawicielami Przedsiębiorstwa.

6.3.1 Powietrzne pompy ciepła we współpracy z wodnymi

6.3.1.1 Pompy ciepła zasilane energią elektryczną wyprodukowaną w biomasowym układzie ORC

Poniżej przedstawiono potencjał pracy pomp ciepła o mocy normatywnej 2,17 MWt, zasilanych energią elektryczną wyprodukowaną w układzie ORC zasilanym biomasą.

Tabela 23 Potencjał pracy pomp ciepła zasilanych energią elektryczną wyprodukowaną w układzie ORC (KR-1)

Krzywa grzewcza dla powietrznych pomp ciepła w układzie dwustopniowym KR-1			Parametry pompy ciepła		
Temperatura zewnętrzna	Temperatura zasilania	Temperatura powrotu	Osiągalna moc cieplna	Zapotrzebowanie na moc elektryczną	COP
°C	°C	°C	MW _t	MW _e	-
-16	95	70	1,51	0,904	1,66
-15	95	70	1,51	0,897	1,69
-14	95	70	1,58	0,930	1,70
-13	95	68	1,61	0,936	1,72
-12	95	67	1,66	0,944	1,76
-11	95	66	1,67	0,940	1,78
-10	95	65	1,69	0,939	1,80
-9	95	63	1,73	0,943	1,83
-8	95	62	1,76	0,945	1,86
-7	95	61	1,80	0,950	1,89
-6	93	59	1,82	0,941	1,93
-5	91	58	1,84	0,932	1,97
-4	88	57	1,86	0,924	2,02
-3	86	55	1,89	0,917	2,06
-2	85	56	1,93	0,935	2,07
-1	83	55	1,96	0,922	2,12
0	80	53	1,98	0,912	2,17
1	77	52	2,00	0,902	2,22
2	75	50	2,03	0,891	2,28
3	72	49	2,05	0,879	2,33
4	73	50	2,11	0,906	2,33
5	70	49	2,13	0,893	2,39
6	70	48	2,17	0,898	2,41
7	70	48	2,17	0,889	2,44
8	70	48	2,17	0,881	2,46
9	70	48	2,17	0,873	2,48
10	70	48	2,17	0,863	2,51
11	70	48	2,17	0,855	2,53
12	70	48	2,17	0,850	2,55
13	70	48	2,17	0,842	2,57
14	70	48	2,17	0,833	2,60
15	70	48	2,17	0,822	2,64
16	70	48	2,17	0,814	2,66
17	70	48	2,17	0,807	2,69
18	70	48	2,17	0,802	2,70
19	70	48	2,17	0,798	2,72
20	70	48	2,17	0,795	2,73
21	70	48	2,17	0,791	2,74
22	70	48	2,17	0,789	2,75
23	70	48	2,17	0,788	2,75
24	70	48	2,17	0,785	2,76
25	70	48	2,17	0,784	2,76

Źródło: Opracowanie własne Energo-skanner

Powyższe parametry powietrznych pomp ciepła wyznaczone zostały w oparciu o następujące założenia:

- Pompy ciepła dążą do pracy z rzeczywistą krzywą grzewczą, do momentu, w którym technologicznie są w stanie osiągnąć temperaturę zasilania zgodną z krzywą grzewczą,
- Zapotrzebowanie pomp ciepła na energię elektryczną jest mniejsze niż planowana produkcja energii elektrycznej w biomasowym układzie ORC zasilanym biomasą. Pozwoli to na uniknięcie zakupu energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (dalej KSE) do zasilania pomp ciepła.
- Pompy ciepła składają się z układu dwustopniowego:
 - pierwszy stopień (powietrzny) – odbiera energię aerotermalną z powietrza i przekazuje ją do drugiego stopnia (wodnego),
 - drugi stopień (wodny) – odbiera energię z pierwszego stopnia i przekazuje ją do obiegu wody sieciowej.

Dwustopniowy układ powietrznych i wodnych pomp ciepła może osiągnąć maksymalną temperaturę zasilania 95°C, co oznacza, że dla temperatur zewnętrznych wyższych od -7°C możliwa jest praca zgodnie z rzeczywistą krzywą grzewczą. Dla temperatur zewnętrznych niższych od -7°C dwustopniowy układ pomp ciepła będzie pracował ze stałą temperaturą zasilania 95°C.

W sezonie grzewczym energia elektryczna generowana w czasie jednej godziny pracy układu ORC zasilanego biomasą wynosi około 1,35 MWh/h. Jeśli uwzględnimy, że całkowite potrzeby własne kotłowni KR-1 wynoszą ok. 30% uzyskamy ok. 0,945 MWh/h energii elektrycznej netto. Wyprodukowaną energię elektryczną planuje się zasilać dwustopniowy układ powietrznych i wodnych pomp ciepła. Taki dobór pomp ciepła pozwoli na wykorzystanie nadwyżkowej produkcji energii elektrycznej w układzie ORC bez konieczności sprzedaży nadwyżki do KSE.

Poniżej przedstawiono parametry dwustopniowego układu powietrznych i wodnych pomp ciepła dla obliczeniowej temperatury zewnętrznej oraz okresu letniego, a także wartości średnioroczne możliwe do osiągnięcia, przez proponowany układ (na podstawie danych z 2021 roku).

Tabela 24 Parametry układu dwustopniowego powietrznych i wodnych pomp ciepła PPC + ORC w KR-1

Temperatura Zewnętrzna	Moc cieplna	Zapotrzebowanie na moc elektryczną	COP
°C	kW	kW	[-]
-16	1 505	904	1,66
LATO	2 167	784	2,76
ŚREDNIOROCZNE	2 107	860	2,46

Źródło: Opracowanie własne Energo-skener

6.3.2 Gruntowe pompy ciepła

Teren ciepłowni KR-1

Poniższy rysunek przedstawia potencjalny do zagospodarowania teren pod instalację dolnego źródła ciepła dla gruntowych pomp ciepła.



Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner na podstawie geoportal.gov.pl

Rysunek 5 Potencjalna lokalizacja dolnego źródła gruntowych pomp ciepła na terenie kotłowni KR-1
Możliwe są do wykonania odwierty w gruncie na obszarze ok. 4 500 m² terenu.

Parametry terenu pod odwierty pionowe przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 25 Parametry terenu pod potencjalne odwierty pionowe na terenie kotłowni KR-1

Szerokość	m	41
Długość	m	110
Powierzchnia	m ²	4 500

Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

W celu określenia docelowych parametrów dolnego źródła ciepła dla gruntowych pomp ciepła jakimi są:

- Długość dolnego źródła ciepła,
- **Wydaźność chłodziacza dolnego źródła⁶,**

warto przeanalizować wpływ głębokości pojedynczego odwiertu na wymaganą odległość między odwiertami pionowymi oraz łączną liczbę odwiertów, jakie można wykonać na obszarze przeznaczonym pod odwierty pionowe.

W poniższej tabeli przedstawiono dla trzech wariantów głębokości pojedynczego odwiertu następujące parametry dolnego źródła ciepła:

- minimalna odległość między odwiertami,
- **Liczba odwiertów** możliwa do wykonania na przeznaczonym obszarze,
- **Długość dolnego źródła ciepła**, stanowiąca iloczyn głębokości pojedynczego odwiertu i liczby odwiertów,
- **Wydaźność chłodziacza dolnego źródła ciepła dla 2 000 godzin pracy**, stanowiąca iloczyn długości dolnego źródła ciepła i jednostkowej wydaźności cieplnej pionowego odwiertu (q_v na poziomie = 40 W/m) – ze względu na brak cieplnej regeneracji gruntu wydaźność chłodziacza z obszaru przeznaczonego pod potencjalne odwierty może być wykorzystywana jako moc chłodziacza w gruntowych pompach ciepła tylko przez 2 000 godzin w roku,
- **Wydaźność chłodziacza dolnego źródła dla 8 000 godzin pracy**, stanowiąca iloraz wydaźności chłodziacza dolnego źródła dla 2 000 godzin pracy i czterokrotności liczby godzin pracy – w celu wydłużenia czasu pracy gruntowych pomp ciepła i czasu wykorzystania wydaźności chłodziacza gruntu należy obniżyć czterokrotnie wydaźność chłodziacza dolnego źródła ciepła, co pozwoli na zapewnienie wymaganej regeneracji gruntu.

Tabela 26 Parametry dolnego źródła KR-1

Parametry dolnego źródła				
Głębokość pojedynczego odwiertu	m	30	100	200
Minimalna odległość między odwiertami	m	6	6	16
Liczba odwiertów	szt.	85	85	5
Długość dolnego źródła ciepła	m	2 550	8 500	1 000
Wydaźność chłodziacza dolnego źródła dla 2 000 godzin pracy	kW	82	272	32
Wydaźność chłodziacza dolnego źródła dla 8 000 godzin pracy	kW	20,4	68	8

Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

⁶ Wydaźność chłodziacza to potoczna nazwa jednostkowej wydaźności cieplnej gruntu, po określeniu COP możliwa jest określenie całkowitej mocy grzewczej Gruntowych Pomp Ciepła.

Poniżej przedstawiono parametry gruntowych pomp ciepła wykorzystujących geotermię płytką.

Tabela 27 Dobór gruntowych pomp ciepła – teren Kottowni KR-1

Krzywa grzewcza dla źródła ciepła na terenie KR-1			Parametry gruntowych pompy ciepła		
Temperatura zewnętrzna	Temperatura zasilania	Temperatura powrotu	Osiągalna moc cieplna	Zapotrzebowanie na moc elektryczną	COP
°C	°C	°C	kW _t	kW _e	-
-18	95,0	68,0	139	74	1,89
-16	95,0	67,0	138	72	1,91
-14	95,0	66,0	137	72	1,92
-13	95,0	65,0	137	71	1,93
-12	95,0	64,0	136	70	1,94
-11	95,0	63,0	135	69	1,95
-10	95,0	61,9	135	69	1,96
-9	95,0	60,9	134	68	1,96
-8	95,0	59,8	134	68	1,98
-7	95,0	58,8	132	67	1,98
-6	95,0	57,7	132	66	2,00
-5	92,8	56,6	130	64	2,02
-4	90,2	55,5	129	63	2,05
-3	87,6	54,4	127	61	2,07
-2	85,1	53,2	126	60	2,10
-1	82,5	52,1	125	59	2,12
0	79,9	50,9	123	57	2,16
1	77,2	49,7	121	55	2,20
2	74,6	48,6	120	54	2,24
3	71,9	47,3	119	52	2,26
4	69,3	46,1	117	51	2,30
5	66,6	45,0	116	50	2,33
6	65,0	45,0	115	49	2,34
7	65,0	45,0	115	49	2,34
8	65,0	45,0	115	49	2,34
9	65,0	45,0	115	49	2,34
10	65,0	45,0	115	49	2,34
11	65,0	45,0	115	49	2,34
12	65,0	45,0	115	49	2,34
13	65,0	45,0	115	49	2,34
14	65,0	45,0	115	49	2,34
15	65,0	45,0	115	49	2,34
16	65,0	45,0	115	49	2,34
17	65,0	45,0	115	49	2,34
18	65,0	45,0	115	49	2,34
19	65,0	45,0	115	49	2,34
20	65,0	45,0	115	49	2,34
21	65,0	45,0	115	49	2,34
22	65,0	45,0	115	49	2,34
23	65,0	45,0	115	49	2,34
24	65,0	45,0	115	49	2,34
25	65,0	45,0	115	49	2,34

Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

Powyższe parametry gruntowych pomp ciepła wyznaczone zostały w oparciu o następujące założenia:

- Pompy ciepła dążą do pracy z rzeczywistą krzywą grzewczą, do momentu, w którym technologicznie są w stanie osiągnąć temperaturę zasilania zgodną z krzywą grzewczą,
- Pompy ciepła pracują z wykorzystaniem wydajności chłodniczej dolnego źródła ciepła przez 8 000 godzin w roku ze stałymi parametrami pracy (w obiegu dolnego źródła ciepła: wydajność chłodnicza 68 kW, temperatura zasilania równa 8°C, temperatura powrotu 3°C),
- Pompy ciepła składają się z układu dwustopniowego:
 - pierwszy stopień (wodno-glikolowy) – odbiera energię z gruntu i przekazuje ją do drugiego stopnia (wodnego),
 - drugi stopień (wodny) – odbiera energię z pierwszego stopnia i przekazuje ją do obiegu wodny sieciowej.

Dwustopniowy układ gruntowych pomp ciepła może osiągnąć maksymalną temperaturę zasilania 95°C, co oznacza, że dla temperatur zewnętrznych wyższych od -6°C, możliwa jest praca zgodnie z rzeczywistą krzywą grzewczą. Dla temperatur zewnętrznych niższych od -6°C dwustopniowy układ pomp ciepła będzie pracował ze stałą temperaturą zasilania 95°C.

Poniżej przedstawiono parametry dwustopniowego układu gruntowych pomp ciepła dla obliczeniowej temperatury zewnętrznej oraz okresu letniego, a także wartości średnioroczne możliwe do osiągnięcia przez proponowany układ (na podstawie danych z 2021 roku).

Tabela 28 Parametry układu gruntowych pomp ciepła KR-1

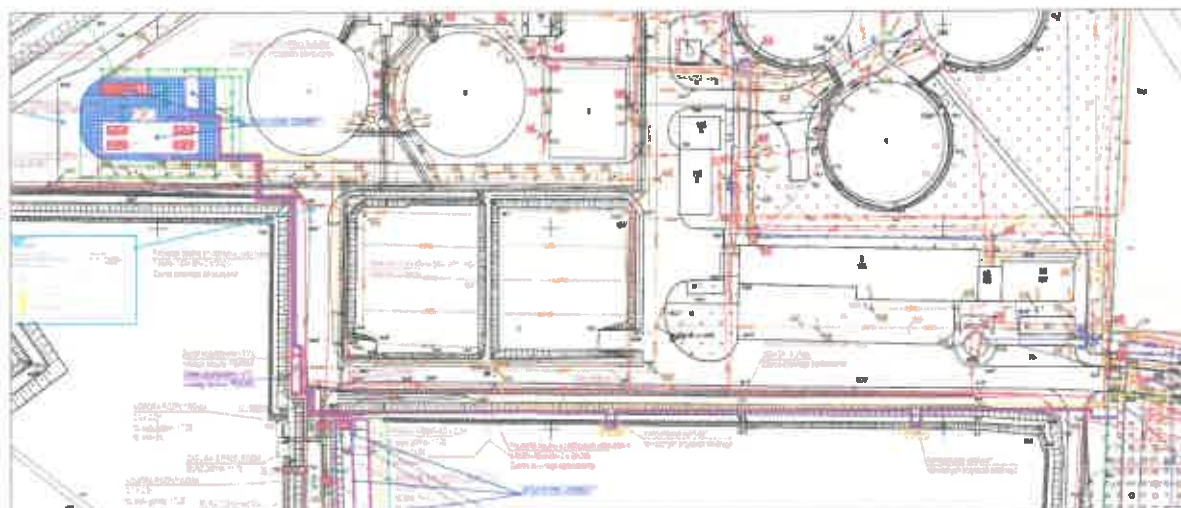
Temperatura zewnętrzna	Moc cieplna	Moc chłodnicza	Zapotrzebowanie na moc elektryczną	COP
°C	kW	kW	kW	[-]
-16	139	68	74	1,89
LATO	115		49	2,34
ŚREDNIOROCZNE	117		51	2,31

Źródło: Opracowanie własne Energo-skener

6.3.3 Pompy ciepła na ściekach oczyszczonych

Na podstawie danych i założeń przedstawionych w rozdziale 3 oraz godzinowych danych przepływu ścieków oczyszczonych, (otrzymanych od przedstawiciela Przedsiębiorstwa Wodociągów i Kanalizacji z dn. 12.05.2024 r.) zaproponowano układ pomp ciepła wykorzystujących ścieki oczyszczone jako dolne źródło ciepła.

Poniższy rysunek przedstawia lokalizację przeznaczoną pod inwestycję pomp ciepła zasilanych ściekami oczyszczonymi na terenie oczyszczalni ścieków w Łęborku. Na rysunku zaznaczony został proponowany przebieg sieci ciepłowniczej.



Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner na podstawie geoportal.gov.pl

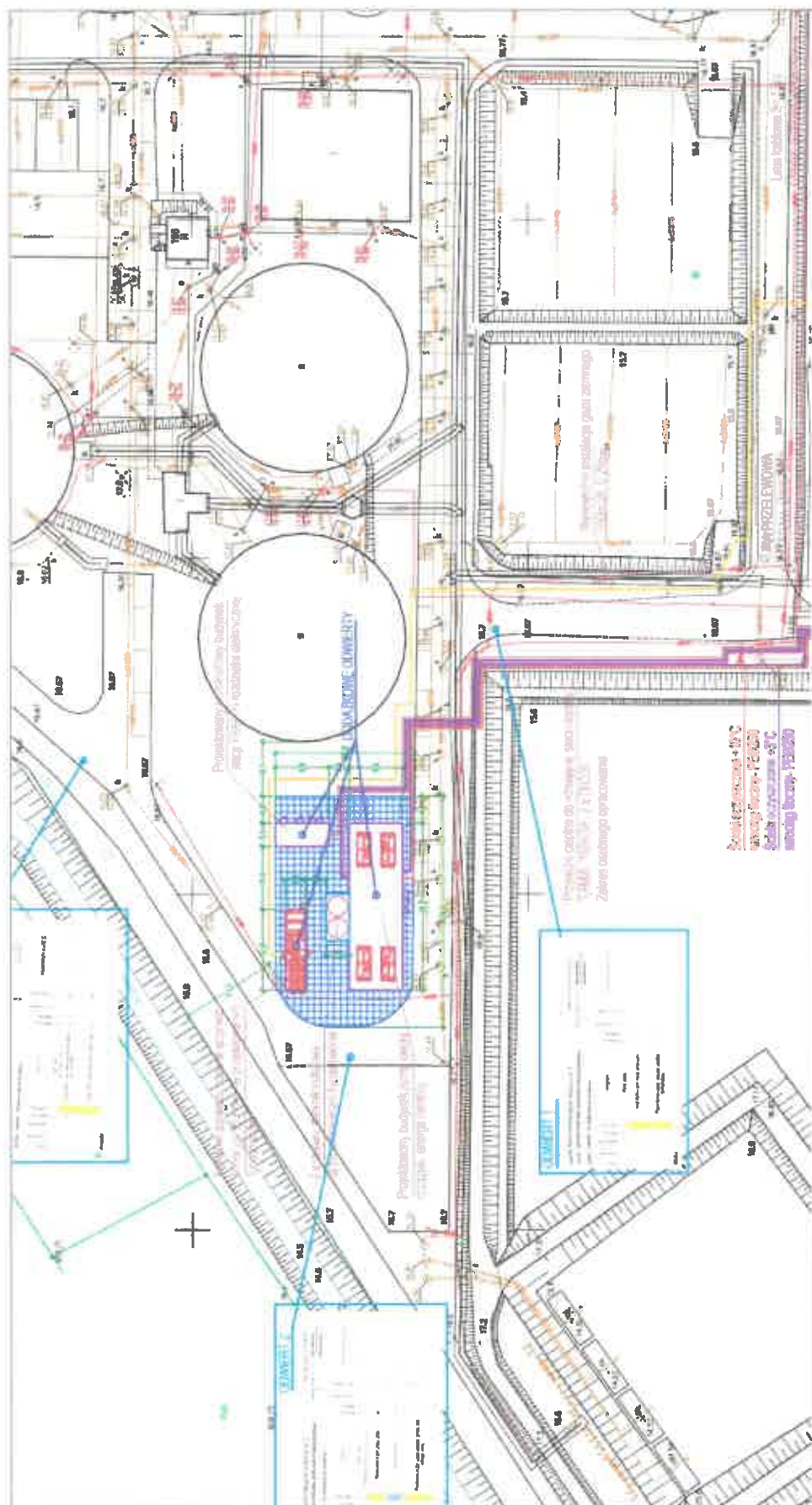
Rysunek 6 Lokalizacja przeznaczona pod inwestycję pomp ciepła na ściekach

Ocena potencjału energetycznego zawartego w ściekach oczyszczonych bazować będzie na uśrednionych godzinowych danych: przepływu ścieków oczyszczonych oraz temperatury ścieków oczyszczonych w roku 2023.

W celu określenia możliwości zainstalowania instalacji pomp ciepła na ściekach na terenie Oczyszczalni Ścieków w Łęborku w dniu 15.05.2024 r. przeprowadzono wizję lokalną.

W czasie wizji lokalnej stwierdzono, że:

- Teren znajdujący się wokół kanału odprowadzającego ścieki oczyszczone jest łatwy do zagospodarowania ze względu na dużą ilość dostępnych powierzchni płaskich,
- Teren Oczyszczalni Ścieków Łębork ma wystarczającą powierzchnię do posadowienia całej instalacji pomp ciepła (300 m²), bufora ścieków o głębokości 5 m (250 m²) oraz agregatu kogeneracyjnego (700 m²),
- W związku z powyższym na rysunku poniżej zaznaczono obszar, który mógłby zostać poddany modernizacji.



Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner (geoportal.gov.pl)

Rysunek 7 Proponowane rozmieszczenie instalacji na terenie Oczyszczalni Ścieków

Analiza hydrauliczna dostarcza informacji na temat wymaganej długości budowy nowej sieci ciepłowniczej i wymiany istniejącej w celu przyłączenia pomp ciepła oraz agregatu kogeneracyjnego do sieci ciepłowniczej oraz możliwości wprowadzenia mocy do sieci ciepłowniczej:

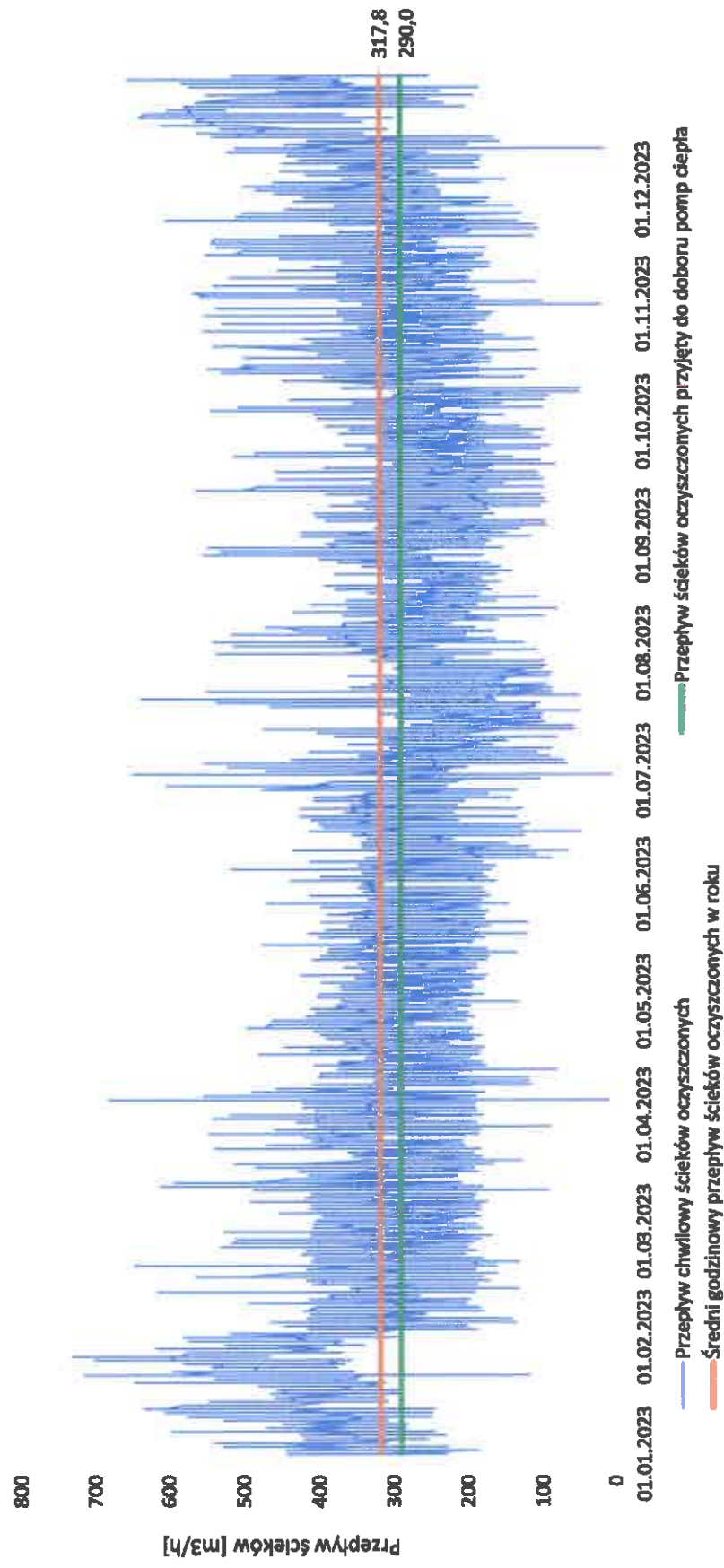
- budowa nowej sieci ciepłowniczej – 550 m.b.,
- wymiana istniejącej – 1 500 m.b.

Powyższe wyniki przyjmuje się do oszacowania spodziewanych kosztów budowy instalacji pomp ciepła oraz agregatu kogeneracyjnego zlokalizowanych na terenie Oczyszczalni Ścieków w Lęborku.

6.3.3.1 Przepływ ścieków oczyszczonych

Poniżej przedstawiono profil przepływu ścieków oczyszczonych dla roku 2023.

Profil przepływu ścieków oczyszczonych



Źródło: Opracowanie własne Energo-ster

Wykres 12 Profil przepływu ścieków oczyszczonych – 2023 r.



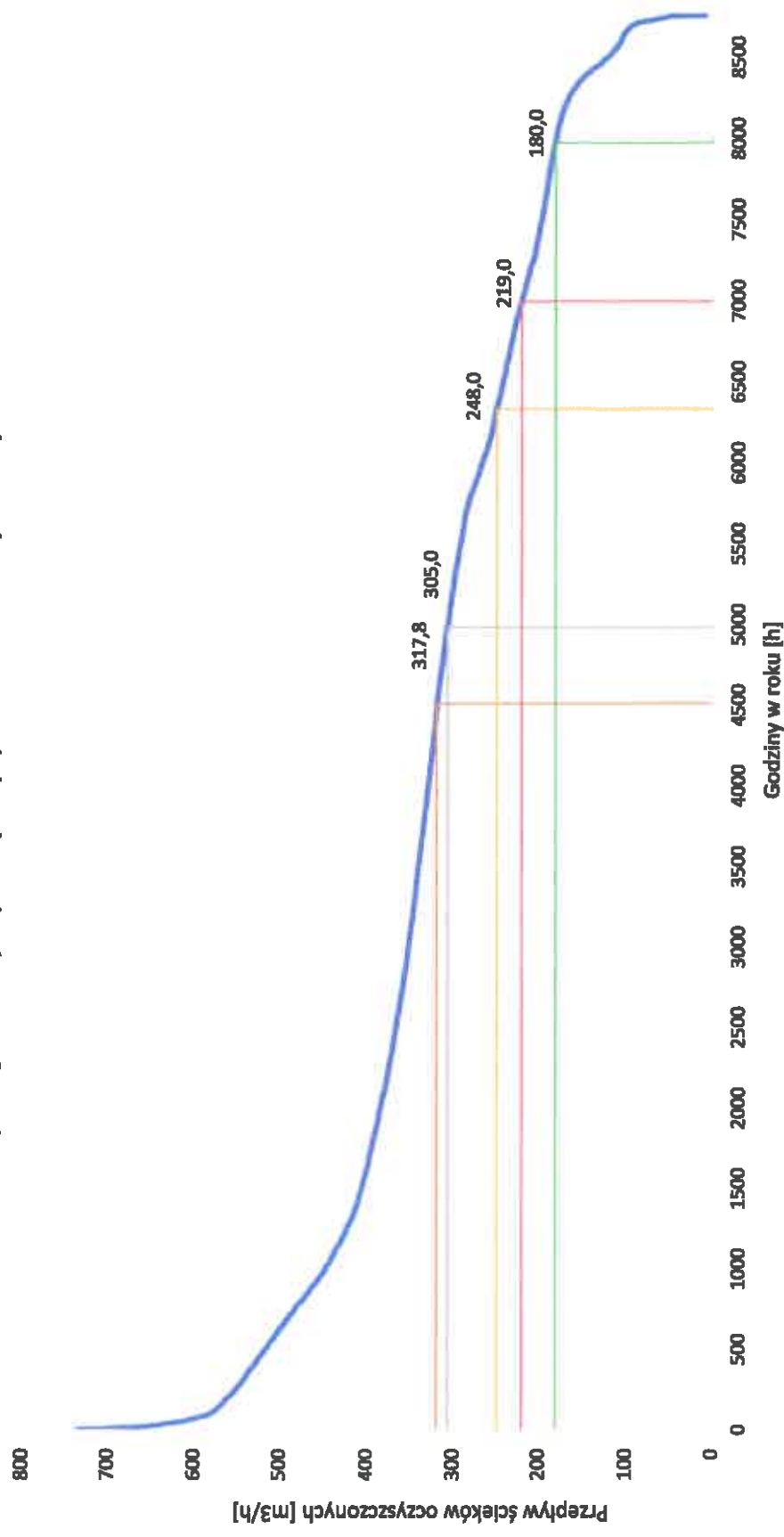
Średnia godzinowa wartość przepływu ścieków oczyszczonych w mierzonym okresie wynosi 317,8 m³/h (wartość zaznaczono na powyższym wykresie kolorem bordowym).

Dodatkowo na wykresie zaznaczono przepływ ścieków oczyszczonych optymalny do doboru pomp ciepła (tj. 294,0 m³/h) ze względu na optymalną wielkość zbiornika buforującego wymaganego do buforowania przepływu ścieków oczyszczonych (tj. 1 250m³). Takie parametry pomp ciepła oraz zbiornika buforującego pozwolą na zapewnienie podstawy produkcji ciepła w okresie letnim za pomocą pomp ciepła na ściekach oczyszczonych i agregatu kogeneracyjnego.

Poniżej przedstawiono sposób wyznaczenia wyżej wymienionej wielkości przepływu ścieków oczyszczonych, który pozwoli na pracę pomp ciepła przez ok. 8 000 godzin w roku z maksymalną mocą zainstalowaną, a razem z agregatem kogeneracyjnym pozwoli na zapewnienie produkcji ciepła w okresie letnim.

W pierwszym kroku stworzono wykres uporządkowany przepływu ścieków oczyszczonych.

Uporządkowany wykres przepływu ścieków oczyszczonych



Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

Wykres 13 Uporządkowany wykres przepływu ścieków oczyszczonych



W przypadku braku zbiornika buforującego można zapewnić czas pracy ok. 6 300 godzin przy przepływie ścieków oczyszczonych na poziomie ok. 248 m³/h, natomiast ok. 7 000 godzin w roku przy przepływie ścieków oczyszczonych na poziomie ok. 219 m³/h, przy jednoczesnym braku możliwości zapewnienia podstawy produkcji ciepła w okresie letnim przy pomocy instalacji pomp ciepła na ściekach oczyszczonych i agregatu kogeneracyjnego.

Celem doboru optymalnej wielkości mocy pomp ciepła w kolejnym kroku dokonano analizy możliwego stałego przepływu ścieków w zależności od pojemności zbiornika buforującego i oczekiwanego czasu pracy pomp w ciągu roku (do analizy przyjęto pracę pompy ciepła przez 8 000 godzin w roku).

Tabela 29 Optymalna pojemność zbiornika buforującego w zależności od liczby godzin pracy

Przepływ ścieków oczyszczonych	Pojemność zbiornika	Liczba godzin pracy	Nakłady inwestycyjne na zakup zbiornika*
m ³ /h	m ³	h	mln zł
294	1 500	8 039	1,5
	1 250	8 012	1,25
	1 000	7 940	1
	500	7 507	0,5

*Nakłady inwestycyjne przyjęto na podstawie wartości rynkowej z 2023 roku.

Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

Z powyższej tabeli wynika, że dla przepływu 294 m³/h, zapewniającego pokrycie zapotrzebowania w okresie letnim wymagany jest zbiornik o pojemności 1 250 m³. Dodatkowe zwiększanie pojemności zbiornika nie przynosi znaczącego zwiększenia liczby godzin pracy w ciągu roku oraz zapewnia działanie instalacji jako podstawy systemu w okresie letnim.

W związku z powyższym do dalszych analiz oraz na potrzeby doboru parametrów pomp ciepła na ściekach oczyszczonych przyjęto przepływ ścieków oczyszczonych na poziomie 294 m³/h oraz bufor w postaci zbiornika o pojemności 1 250 m³.

6.3.3.2 Parametry pomp ciepła na ściekach oczyszczonych

Poniżej przedstawiono potencjał pracy pomp ciepła wykorzystujących jako dolne źródło ciepła ścieki oczyszczone o mocy 2,4 MWt.

Tabela 30 Potencjał pracy pomp ciepła na ściekach oczyszczonych

Krzywa grzewcza dla pomp na terenie OŚ Lębork			Parametry pompy ciepła		
Temperatura zewnętrzna °C	Temperatura zasilania °C	Temperatura powrotu °C	Osiągana moc cieplna MW _t	Zapotrzebowanie na moc elektryczną MW _e	COP
-16	90,0	70,0	2,60	1,25	2,08
-15	90,0	69,8	2,61	1,25	2,09
-14	90,0	69,6	2,62	1,25	2,10
-13	90,0	68,3	2,61	1,24	2,11
-12	90,0	67,1	2,60	1,23	2,12
-11	90,0	65,8	2,60	1,21	2,14
-10	90,0	64,6	2,59	1,20	2,15
-9	90,0	63,3	2,59	1,19	2,17
-8	90,0	62,0	2,58	1,18	2,19
-7	90,0	60,7	2,58	1,17	2,20
-6	90,0	59,3	2,58	1,16	2,22
-5	90,0	58,0	2,57	1,15	2,23
-4	88,0	56,7	2,54	1,11	2,28
-3	85,5	55,3	2,49	1,06	2,35
-2	85,0	55,9	2,49	1,06	2,35
-1	82,5	54,5	2,44	1,01	2,42
0	79,9	53,1	2,40	0,96	2,50
1	77,4	51,7	2,36	0,92	2,57
2	74,8	50,2	2,33	0,88	2,64
3	72,1	48,7	2,29	0,84	2,72
4	72,5	50,2	2,31	0,86	2,69
5	70,0	48,7	2,28	0,83	2,78
6	70,0	48,0	2,34	0,84	2,80
7	70,0	48,0	2,36	0,84	2,81
8	70,0	48,0	2,38	0,84	2,82
9	70,0	48,0	2,42	0,85	2,84
10	70,0	48,0	2,43	0,86	2,84
11	70,0	48,0	2,51	0,87	2,88
12	70,0	48,0	2,59	0,89	2,91
13	70,0	48,0	2,66	0,90	2,95
14	70,0	48,0	2,73	0,92	2,97
15	70,0	48,0	2,80	0,93	3,00
16	70,0	48,0	2,81	0,93	3,01
17	70,0	48,0	2,82	0,94	3,01
18	70,0	48,0	2,83	0,94	3,02
19	70,0	48,0	2,83	0,94	3,02
20	70,0	48,0	2,84	0,94	3,03
21	70,0	48,0	2,84	0,94	3,03
22	70,0	48,0	2,88	0,94	3,05
23	70,0	48,0	2,89	0,95	3,05
24	70,0	48,0	2,89	0,95	3,05
25	70,0	48,0	2,90	0,95	3,06

Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

Powyższe parametry pomp ciepła wyznaczone zostały w oparciu o następujące założenia:

- Pompy ciepła dążą do pracy z rzeczywistą krzywą grzewczą, uzgodnioną z Przedstawicielami MPEC Lębork, do momentu, w którym technologicznie są w stanie osiągnąć temperaturę zasilania zgodną z krzywą grzewczą,
- Pompy ciepła wykorzystują jako dolne źródło ciepła energię pochodzącą ze schłodzenia ścieków oczyszczonych (stały przepływ ścieków oczyszczonych na poziomie 294 m³/h),
- Pompy ciepła składają się z układu dwustopniowego:
 - pierwszy stopień (wodno-glikolowy) – odbiera energię cieplną ze schłodzenia ścieków oczyszczonych i przekazuje ją do drugiego stopnia (wodnego),
 - drugi stopień (wodny) – odbiera energię z pierwszego stopnia i przekazuje ją do obiegu wody sieciowej.

Dwustopniowy układ wodnych pomp ciepła może osiągnąć maksymalną temperaturę zasilania 90°C, co oznacza, że dla temperatur zewnętrznych wyższych od -5°C, możliwa jest praca zgodnie z rzeczywistą krzywą grzewczą. Dla temperatur zewnętrznych niższych od -5°C dwustopniowy układ pomp ciepła będzie pracował ze stałą temperaturą zasilania 90°C.

Poniżej przedstawiono parametry dwustopniowego układu wodnych pomp ciepła dla obliczeniowej temperatury zewnętrznej oraz okresu letniego, a także wartości średnioroczne możliwe do osiągnięcia przez proponowany układ (na podstawie danych z 2021 roku).

Tabela 31 Parametry układu pomp ciepła na ściekach oczyszczonych

Temperatura zewnętrzna	Moc cieplna	Zapotrzebowanie na moc elektryczną	COP
°C	kW	kW	[-]
-16	2 604	1 249	2,08
LATO	2 897	947	3,06
ŚREDNIOROCZNE	2 562	917	2,80

Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

Zapotrzebowanie na moc elektryczną w pompach ciepła mogłoby zostać zapewnione przez:

- Agregat kogeneracyjny zasilany gazem ziemnym o mocy cieplnej 1,2 MWt oraz elektrycznej 0,99 MWe (temperatura znamionowa wody na wlocie/wylocie agregatu kogeneracyjnego to 70/90°C),
- Krajowy System Elektroenergetyczny.

7 Plan Neutralności Klimatycznej

Na podstawie Dyrektywy 2003/87/WE MPEC Lębork jako operator instalacji objętej systemem handlu emisjami oraz jako operator sieci ciepłowniczej ma prawo do sporządzenia planu neutralności klimatycznej. Ma on zostać opracowany w celu uzyskania dodatkowego przydziału bezpłatnych uprawnień. Plan neutralności klimatycznej sporządzony powinien być w oparciu o następujące wytyczne:

- Zgodnie z art. 10a ust. 1 akapit piąty dyrektywy 2003/87/WE plan neutralności klimatycznej należy opracować na poziomie instalacji i powinien on zawierać elementy określone w art. 10b ust. 4 tej dyrektywy. Na podstawie dyrektywy 2003/87/WE Komisja przyjmuje akty wykonawcze w celu określenia minimalnej treści i minimalnego formatu planu neutralności klimatycznej, dążąc jednocześnie do osiągnięcia synergii z podobnymi planami, jak przewidziano w prawie Unii.
- W perspektywie tworzenia synergii i zmniejszania obciążenia administracyjnego przedsiębiorców przy opracowywaniu planów neutralności klimatycznej powinno się uwzględnić elementy zawarte w planach na podstawie innych aktów prawnych Unii, w szczególności te, o których mowa w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE. W celu zapewnienia spójności przepisów Unii kamienie milowe i wartości docelowe definiuje się zgodnie z rozporządzeniami Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/241 i (UE) 2023/955.
- W celu uwzględnienia wszystkich istotnych aspektów działalności podejmowanej przez operatorów na rzecz neutralności klimatycznej oraz w celu zapewnienia przejrzystości i porównywalności plany neutralności klimatycznej powinny zawierać rozróżnienie pomiędzy monitorowaniem postępów w kierunku osiągnięć jakościowych („kamienie milowe”) oraz monitorowaniem postępów w kierunku osiągnięć ilościowych w odniesieniu do redukcji emisji („wartości docelowe”).
- W celu zapewnienia spójności z obecnym systemem handlu uprawnieniami do emisji kamienie milowe i wartości docelowe należy przedstawiać i raportować zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2018/2066 oraz rozporządzeniu delegowanym Komisji (UE) 2019/331. W celu zachowania spójności z rozporządzeniem delegowanym (UE) 2019/331 wartości docelowe wyszczególnione dla poziomów działalności wyraża się w tonach ekwiwalentu CO₂ na odpowiednią jednostkę produkcji w odniesieniu do podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności dla produktów oraz podinstalacji, dla których wprowadzono rozwiązania rezerwowe. Wartości docelowe odnoszące się do wartości wskaźników emisyjności zgodnych

z rozporządzeniem wykonawczym Komisji (UE) 2021/447 należy wyrażać jako procentową stopę redukcji.

- W celu umożliwienia większej elastyczności oraz lepszej weryfikacji stopnia osiągnięcia wartości docelowych należy przewidzieć możliwość wyrażania ich również jako wartości bezwzględnych. W celu zmniejszenia obciążenia administracyjnego operatorów związanego z gromadzeniem danych dotyczących planów neutralności klimatycznej plany te należy włączyć do istniejących procedur przyznawania bezpłatnych uprawnień ustanowionych rozporządzeniem delegowanym (UE) 2019/331.
- W związku z tym okres odniesienia dla historycznych emisji powinien być spójny z odpowiednim okresem odniesienia zdefiniowanym w art. 2 pkt 14 tego rozporządzenia, a zakres emisji – z granicami systemowymi właściwych podinstalacji, na podstawie tego rozporządzenia. Zakres emisji podlegający raportowaniu powinien być spójny z zakresem emisji wskazanym w zezwoleniu na emisję gazów cieplarnianych wydanym dla konkretnej instalacji oraz z wymogami dotyczącymi monitorowania i raportowania emisji określonymi w rozporządzeniu wykonawczym (UE) 2018/2066.

Do planu neutralności klimatycznej zaliczają się wszystkie działania modernizacyjne i inwestycyjne, których zakres związany jest z istniejącą instalacją objętą systemem handlu emisjami. Wszystkie nowe instalacje budowane w ramach realizacji założeń Planu Neutralności Klimatycznej muszą być podłączone i znajdować się na terenie istniejącej instalacji objętej systemem handlu emisjami.

W przypadku MPEC Lębork będą to działania, które ograniczą emisję CO₂ na terenie Kotłowni Rejonowej KR – 1, przy ul. Traugutta oraz Elektrociepłowni przy ul. Wojska Polskiego 24 A z zastosowaniem:

- technologii bezemisyjnych,
- energii elektrycznej np. kotły elektryczne (elektrodowe).

Działaniem wpisującym się w powyższe warunki jest budowa kotła elektrodowego o mocy cieplnej 16 MWt wraz z infrastrukturą towarzyszącą na terenie źródła ciepła KR-1, które będzie pełnić rolę źródła szczytowego. Warunkiem podstawowym przeprowadzenia budowy instalacji jest dostępność wystarczającej mocy sieci elektroenergetycznej oraz modernizacja/budowa przyłącza elektroenergetycznego do zasilania kotła elektrodowego. Uruchomienie całego układu planowane jest na 2032 rok.

8 Analiza doboru akumulatora

W niniejszym rozdziale przeanalizowano zasadność zastosowania akumulatora ciepła w systemie ciepłowniczym MPEC Lębork.

Jednym z możliwych sposobów na moderowanie dobowego profilu i dopasowywanie okresu, w którym występuje zwiększone zapotrzebowanie na produkcję ciepła odpowiadające okresowi najwyższych cen energii elektrycznej jest wyposażenie instalacji kogeneracji w bufor ciepła (Inaczej magazyn ciepła lub akumulator ciepła) o odpowiedniej pojemności.

Współpraca układu kogeneracji z buforem ciepła i elastyczne kreowanie popytu na moc cieplną w dobie jest metodą na maksymalizowanie przychodu z tytułu sprzedaży energii elektrycznej. Dzięki zastosowaniu bufora o odpowiedniej pojemności, dopasowanej do mocy instalacji w oparciu o występujący dobowy profil zapotrzebowania, możliwe jest przesuwanie szczytów i dolin zapotrzebowania na ciepło według potrzeb.

Akumulatory ciepła mogą wykorzystywać grunt, wodę oraz żwir jako ośrodek magazynujący UETS (Underground Thermal Energy Storage), czyli podziemne zasobniki ciepła, lub mogą być to zbiorniki wodne TTES (Tank Thermal Energy Storage).

Niniejsza analiza wykonana została w oparciu o następujące założenia:

- Zakładana $\Delta T = 40^{\circ}\text{C}$ – różnica temperatur między rozładowaniem a naładowaniem akumulatora (90/50),
- Sprawność procesu akumulacji 90%,
- Pojemność cieplna 1 m³ wody – 46,42 kWh,
- Dobór akumulatora został oparty na mocy produkcji ciepła z roku 2021 oraz uwzględnia moc zamówioną planowaną na rok 2024.

8.1 Dobór akumulatora ciepła na podstawie typowej doby lata

Na poniższym wykresie przedstawiono profil zapotrzebowania na moc ciepłą w systemie w okresie typowej doby dla okresu przejściowego (tj. okres od 1 do 31 maja oraz od 1 do 30 września) dla analizowanego systemu ciepłowniczego MPEC Lębork. Charakterystycznymi wielkościami dla analizowanego okresu są:

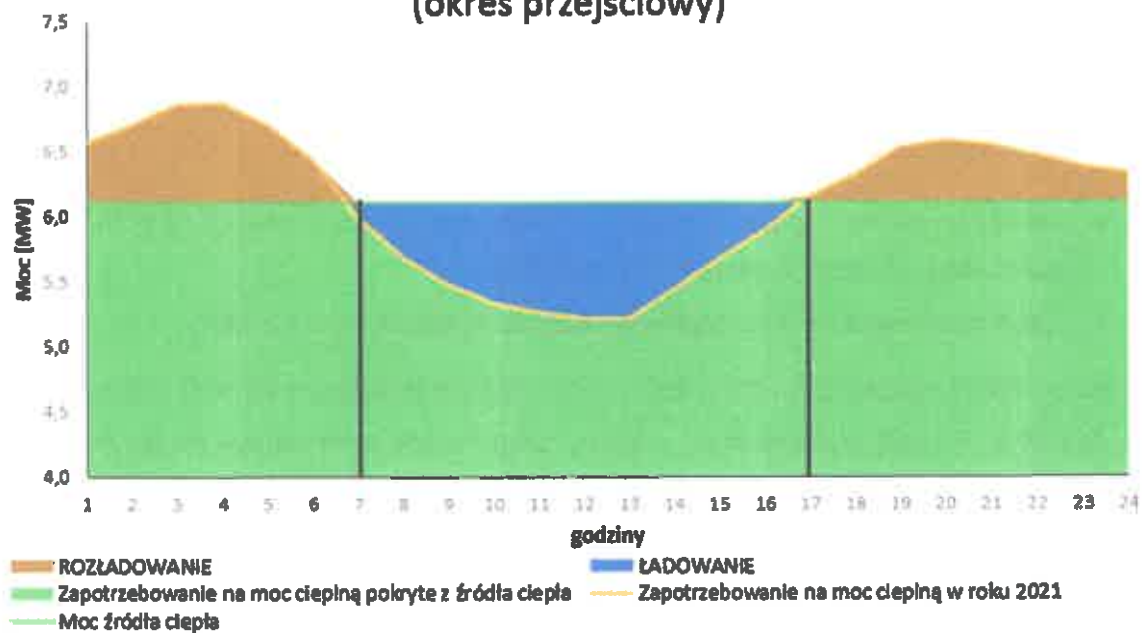
- Podstawa profilu zapotrzebowania na moc ciepłą wynosząca ok. 6,1 MWt (średnie godzinowe zapotrzebowanie na moc ciepłą),
- Zapotrzebowanie na moc ciepłą w szczycie wynoszące ok. 6,8 MWt.

Poniżej przedstawiono dobowy bilans pracy akumulatora ciepła dla okresu przejściowego.

Tabela 32 Bilans pracy akumulatora ciepła (okres przejściowy)

Dane przyjęte do doboru	2021	Bilans pracy akumulatora ciepła		
Godzina doby	Moc źródła ciepła	ŁADOWANIE	ROZŁADOWANIE	ENERGIA CIEPŁA W AKUMULATORZE
-	MW	MWh	MWh	MWh
1	6,111	0,000	-0,467	3,010
2	6,111	0,000	-0,596	2,414
3	6,111	0,000	-0,749	1,665
4	6,111	0,000	-0,756	0,909
5	6,111	0,000	-0,587	0,321
6	6,111	0,000	-0,321	0,000
7	6,111	0,122	0,000	0,122
8	6,111	0,429	0,000	0,551
9	6,111	0,637	0,000	1,187
10	6,111	0,770	0,000	1,958
11	6,111	0,850	0,000	2,807
12	6,111	0,895	0,000	3,702
13	6,111	0,895	0,000	4,597
14	6,111	0,664	0,000	5,261
15	6,111	0,434	0,000	5,696
16	6,111	0,217	0,000	5,912
17	6,111	0,000	-0,048	5,864
18	6,111	0,000	-0,211	5,654
19	6,111	0,000	-0,416	5,238
20	6,111	0,000	-0,477	4,761
21	6,111	0,000	-0,433	4,327
22	6,111	0,000	-0,355	3,972
23	6,111	0,000	-0,276	3,697
24	6,111	0,000	-0,220	3,476

Współpraca źródła ciepła z magazynem ciepła (okres przejściowy)



Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

Wykres 14 Współpraca źródła ciepła z magazynem ciepła dla okresu przejściowego

Czarnymi liniami oddzielono cykle ładowania od cykli rozładowania akumulatora ciepła.

Pojemność akumulatora niezbędna do zapewnienia stałej mocy cieplnej przez całą dobę w okresie przejściowym wynosi ok. 142 m³.

Na poniższym wykresie przedstawiono profil zapotrzebowania na moc ciepłą w systemie w okresie typowej doby dla okresu letniego, czyli tzw. sezonu pozagrzewczego (tj. okres od 1 czerwca do 31 sierpnia) dla analizowanego systemu ciepłowniczego MPEC Lębork. Charakterystycznymi wielkościami dla analizowanego okresu są:

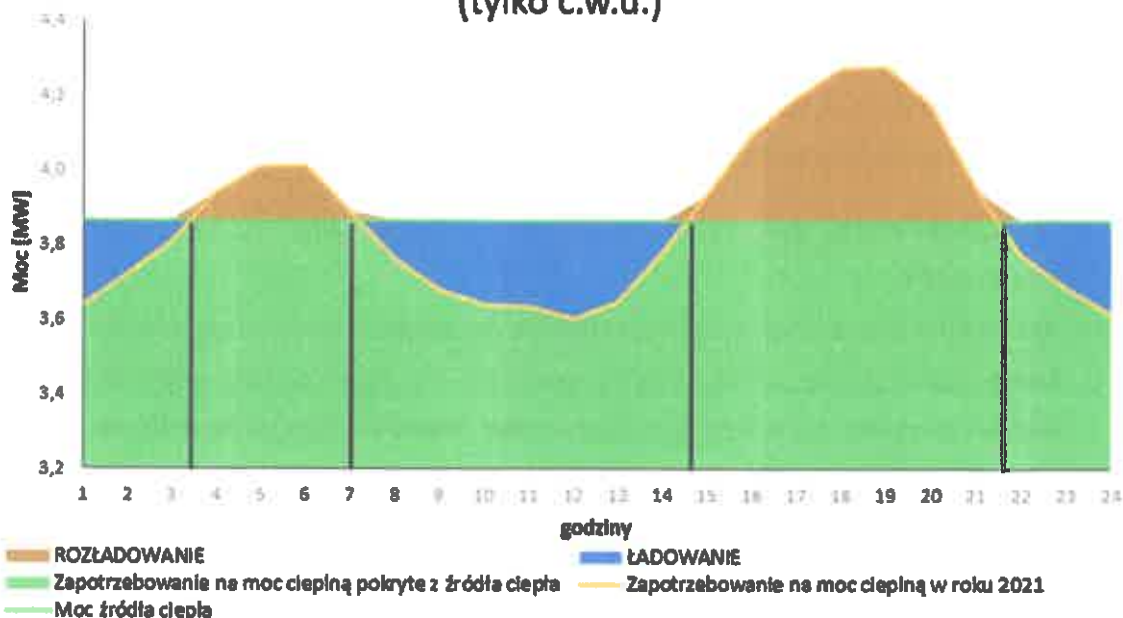
- podstawa profilu zapotrzebowania na moc ciepłą wynosząca ok. 4 MWt (średnie godzinowe zapotrzebowanie na moc ciepłą),
- zapotrzebowanie na moc ciepłą w szczycie wynoszące ok. 4,3 MWt

Różnica między podstawą profilu a szczytowym zapotrzebowaniem na moc ciepłą wynosi ok. 0,3 MW. Poniżej przedstawiono dobowy bilans pracy akumulatora ciepła dla okresu letniego.

Tabela 33 Bilans pracy akumulatora (okres letni)

Dane przyjęte do doboru	2021	Bilans pracy akumulatora		
Godzina doby	Moc źródła ciepła	ŁADOWANIE	ROZŁADOWANIE	ENERGIA CIEPŁA W AKUMULATORZE
-	MW	MWh	MWh	MWh
1	3,864	0,225	0,000	0,190
2	3,864	0,143	0,000	0,333
3	3,864	0,056	0,000	0,389
4	3,864	0,000	-0,076	0,313
5	3,864	0,000	-0,143	0,170
6	3,864	0,000	-0,145	0,025
7	3,864	0,000	-0,025	0,000
8	3,864	0,103	0,000	0,103
9	3,864	0,182	0,000	0,285
10	3,864	0,225	0,000	0,510
11	3,864	0,227	0,000	0,737
12	3,864	0,260	0,000	0,997
13	3,864	0,218	0,000	1,215
14	3,864	0,081	0,000	1,296
15	3,864	0,000	-0,070	1,226
16	3,864	0,000	-0,233	0,993
17	3,864	0,000	-0,331	0,662
18	3,864	0,000	-0,410	0,253
19	3,864	0,000	-0,411	-0,158
20	3,864	0,000	-0,310	-0,468
21	3,864	0,000	-0,086	-0,554
22	3,864	0,090	0,000	-0,464
23	3,864	0,179	0,000	-0,285
24	3,864	0,250	0,000	-0,035

Współpraca źródła ciepła z magazynem ciepła (tylko c.w.u.)



Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

Wykres 15 Współpraca źródła ciepła z magazynem ciepła uwzględniające tylko zapotrzebowanie na c.w.u.

Czarnymi liniami oddzielono cykle ładowania od cykli rozładowania akumulatora ciepła.

Pojemność akumulatora niezbędna do zapewnienia mocy c.w.u. przez całą dobę w okresie letnim (od 1 czerwca do 31 sierpnia) wyniesie ok. 31 m³.

W okresie zapotrzebowania na c.w.u. (lato) wahanla są mniejsze niż z uwzględnieniem okresu przejściowego. Różnica min – max 300 kWt – mniej o ok. 5%.

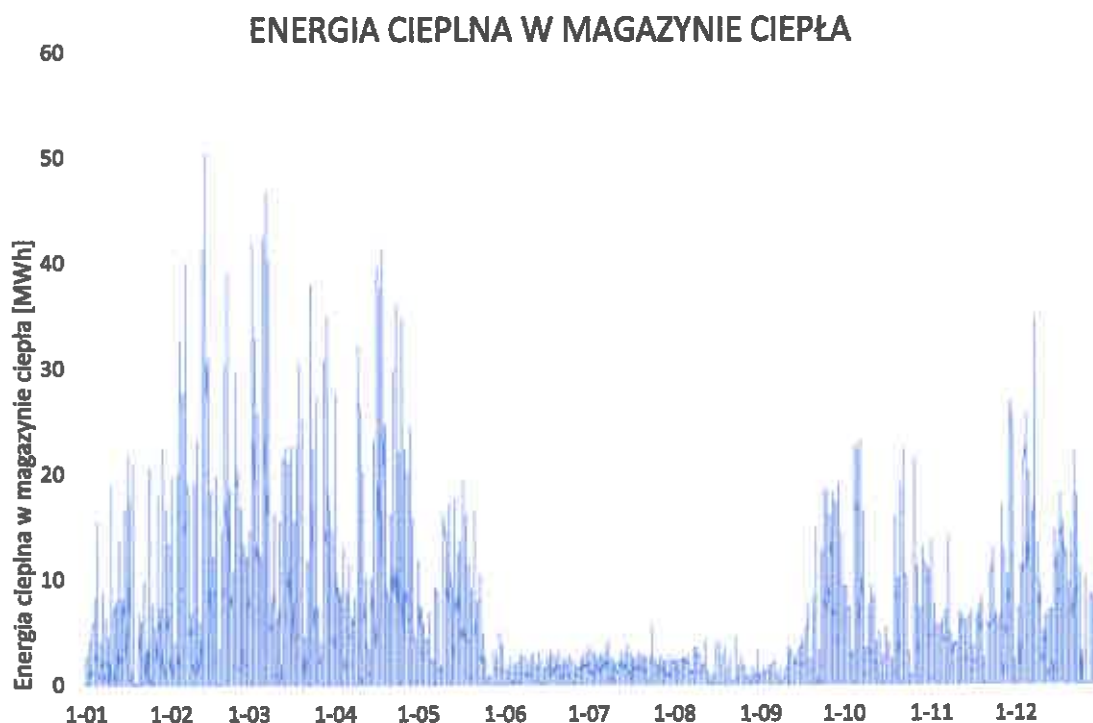
W związku z niewielkimi różnicami dobowymi w okresie letnim akumulator ciepła powinien mieć pojemność ok. 31 m³. Pojemność zbiornika na poziomie 31 m³ miałby marginalny wpływ na pracę systemu ciepłowniczego, w związku z tym niezasadna jest instalacja magazynu ciepła.

Dobór akumulatora ciepła należy ponownie przeanalizować w momencie wyboru urządzeń oraz źródeł ciepła, które będą stanowić podstawę systemu.

8.2 Dobór akumulatora na podstawie godzinowego profilu zapotrzebowania na ciepło

Poniżej przedstawiono wykres energii cieplnej do zmagazynowania oraz wymaganą pojemność magazynu ciepła w całym roku. Dobór dobowego akumulatora ciepła wykonany został w oparciu o następujące założenia:

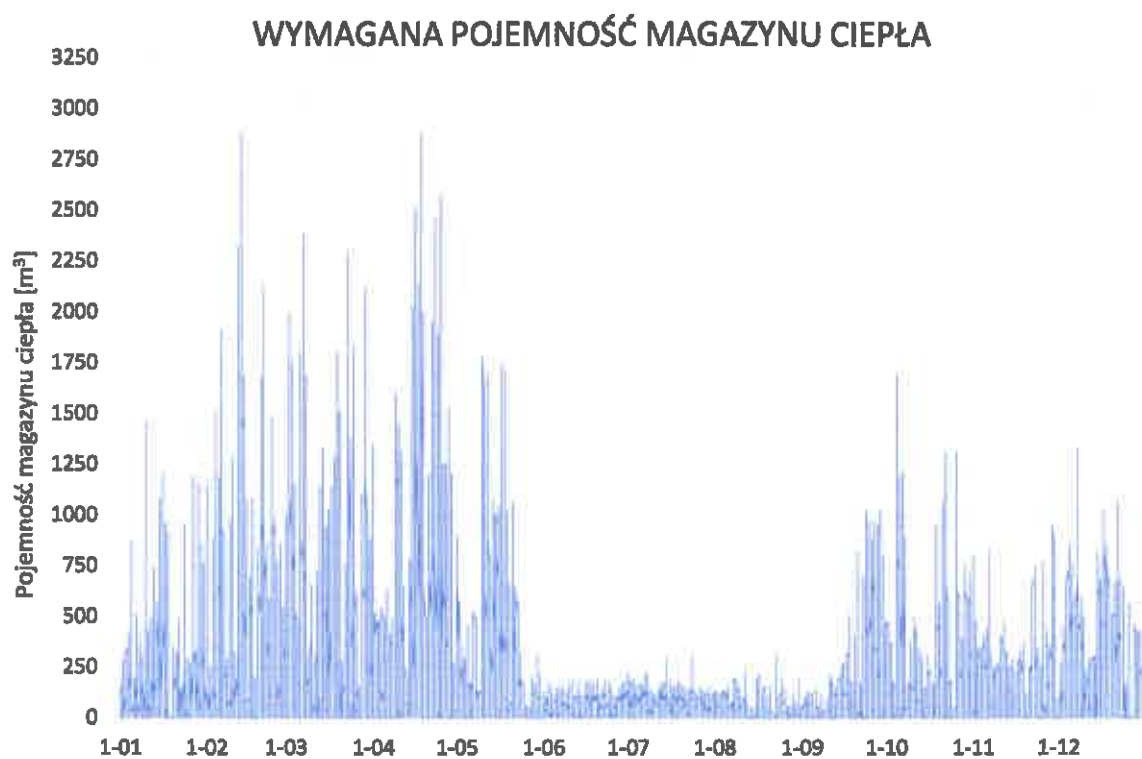
- Akumulator ciepła wykorzystywany jest do optymalizowania dobowego cyklu pracy źródeł ciepła,
- Akumulator ciepła nie pracuje samodzielnie na potrzeby systemu ciepłowniczego,
- Maksymalna temperatura ładowania zasobnika wynosi 95°C , przy czym temperatura ładowania zasobnika w czasie jego pracy jest równa aktualnej temperaturze zasilania w systemie ciepłowniczym.



Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

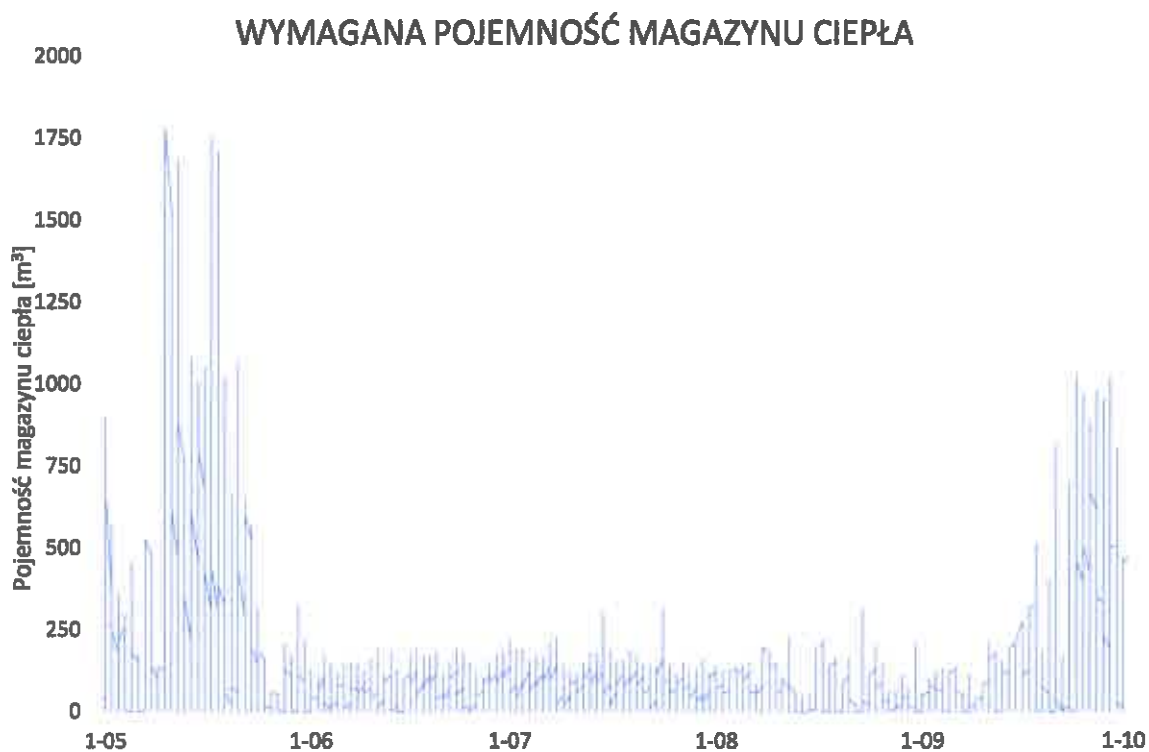
Wykres 16 Energia cieplna w magazynie ciepła

Ze względu na występowanie okresów ze zmiennym zapotrzebowaniem na ciepło w ciągu doby oraz dużej zmienności temperatury zewnętrznej, jako optymalny okres do współpracy z magazynem ciepła przyjmuje się od 01.05 do 30.09 (okres letni oraz przejściowy).



Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

Wykres 17 Wymagana pojemność magazynu ciepła



Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

Wykres 18 Wymagana pojemność magazynu ciepła od 01.05 do 01.10

W związku z powyższym przeanalizowano ilość energii cieplnej jaka mogłaby zostać zmagazynowana w danym okresie oraz wymaganą pojemność magazynu ciepła umożliwiającą współpracę ze źródłem ciepła w wyżej wymienionym okresie.

Maksymalna energia cieplna do zakumulowania wynosi ok. 50 MWh. Maksymalna pojemność zasobnika ciepła wynosi ok. 1 750 m³. Jednakże z uwagi na fakt, że zasobnik nie byłby w pełni wykorzystywany przez cały okres czasu, zasadny jest dobór takiej pojemności magazynu ciepła, aby zapewnić pełne wykorzystanie bufora ciepła w jak największej ilości dni w okresie od 01.05 do 30.09. W związku z tym (na podstawie powyższych wykresów) magazyn ciepła powinien mieć pojemność ok. 400 m³, aby umożliwić zmagazynowanie ok. 8 MWh energii cieplnej. Rozwiązanie to jest rozwiązaniem najbardziej zasadnym pod kątem nakładów inwestycyjnych oraz stopnia wykorzystania magazynu ciepła.

Współpraca źródła ciepła z magazynem ciepła pozwoli na uzyskanie następujących optymalizacji:

- Źródło ciepła w czasie pracy, w okresie przejściowym oraz letnim, będzie mogło pracować ze stałą mocą cieplną w ciągu doby (6,111 MWt), co pozwoli na osiągnięcie lepszych sprawności przez urządzenia składające się na źródło ciepła.

Poniżej przedstawiono przykładowy tydzień współpracy źródła ciepła z magazynem ciepła z wyszczególnieniem ilości energii cieplnej:

- ładowanej do magazynu ciepła w poszczególnych godzinach,
- pobieranej z magazynu ciepłą (rozładowanie) w poszczególnych godzinach.



Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

Wykres 19 Współpraca źródeł ciepła z magazynem ciepła

W celu doboru sezonowego magazynu ciepła, dokładniejsza analiza zostanie zaprezentowana w aktualizacji strategii, po uwzględnieniu wdrożeniowych etapów I – IV strategii dekarbonizacji MPEC Lębork.

9 Założenia ekonomiczno-techniczne

9.1 Rozwiązania lokalizacyjne

W niniejszej strategii uwzględniono następujące lokalizacje możliwe do zagospodarowania pod źródło ciepła:

- teren kotłowni KR-1,
- teren oczyszczalni ścieków.

9.2 Rozwiązania technologiczne

Poniżej przedstawiono możliwe do realizacji rozwiązania technologiczne:

- powietrzne pompy ciepła,
- agregat kogeneracyjny,
- pompy ciepła zasilane ściekami oczyszczonymi,

Rodzaje paliw uwzględnione w przygotowaniu koncepcji:

Tabela 34 Wartości opałowe paliw uwzględnionych w koncepcji

Paliwo zasilające	Wartość opałowa paliwa	Jednostka
Energia elektryczna + OZE	-	-
Węgiel	22,09	MJ/kg
Biomasa – zrębki	9,23	MJ/kg
Gaz ziemny	36,00	MJ/nm ³

9.3 Założenia ekonomiczne

Tabela 35 Założenia ekonomiczne

Założenia ekonomiczne:		
Cena sprzedaży ciepła:	124,68 zł	zł/GJ
Cena ciepła za MWh:	453,46 zł	zł/MWh
Cena sprzedaży energii elektrycznej:	450,00	zł/MWh
Cena zakupu energii elektrycznej (bez dystrybucji):	672,60	zł/MWh
Cena zakupu energii elektrycznej z dystrybucją:	872,24	zł/MWh
Cena zakupu węgla:	450,00	zł/tona
Cena zakupu gazu (bez opłaty dystrybucji)	217,56	zł/MWh
Cena zakupu gazu z dystrybucją	290,08	zł/MWh
Biomasa – zrębka leśna	400,00	zł/tona
Koszt zakupu uprawnień do emisji CO ₂	410,00	zł/t CO ₂
Koszt opłaty środowiskowej dla GJ wyprodukowanego ciepła dla istniejących źródeł ciepła bez opłat za emisję CO ₂ :	0,31	zł/GJ
Dopłata premie gwarantowana aukcją:	181,53	zł/MWh
wskaźnik emisji CO ₂ dla węgla	108,85	kgCO ₂ /GJ
wskaźnik emisji CO ₂ przy spalaniu węgla	2,12	kg CO ₂ /t węgla

Źródło: MPEC Lębork

9.4 Nakłady inwestycyjne poszczególnych rozwiązań

Poniżej przedstawiono przewidywane nakłady na poszczególne rozwiązania technologiczne omówione w rozdziale 6. Nakłady inwestycyjne dobrano na podstawie oferty rynkowej z roku 2023.

Tabela 36 Przewidywane nakłady na agregat kogeneracyjny zasilany gazem ziemnym

Agregat kogeneracyjny na gaz ziemny o mocy 1,2MWt oraz 0,99 MWe	
Struktura wydatków	Nakład inwestycyjny
Przygotowanie inwestycji	255 000 zł
Dokumentacja projektowa	2 315 000 zł
Roboty budowlane	1 413 500 zł
Dostawa i montaż instalacji	3 578 895 zł
Testy, rozruchy i odbiory inwestycji	250 000 zł
Razem	7 812 395 zł

Tabela 37 Przewidywane nakłady na powietrzne pompy ciepła na kotłowni KR-1

Powietrzne pompy ciepła KR-1 2,17 MWt	
Struktura wydatków	Nakład inwestycyjny
Pompy ciepła (I ST) - urządzenia	4 035 119 zł
Pompy ciepła (II ST) - urządzenia	2 130 372 zł
Przygotowanie inwestycji, infrastruktura technologiczna dla pomp ciepła, dostawa i montaż, roboty budowlane, dokumentacja projektowa	9 248 236 zł
Uruchomienie urządzeń	61 655 zł
Razem	15 475 381 zł

Tabela 38 Przewidywane nakłady na pompy ciepła na ściekach oczyszczonych

Pompy ciepła na ściekach oczyszczonych o mocy 2,4 MWt	
Struktura wydatków	Nakład inwestycyjny
Pompy ciepła (I ST) - urządzenia	5 458 320 zł
Pompy ciepła (II ST) - urządzenia	4 735 814 zł
Przygotowanie inwestycji, infrastruktura technologiczna dla pomp ciepła, dostawa i montaż, roboty budowlane, dokumentacja projektowa	15 291 200 zł
Budowa sieci ciepłowniczej	4 100 000 zł
Pompiwnia sieciowa	960 000 zł
Uruchomienie urządzeń	101 941 zł
Razem	30 647 275 zł

Tabela 39 Przewidywane nakłady na gruntowe pompy ciepła na kotłowni KR-1

Gruntowe pompy ciepła KR-1 o mocy 0,13 MWt	
Struktura wydatków	Nakład inwestycyjny
Pompy ciepła (I ST) - urządzenia	368 179 zł
Pompy ciepła (II ST) - urządzenia	284 753 zł
Infrastruktura technologiczna dla pomp ciepła	979 397 zł
Pompownia sieciowa	841 643 zł
Uruchomienie urządzeń	6 529 zł
Razem	2 480 500 zł

10 Wybór optymalnych źródeł ciepła

10.1 Analiza potencjału poszczególnych źródeł ciepła

W niniejszym rozdziale przeanalizowano potencjał opisany w rozdziale 6.

W pierwszym kroku dokonano wyboru źródeł ciepła, które w docelowym wariancie pracy powinny stanowić podstawowe źródła ciepła.

Poniższa tabela przedstawia porównanie poszczególnych źródeł ciepła omówionych w rozdziale 6. Do porównania przyjęto następujące założenia:

1. Każde urządzenie zostało zamodelowane jako podstawowe źródło ciepła.
2. Każde zamodelowane urządzenie pracuje 8 040 h/rok.
3. Zakłada się zakup paliwa na potrzeby poszczególnych źródeł ciepła (poza kolektorami słonecznymi) zgodnie z założeniami ekonomicznymi opisanymi w rozdziale 9.3.
4. Energia elektryczna wyprodukowana w kogeneracji gazowej i biomasowym układzie ORC wykorzystywana jest na potrzeby własne agregatu i MPEC. Nadmiar wyprodukowanej energii elektrycznej sprzedany zostanie do KSE.

Wyboru podstawowych źródeł ciepła dokonano w oparciu o następujące kryteria:

- I. Udział produkcji ciepła z OZE w całkowitym rocznym zapotrzebowaniu – kryterium ekologiczne.
- II. Koszt produkcji 1 GJ ciepła – kryterium energetyczne.
- III. SPBT – prosty okres zwrotu – kryterium ekonomiczne.

Powyższym kryteriom zostały przyznane miejsca od 1-8 dla poszczególnych technologii, gdzie: 1 – najbardziej korzystne, 8 – najmniej korzystne w danym kryterium. Dwie technologie z najniższą liczbą punktów stanowią podstawowe źródło ciepła w systemie ciepłowniczym.

Tabela 41 Wybór podstawowych źródeł ciepła

Technologia	Kotły węglowe	Biomasowy ORC	Kocioł biomasowy	AK - sprzedaż 95% energii elektrycznej	Powietrzna pompa ciepła	Pompy ciepła na OŚ	Gruntowe pompy ciepła	Kolektory solarne
Lokalizacja	KR-1	EC	KR-1	OŚ	KR-1	OŚ	KR-1	KR-1
Istniejąca/Nowa	Istniejąca	Istniejąca	Istniejąca	Nowe	Nowe	Nowe	Nowe	Nowe
Paliwo	Węgiel	Biomasa	Biomasa	Gaz	Energia elektryczna	Energia elektryczna	Energia elektryczna	OZE
I	8	1	2	5	4	3	6	7
II	5	3	4	2	7	6	8	1
III	1	1	1	4	8	8	8	5
SUMA PUNKTÓW	14	5	7	11	16	17	20	13

Źródło: Opracowanie własne Energo-ekaner

Na podstawie powyższej analizy rekomenduje się następujące technologie jako podstawowe źródła ciepła w docelowym wariancie pracy:

1. Biomasowy układ ORC na paliwo biomasowe (zrąbkę leśną) – 5 punktów,
2. Kocioł biomasowy na paliwo biomasowe (zrąbkę leśną) – 7 punktów,
3. Gazowy agregat kogeneracyjny – 11 punktów.

Każde z wyżej rekomendowanych źródeł ciepła oprócz agregatu kogeneracyjnego może pracować samodzielnie jako podstawowe źródło ciepła w okresie letnim, co jest dodatkową korzyścią dla przedsiębiorstwa.



W kolejnym kroku określono źródła ciepła, które w docelowym wariantcie pracy powinny stanowić uzupełniające źródła ciepła, współpracujące z biomasowym układem ORC oraz gazowym agregatem kogeneracyjnym, wykorzystujące energię elektryczną wyprodukowaną w jednostce kogeneracyjnej.

Poniższa tabela przedstawia porównanie współpracy biomasowego układu ORC i agregatu kogeneracyjnego z poszczególnymi źródłami ciepła, w których występuje zapotrzebowanie na energię elektryczną. Do porównania przyjęto następujące założenia:

1. Układ ORC stanowi podstawowe źródło ciepła, pracujące 8 040 godzin w roku.
2. W czasie przerwy technologicznej układu ORC (przyjęto okres od 01 do 31 lipca) podstawowym źródłem ciepła jest agregat kogeneracyjny wraz z pompami ciepła na oczyszczalni ścieków.
3. Zakłada się zakup energii elektrycznej na potrzeby poszczególnych źródeł ciepła, tylko w przypadku niewystarczającej ilości energii elektrycznej produkowanej w układzie ORC lub agregacie kogeneracyjnym, zgodnie z założeniami ekonomicznymi opisanymi w rozdziale 9.3.
4. Energia elektryczna wyprodukowana w układzie ORC i agregacie kogeneracyjnym wykorzystywana jest na potrzeby własne MPEC Lębork i potrzeby zasilania pozostałych źródeł ciepła.
5. Nadmiar wyprodukowanej energii elektrycznej sprzedany zostanie do KSE,

Dodatkowo w tabeli przedstawiono dla porównania instalację powietrznych i wodnych pomp ciepła zasilanych energią elektryczną z paneli fotowoltaicznych. Wariant ze sprzedażą 95% energii elektrycznej produkowanej w instalacji kogeneracyjnej został przedstawiony w celu zobrazowania wpływu konsumpcji energii elektrycznej na SPBT dla inwestycji związanej z budową gazowego agregatu kogeneracyjnego.

Jako punkt odniesienia uwzględniono w tabeli istniejące źródła węglowe, biomasowe oraz układ ORC.



Tabela 42 Analiza potencjału – konsumpcja energii elektrycznej wyprodukowanej w agregacie kogeneracyjnym oraz układzie ORC

	Kody węglowe	Biomasy ORC - sprzedaż 88% energii elektrycznej		Kody Biomasy	Koszt produkcji GJ ciepła w 2023 roku - stanowiąc punkt odniesienia dla dalszych analiz - 35,78% produkcji z kołków węglowych, 19,9% z biomasy ORC, 44,32% z Koda	Agregat kogeneracyjny - sprzedaż 88% energii elektrycznej	Agregat kogeneracyjny - konsumpcja energii elektrycznej w Pompach Ciepła na OŚ		Biomasy ORC - konsumpcja energii elektrycznej na potrzeby podgrzewanych pomp ciepła		Biomasy ORC - konsumpcja energii elektrycznej na potrzeby gruntowych pomp ciepła	
		KR-1 Węgiel	EC Biomasa	HR-1 Biomasa			OS Nowe Gaz	OS Nowe Energia elektryczna	VR-1 Nowe Biomasa	VR-1 Nowe Energia elektryczna	KR-1 Nowe Biomasa	KR-1 Nowe Energia elektryczna
Produkcja energii elektrycznej	MWh		8 819			8 032	8 032		9 819		9 819	
Produkcja ciepła	GJ	341 429	148 301	130 434		38 022	38 022	89 746	148 301	47 120	148 301	3 407
Zużycie paliwa	ton lub MWh	19 321	26 191	17 031		19 135	19 135	7 020	26 191	5 512	26 191	416
Zużycie paliwa	ton lub MWh	19 321	26 191	17 031		19 135	19 135	173	26 191	725	26 191	416
Koszt energii elektrycznej	zł	8 094 450	10 476 420	6 812 403		5 550 681	5 550 541	150 898	10 476 400	632 374	10 476 400	0
Koszt ciepła	zł	105 842	49 373	42 256		19 857	10 157		45 973		45 973	
Koszt ciepła ze składu CO2	zł	18 503 858										
Zużycie energii elektrycznej (przez)	MWh		2 946			402	402		1 301		3 363	
Zużycie energii elektrycznej (przez)	MWh		6 873			7 030	610		3 671		6 457	
Zużycie energii elektrycznej (przez)	MWh		3 083 980			3 433 490	274 050		1 651 815		2 805 765	
Zużycie energii elektrycznej (przez)	MWh					1 455 048	1 455 048					
Koszt energii elektrycznej	zł	75,01	60,10	50,24		19,13	37,09		48,63		50,21	
Koszt energii elektrycznej	zł					2626	2026		2027		2028	
Koszt energii elektrycznej	zł					7 612 399	34 959 670		15 475 381		990 000	
Koszt energii elektrycznej	zł					8 59	15,59		7 82		0,72	

Źródło: Opracowanie własne Energo-skanner

Wyboru uzupełniających źródeł ciepła dokonano w oparciu o następujące kryteria:

- I. Udział produkcji ciepła z OZE w całkowitym rocznym zapotrzebowaniu – kryterium ekologiczne.
- II. Koszt produkcji 1 GJ ciepła – kryterium energetyczne.
- III. SPBT - prosty okres zwrotu – kryterium ekonomiczne.

Powyższym kryteriom zostały przyznane miejsca od 1-5 dla poszczególnych technologii, gdzie: 1 – najbardziej korzystne, 5 – najmniej korzystne w danym kryterium. Technologie z najniższą liczbą punktów stanowią uzupełniające źródła ciepła w systemie ciepłowniczym. Co więcej ze względu na znikomą moc grzewczą pomp ciepła oraz konieczność wyboru jednej technologii pomp ciepła na KR-1 (mała ilość terenu do zagospodarowania) w analizie doboru źródeł uzupełniających rozpatrywane zostaną jedynie zewnętrzne pompy ciepła.

Tabela 43 Wybór uzupełniających źródeł ciepła

Technologia	Kotły węglowe	Biomasowy układ ORC	Kocioł biomasowy	AK – konsumpcja energii elektrycznej w pompach ciepła na OŚ	Biomasowy ORC – konsumpcja energii elektrycznej na potrzeby zewnętrznych pomp ciepła
Lokalizacja	KR-1	EC	KR-1	OŚ	KR-1
Istniejące/Nowe	Istniejące	Istniejące	Istniejące	Nowe	Nowe
Paliwo	węgiel	biomasa	biomasa	energia elektryczna	energia elektryczna
Kryterium	I	5	2	3	4
	II	5	3	4	1
	III	1	1	1	2
SUMA PUNKTÓW	11	6	8	10	7

Źródło: Opracowanie własne Energo-ekaner



Na podstawie powyższej analizy rekomenduje się następujące technologie jako uzupełniające źródła ciepła w docelowym wariantcie pracy (do współpracy z agregatem kogeneracyjnym oraz biomasowym układzie ORC) w następującej kolejności:

1. Powietrzne pompy ciepła wykorzystujące energię elektryczną z układu ORC – 7 punktów.
2. Pompy ciepła zasilane ściekami oczyszczonymi zasilane energią elektryczną z gazowego agregatu kogeneracyjnego – 10 punktów.

Każde z wyżej rekomendowanych źródeł ciepła pozwala na wprowadzenie do systemu ciepłowniczego ciepła pochodzącego z OZE. Dodatkowo technologie wymienione wyżej, przy aktualnych założeniach ekonomicznych pozwoli na znaczące obniżenie ceny produkcji GJ ciepła, co potwierdza zasadność wykorzystania wyprodukowanej energii elektrycznej do zasilania uzupełniających źródeł.

10.2 Źródła ciepła rekomendowane do wariantu docelowego

Potencjalne źródła ciepła zostały zestawione oraz porównanie pod kątem ekonomicznym, energetycznym oraz ekologicznym.

Na podstawie analiz oraz ze względu na:

- Możliwość wprowadzenia do systemu ciepłowniczego dużych ilości ciepła pochodzącego z OZE,
- Niższą cenę produkcji ciepła niż w przypadku istniejących źródeł ciepła w przypadku spalania paliwa węglowego i ponoszenia opłat związanych z emisją CO₂,
- Optymalny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych,
- Przewidywany możliwy czas realizacji,
- Możliwość uzyskania dofinansowania,
- Zadeklarowany efekt ekologiczny istniejących źródeł ciepła,
- Możliwości terenowych,

W wariantcie docelowym uwzględnione zostaną następujące źródła ciepła w przytoczonej poniżej kolejności:

1. biomasowy układ ORC przy KR-1,
2. gazowy agregat kogeneracyjny na OŚ Lębork,
3. pompy ciepła zasilane ściekami oczyszczonymi na OŚ Lębork,
4. powietrzne pompy ciepła na KR-1,
5. kocioł biomasowy na KR-1,
6. wodorowy lub biometanowy agregat kogeneracyjny (po rozwinięciu się technologii),
7. kocioł elektrodowy (po rozwinięciu technologii kogeneracji wodorowych),
8. akumulator ciepła (po ukończeniu etapu III, czyli budowy instalacji kogeneracji wodorowej lub biometanowej).

Sumaryczne nakłady inwestycyjne umożliwiające wybudowanie technologii, wymienionych powyżej w punktach 2-4, przedstawiono w poniższej tabeli. Informacje odnośnie nakładów inwestycyjnych pozyskano z oferty rynkowej z 2023 roku.

Tabela 44 Nakłady Inwestycyjne na technologie stanowiące wariant docelowy

Technologie stanowiące wariant docelowy (Etap I oraz II)	Nakłady inwestycyjne
Powietrzne pompy ciepła	15 475 381 zł
Gazowy agregat kogeneracyjny	7 812 395 zł
Pompy ciepła zasilane ściekami oczyszczonymi	30 647 275 zł
RAZEM	53 935 051 zł

Ze względu na znaczące nakłady inwestycyjne rekomendowane jest zrealizowanie wariantu docelowego w czterech etapach, z których 2 z nich zostały przedstawione oraz szczegółowo opisane w kolejnym rozdziale, oprócz etapów III i IV, które zostaną opracowane w aktualizacji strategii (ze względu na obecny, znikomy stan rozwinięcia technologii kogeneracji wodorowych oraz biometanowych).

11 Konfiguracja pracy źródeł ciepła w wariantcie docelowym

Niniejszy rozdział opisuje szczegółowe kroki wdrożenia wariantu docelowego. Wariant ten został podzielony na cztery etapy:

Tabela 45 Harmonogram wdrożenia wybranego wariantu

Etap	Zadanie	Przewidywany/ rekomendowany termin uruchomienia etapu
Etap I	Instalacja powietrznych pomp ciepła o mocy 2,17 MWt	do 2028 r.
Etap II	Instalacja Agregatu kogeneracyjnego o mocy cieplnej 1,2 MWt oraz mocy elektrycznej 0,99 MWe + Instalacja pomp ciepła na ściekach oczyszczonych o mocy cieplnej 2,4 MWt	do 2035 r.
Etap III	Instalacja kotła elektrodowego + sezonowego magazynu ciepła	po 2030 r.
Etap IV	Instalacja kogeneracji wodorowej lub biometanowej o mocy cieplnej 6 MWt oraz elektrycznej 6 MWe + wymiana silnika w gazowym agregacie kogeneracyjnym na wodorowy lub biometanowym	do 2045 r.

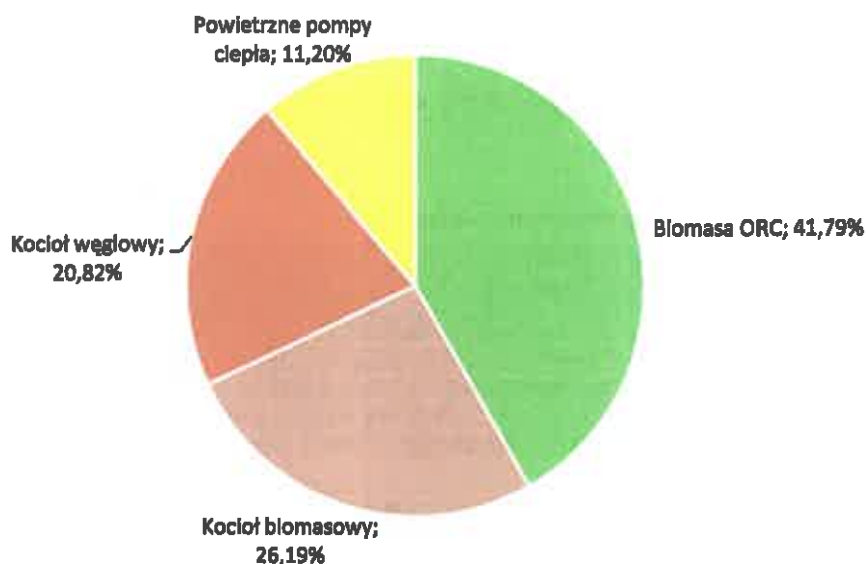
11.1 Etap I

Na źródła w Etapie I zgodnie z harmonogramem składają się następujące urządzenia:

1. Kociołnia KR-1:

- 1.1. Kogeneracja biomasowa ORC o mocy cieplnej 5,68 MWt oraz elektrycznej 1,4 MWe, z minimum technologicznym na poziomie 1,4 MWt,
- 1.2. Powietrzne pompy ciepła o mocy 2,17 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 0,301 MWt,
- 1.3. Kocioł biomasowy o mocy cieplnej 5,1 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 1,8 MWt,
- 1.4. Kocioł węglowy K-4 o mocy 8 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 2,4 MWt,
- 1.5. Kocioł węglowy K-5 o mocy 11,63 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 3,49 MWt,
- 1.6. Kocioł węglowy K-6 o mocy 11,63 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 3,49 MWt.

Podział produkcji ciepła ze względu na technologię



Źródło: Opracowanie Energo-skaner

Wykres 20 Podział produkcji ciepła ze względu na technologię Etap I

Poniższe tabele przedstawiają podział produkcji ciepła ze względu na wykorzystaną technologię oraz udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła.

Produkcja ciepła ze źródeł OZE po realizacji etapu I wyniesie 79,18%, co pozwoli na utrzymanie przez Przedsiębiorstwo statusu efektywnego systemu ciepłowniczego do 31 grudnia 2049 roku.

Tabela 46 Podział produkcji ze względu na wykorzystaną technologię Etap I

Źródło ciepła	Ilość produkowanego ciepła	Jednostka	Udział w całkowitej produkcji ciepła
Biomasowy ORC	145 991	GJ	41,79%
Kocioł biomasowy	91 507	GJ	26,19%
Kocioł węglowy	72 733	GJ	20,82%
Powietrzne pompy ciepła	39 144	GJ	11,20%
RAZEM	349 375	GJ	100%

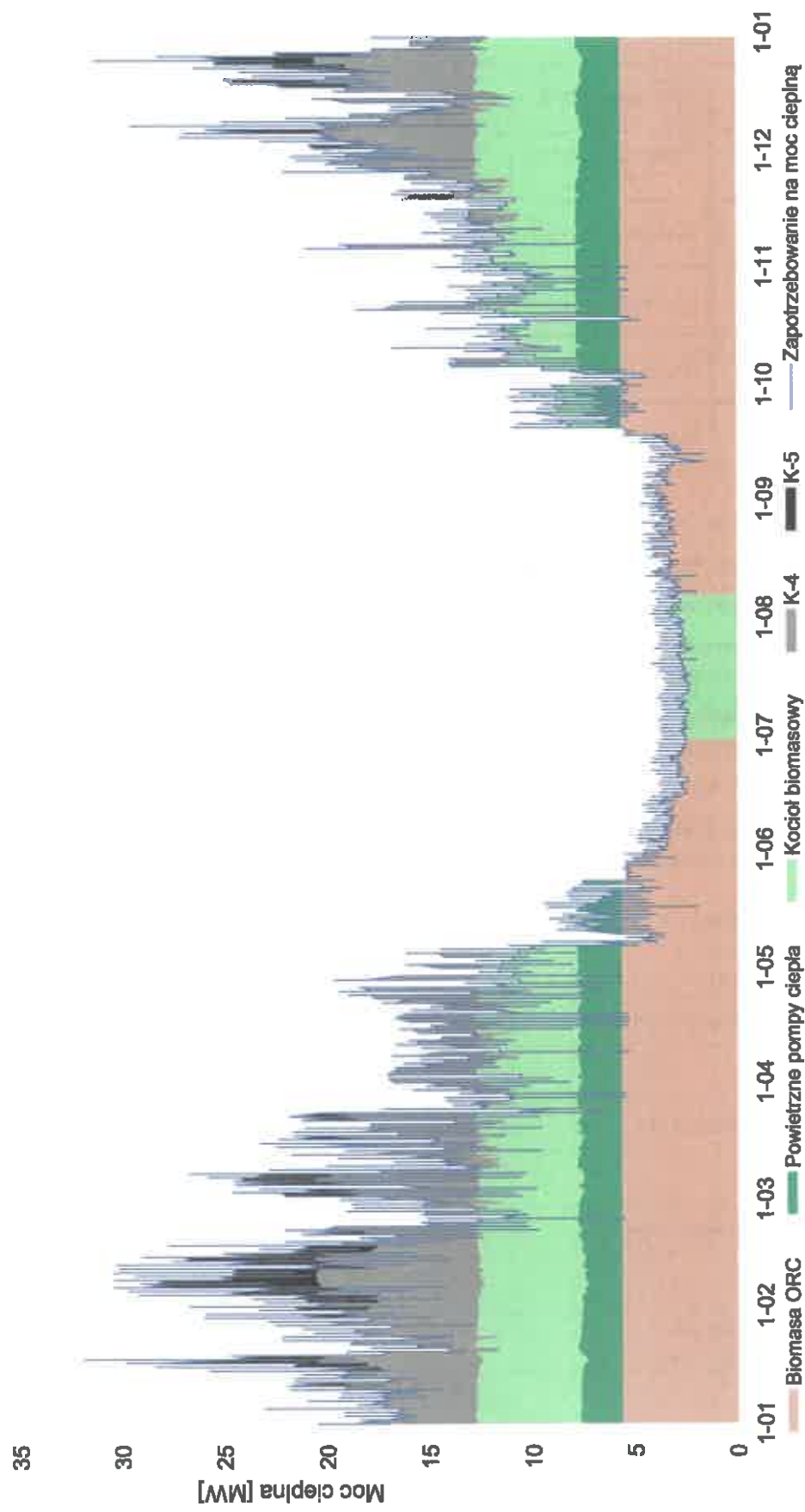
Źródło: Opracowanie Energo-skaner

Tabela 47 Udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła Etap I

Rodzaj paliwa	Ilość paliwa	Jednostka	Udział poszczególnych paliw w całkowitej produkcji ciepła
Biomas – zrębka leśna	94 862	MWh	76,01%
Węgiel	25 254	MWh	20,23%
Energia elektryczna	4 692	MWh	3,76%
RAZEM	124 808	MWh	100%

Źródło: Opracowanie Energo-skaner

Wykres pracy źródeł ciepła



Źródło: Opracowanie własne Energo-skaner

Wykres 21 Wykres pracy źródeł – Etap I



Tabela 48 Podział produkcji ciepła – Etap I

Nr źródła ciepła	Godziny pracy w roku	Produkcja en. el.	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
1	7 850 h	9 682 MWh	Biomasowy ORC	40 553	MWh	65 571	MWh	10 228 660	zł
				145 991	GJ	25 572	ton		
2	5 489 h	0 MWh	Powietrzne pompy ciepła	10 873	MWh	4 692	MWh	4 092 559	zł
				39 144	GJ	4 692 021	kWh		
3	6 127 h	0 MWh	Kocioł biomasowy	25 419	MWh	29 291	MWh	4 569 177	zł
				91 507	GJ	11 423	ton		
4	3 558 h	0 MWh	Kocioł węglowy K-4	16 532	MWh	20 664	MWh	1 515 515	zł
				59 514	GJ	3 368	ton		
5	824 h	0 MWh	Kocioł węglowy K-5	3 672	MWh	4 590	MWh	336 652	zł
				13 219	GJ	748	ton		
6	0 h	0 MWh	Kocioł węglowy K-6	0	MWh	0	MWh	0	zł
				0	GJ	0	ton		
			Koszty zakupu paliwa					20 742 554	zł

Źródło: Opracowanie Energo-skaner

Poniżej przedstawiono wpływ poszczególnych składowych kosztów oraz przychodów na koszt produkcji 1 GJ wytworzonego ciepła.

Tabela 49 Wpływ poszczególnych składowych na koszt produkcji 1 GJ ciepła – Etap I

Składowe koszty		Koszt produkcji ciepła	Koszt produkcji 1 GJ ciepła
		zł/ rok	zł/GJ
1	Koszty zakupu paliwa	20 742 554,00 zł	59,37 zł
2	Oszczędności wynikające z wykorzystania wyprowadzonej en. el.	4 092 568,70 zł	11,71 zł
3	Koszt zakupu paliwa pomniejszonego o oszczędności (1-2)	16 649 988,29 zł	47,66 zł
4	Koszt opłat środowiskowych	96 171,62 zł	0,28 zł
5	(3+4)	16 746 156,91 zł	47,93 zł
6	Koszt opłat za emisję CO ₂	3 580 900,72 zł	10,25 zł
7	(5+6)	20 327 057,63 zł	58,18 zł
8	Przychody ze sprzedaży en. el	938 345,16 zł	2,69 zł
9	(7-8)	19 388 712,47 zł	55,50 zł
10	Przychody z dopłat do wyprodukowanej en. el.	- zł	- zł
11	(9-10)	19 388 712,47 zł	55,50 zł

Źródło: Opracowanie Energo-skaner



Poniższa tabela przedstawia bilans energii elektrycznej wyprodukowanej w Biomasowym ORC. Uwzględniono sprzedaż energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego oraz potrzeby własne urządzeń i powietrznych pomp ciepła.

Tabela 50 Bilans energii elektrycznej – Etap I

Roczna produkcja energii elektrycznej	MWh/rok	Zakup energii elektrycznej	MWh/rok	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh/rok	Potrzeby własne	MWh/rok
Biomasa ORC	9 682	Powietrzne pompy ciepła	0	Biomasa ORC	2 085	MPEC	2905
RAZEM MPEC LĘBORK	9 682	RAZEM MPEC LĘBORK	0	RAZEM MPEC LĘBORK	2 085	Powietrzne pompy ciepła	4 692
						RAZEM MPEC LĘBORK	7 597

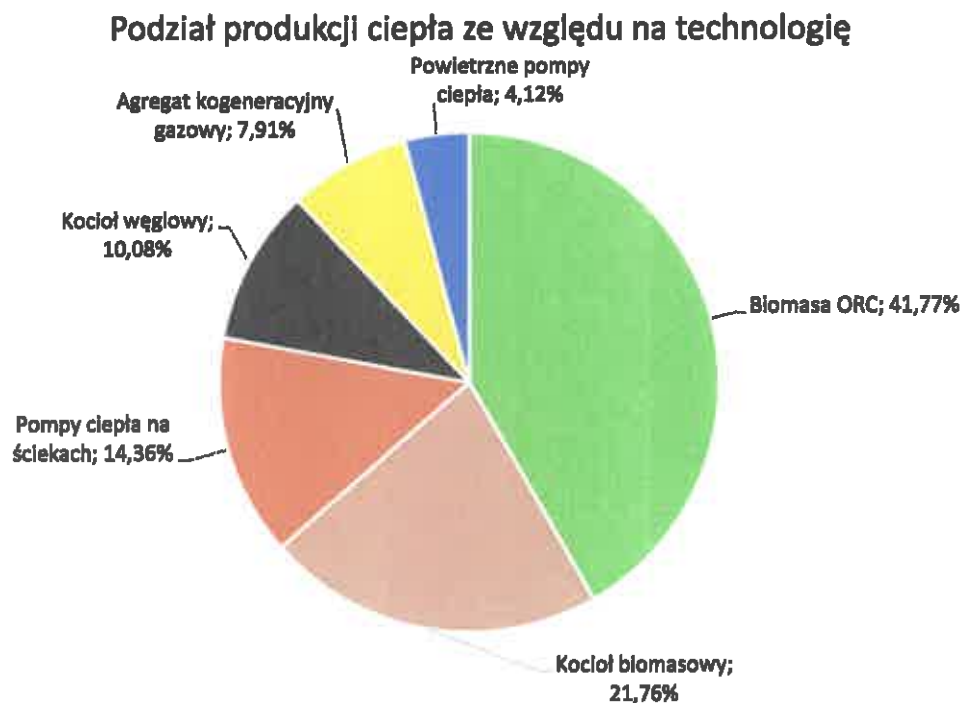
Źródło: Opracowanie Energo-skaner



11.2 Etap II

Na źródła w Etapie II zgodnie z harmonogramem składają się następujące urządzenia:

1. Kotłownia KR-1:
 - 1.1. Kogeneracja biomasowa ORC o mocy cieplnej 5,68 MWt oraz elektrycznej 1,4 MWe, z minimum technologicznym na poziomie 1,4 MWt,
 - 1.2. Kocioł biomasowy o mocy cieplnej 5,1 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 1,8 MWt,
 - 1.3. Powietrzne pompy ciepła o mocy cieplnej 2,17 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 0,301 MWt,
 - 1.4. Kocioł węglowy K-4 o mocy cieplnej 8 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 2,4 MWt,
 - 1.5. Kocioł węglowy K-5 o mocy cieplnej 11,63 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 3,49 MWt.
2. Oczyszczalnia ścieków w Lęborku:
 - 2.1. Agregat kogeneracyjny o mocy cieplnej 1,21 MWt i elektrycznej 0,99 MWe, z minimum technologicznym na poziomie 0,704 MWt,
 - 2.2. Pompy ciepła zasilane ściekami oczyszczonymi o mocy cieplnej 2,4 MWt z minimum technologicznym na poziomie 0,5 MWt.



Źródło: Opracowanie Energo-skener

Wykres 22 Podział produkcji ciepła ze względu na technologię Etap II



Poniższe tabele przedstawiają podział produkcji ciepła ze względu na wykorzystaną technologię oraz udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła. Produkcja ciepła ze źródeł OZE po realizacji etapu II wyniesie 82,01%. Powyższy udział odnawialnych źródeł energii wraz z kogeneracją pozwoli na utrzymanie przez MPEC Lębork statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego do 31 grudnia 2049 r. oraz na dywersyfikację źródeł produkcji ciepła, a także znacząco przybliży Przedsiębiorstwo do osiągnięcia przyszłych wymogów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego (po 2050 roku). Co więcej, w przyszłości możliwa będzie wymiana silnika gazowego w agregacie kogeneracyjnym na wodorowy lub biometanowy (w zależności która technologia bardziej się rozwinie), co w dalszym stopniu zwiększy udział OZE w produkcji ciepła.

Tabela 51 Podział produkcji ciepła ze względu na wykorzystywaną technologię Etap II

Źródło ciepła	Ilość produkowanego ciepła	Jednostka	Udział w całkowitej produkcji ciepła
Biomasowy ORC	145 919	GJ	41,77%
Kocioł biomasowy	76 036	GJ	21,76%
Pompy ciepła na ściekach	50 161	GJ	14,36%
Kocioł węglowy	35 227	GJ	10,08%
Agregat kogeneracyjny gazowy	27 645	GJ	7,91%
Powietrzne pompy ciepła	14 387	GJ	4,12%
RAZEM	349 375	GJ	100%

Źródło: Opracowanie Energo-skaner

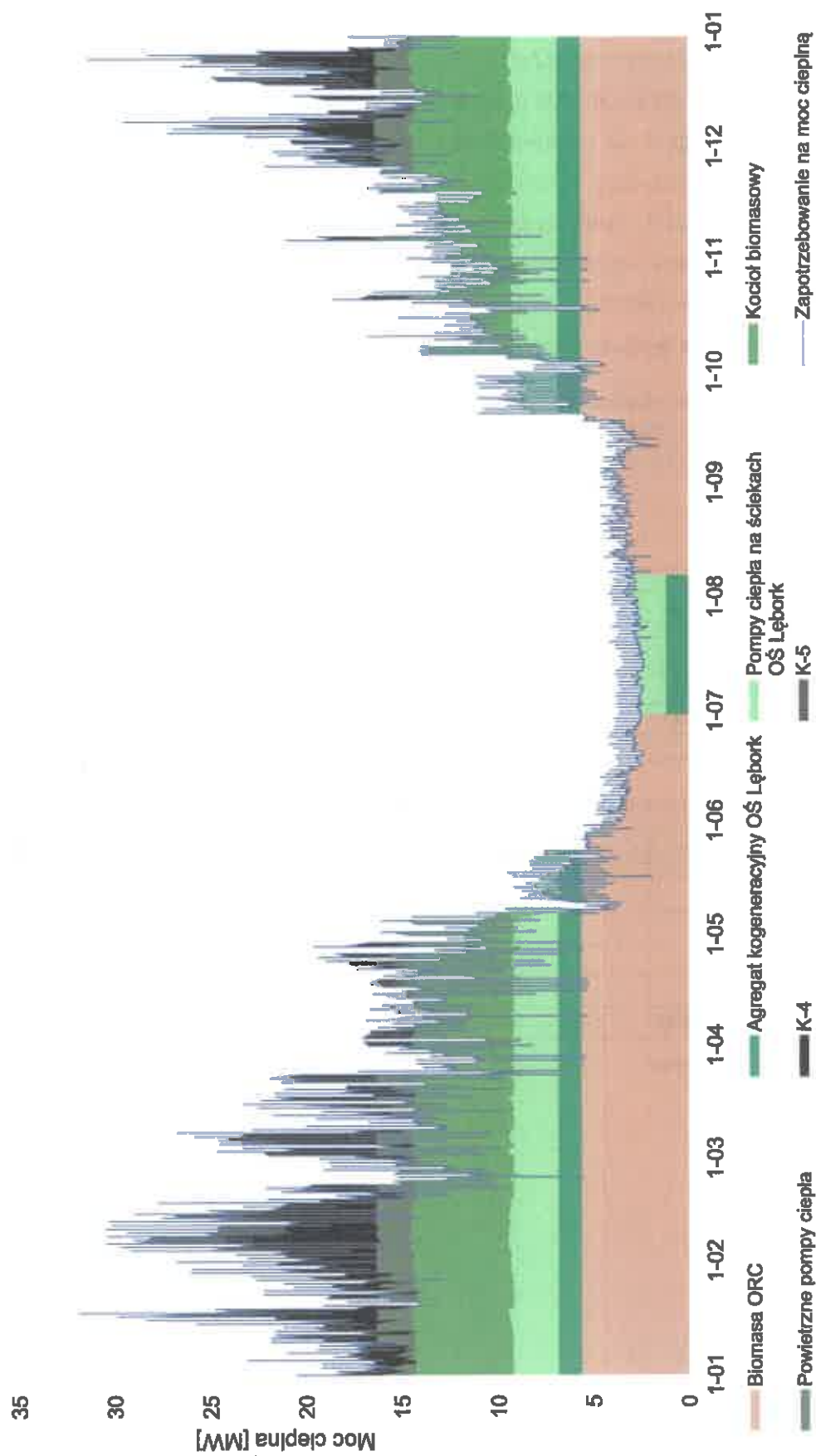
Tabela 52 Udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła Etap II

Rodzaj paliwa	Ilość paliwa	Jednostka	Udział w całkowitej produkcji ciepła
Biomasa - zrębka leśna	89 909	MWh	72,34%
Gaz ziemny	15 104	MWh	12,15%
Węgiel	12 232	MWh	9,84%
Energia elektryczna	7 044	MWh	5,67%
RAZEM	124 289	MWh	100%

Źródło: Opracowanie Energo-skaner



Wykres pracy źródeł ciepła



Źródło: Opracowanie Energo-skaner

Wykres 23 Wykres pracy źródeł – Etap II



Tabela 53 Podział produkcji ciepła – Etap II

Nr źródła ciepła	Godziny pracy w roku	Produkcja en. el.	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
1	7 850 h	9 672 MWh	Biomasa ORC	40 533	MWh	65 571	MWh	10 228 660	zł
				145 919	GJ	25 572	ton		
2	6 399 h	6 340 MWh	Agregat kogeneracyjny gazowy	7 879	MWh	15 104	MWh	4 381 424	zł
				27 645	GJ	1 510 419	Nm3		
3	6 277 h	0 MWh	Pompy ciepła na ściekach	13 934	MWh	5 187	MWh	4 523 982	zł
				50 161	GJ	5 186 625	kWh		
4	4 973 h	0 MWh	Kocioł biomasowy	21 121	MWh	24 338	MWh	3 796 674	zł
				76 036	GJ	9 492	ton		
5	2 782 h	0 MWh	Powietrzne pompy ciepła	3 996	MWh	1 857	MWh	1 620 057	zł
				14 387	GJ	1 857 352	kWh		
6	2 165 h	0 MWh	Kocioł węglowy K-4	8 640	MWh	10 800	MWh	794 071	zł
				31 104	GJ	1 760	ton		
7	301 h	0 MWh	Kocioł węglowy K-5	1 145	MWh	1 432	MWh	104 987	zł
				4 123	GJ	233	ton		
8	0 h	0 MWh	Kocioł węglowy K-6	0	MWh	0	MWh	0	zł
				0	GJ	0	ton		
			Koszty zakupu paliwa					25 447 855	zł

Źródło: Opracowanie Energo-skaner

Poniżej przedstawiono wpływ poszczególnych składowych kosztów oraz przychodów na koszt produkcji 1 GJ wytworzonego ciepła.

Tabela 54 Wpływ poszczególnych składowych na koszt produkcji 1 GJ ciepła – Etap II

Składowe koszty		Koszt produkcji ciepła	Koszt produkcji 1 GJ ciepła
		zł/ rok	zł/GJ
1	Koszty zakupu paliwa	25 447 845,94 zł	72,84 zł
2	Oszczędności wynikające z wykorzystania wyprodukowanej en. el.	6 025 236,49 zł	17,25 zł
3	Koszt zakupu paliwa pomniejszonego o oszczędności (1-2)	19 422 618,46 zł	55,59 zł
4	Koszt opłat środowiskowych	88 296,29 zł	0,25 zł
5	(3+4)	19 510 914,75 zł	55,85 zł
6	Koszt opłat za emisję CO2	1 734 352,21 zł	4,96 zł
7	(5+6)	21 245 266,95 zł	60,81 zł
8	Przychody ze sprzedaży en. el.	2 648 471,19 zł	7,58 zł
9	(7-8)	18 596 795,77 zł	53,23 zł
10	Przychody z dopłat do wyprodukowanej en. el.	1 267 990,47 zł	3,63 zł
11	(9-10)	17 328 805,30	49,60 zł



Poniższa tabela przedstawia bilans energii elektrycznej wyprodukowanej w biomasowej instalacji ORC oraz w agregacie kogeneracyjnym. Biomasowa instalacja ORC zasilać będzie powietrzne pompy ciepła na KR-1, a agregat kogeneracyjny pompy ciepła na ściekach oczyszczonych. Uwzględniono potrzeby własne urządzeń oraz MPEC Lębork. W okresach nadwyżki produkcji przekraczającej zapotrzebowanie na energię elektryczną urządzeń nadwyżka zostanie sprzedana do sieci elektroenergetycznej.

Tabela 55 Bilans energii elektrycznej – Etap II

Roczna produkcja energii elektrycznej [MWh/rok]		Zakup energii elektrycznej [MWh/rok]		Sprzedaż energii elektrycznej [MWh/rok]		Potrzeby własne [MWh/rok]	
Biomasa ORC	9 672	Powietrzne pompy ciepła	0	Biomasa ORC	4 913	MPEC	2902
Agregat kogeneracyjny OŚ Lębork	6 340	Pompy ciepła na ściekach	136	Agregat kogeneracyjny OŚ Lębork	972	Kogeneracja OŚ	317
RAZEM	16 012	RAZEM	136	RAZEM	5 885	Powietrzne pompy ciepła	1 857
						Pompy ciepła na ściekach	5187
						RAZEM	10 263

Źródło: Opracowanie Energo-skanner



11.3 Etap III oraz IV

W celu optymalnego doboru urządzeń sugeruje się dobór oraz zamodelowanie etapów III i IV w aktualizacji strategii, po rozwinięciu się technologii kogeneracji wodorowych lub biometanowych.

11.4 Dobór sezonowego magazynu ciepła

Przeprowadzenie doboru sezonowego magazynu ciepła sugeruje się w aktualizacji strategii, po wcześniejszym zamodelowaniu Etapu III oraz IV.



11.5 Podsumowanie poszczególnych etapów

Niniejszy rozdział przedstawia zestawienie etapów omówionych w rozdziale 10.1 – 10.2. Tabela nr 56 zawiera informacje dotyczące nakładów inwestycyjnych, kosztów produkcji 1 GJ ciepła oraz prosty okres zwrotu (SPBT) dla poszczególnych etapów. Natomiast Tabela nr 57 przedstawia prosty okres zwrotu po każdym zrealizowanym etapie przedsięwzięcia.

Tabela 56 Podsumowanie poszczególnych etapów

	Realizacja	Wymagania efektywnego systemu (udział OZE)	Udział OZE w produkcji ciepła	Koszt produkcji 1 GJ ciepła	Nakłady inwestycyjne	SPBT [lat]*
STAN AKTUALNY	-	-	64%	59,02 zł	-	-
ETAP I	do 2028	50%	79,18%	55,50 zł	15 475 381 zł	9,67
ETAP II	do 2035	50%	82,01%	49,60 zł	38 459 670 zł	17,45

Źródło: Opracowanie Energo-skaner

* Bez uwzględnienia środków z ewentualnej dotacji

Tabela 57 Prosta stopa zwrotu po realizacji poszczególnych etapów*

	SPBT [lat]	SPBT [lat]
STAN AKTUALNY	-	-
ETAP I	9,67	16,88
ETAP II	17,45	

Źródło: Opracowanie Energo-skaner

* Bez uwzględnienia środków z ewentualnej dotacji

Szczegółowe opracowanie dotyczące możliwych do uzyskania dofinansowań, stopy zwrotu oraz analizę wrażliwości zawarto w analizie finansowej.

Wnioski:

- Zrealizowanie dwóch etapów inwestycyjnych pozwoli Przedsiębiorstwu uzyskać statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego do 31 grudnia 2049 r. zgodnie z wymogami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego I RADY (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r.
- Cena produkcji ciepła zmniejszy się o ok. 17%, przy 82% udziale odnawialnych źródeł energii w produkcji ciepła.
- W przypadku otrzymania dofinansowania na poszczególne etapy inwestycji prosty okres zwrotu może się znacząco skrócić.
- Dywersyfikacja źródeł produkcji ciepła pozwoli przedsiębiorstwu na zmniejszenie wrażliwości kosztów produkcji ze względu na ceny biomasy oraz węgla.
- Przedsiębiorstwo uzyska możliwość bardziej elastycznego podejścia w reagowaniu na zmiany cen paliw, a co za tym idzie, ograniczenie ich wpływu na koszt produkcji 1 GJ ciepła.



- Przedsiębiorstwo w znaczny sposób przybliży się do 100% wymogu produkcji ciepła z OZE w 2050 roku (82,01% ciepła z OZE po zakończeniu 2 etapu).
- Zastosowanie rozwojowych technologii, takich jak gazowy agregat kogeneracyjny w którym, po rozwinięciu się technologii wodorowych lub biometanowych możliwa będzie wymiana silnika na wodorowy lub biometanowy podczas remontu kapitalnego pozwoli na dodatkowe zwiększenie procentowego udziału OZE w produkcji ciepła (89,92%) przy stosunkowo niskich nakładach finansowych.



12 Wariant alternatywny

Niniejszy rozdział opisuje szczegółowe kroki wdrożenia wariantu docelowego. Wariant ten został podzielony na cztery etapy:

Tabela 58 Harmonogram wdrożenia wybranego wariantu

Etap	Zadanie	Przewidywany/ rekomendowany termin uruchomienia etapu
Etap I	Instalacja powietrznych pomp ciepła o mocy 2,17 MWt	do 2028 r.
Etap II	Instalacja Agregatu kogeneracyjnego o mocy cieplnej 1,2 MWt oraz mocy elektrycznej 0,99 MWe + Instalacja pomp ciepła na ściekach oczyszczonych o mocy cieplnej 2,4 MWt	do 2035 r.
Etap III	Instalacja kotła elektrodowego + sezonowego magazynu ciepła	po 2030 r.
Etap IV	Instalacja kogeneracji wodorowej lub biometanowej o mocy cieplnej 6 MWt oraz elektrycznej 6 MWe + wymiana silnika w gazowym agregacie kogeneracyjnym na wodorowy lub biometanowy	do 2040 r.

Wariant alternatywny przewiduje Etap I taki sam jak dla wariantu docelowego, jednak z tą różnicą, że powietrzne pompy ciepła pracują jako 3 źródło ciepła (po kotle biomasowym).

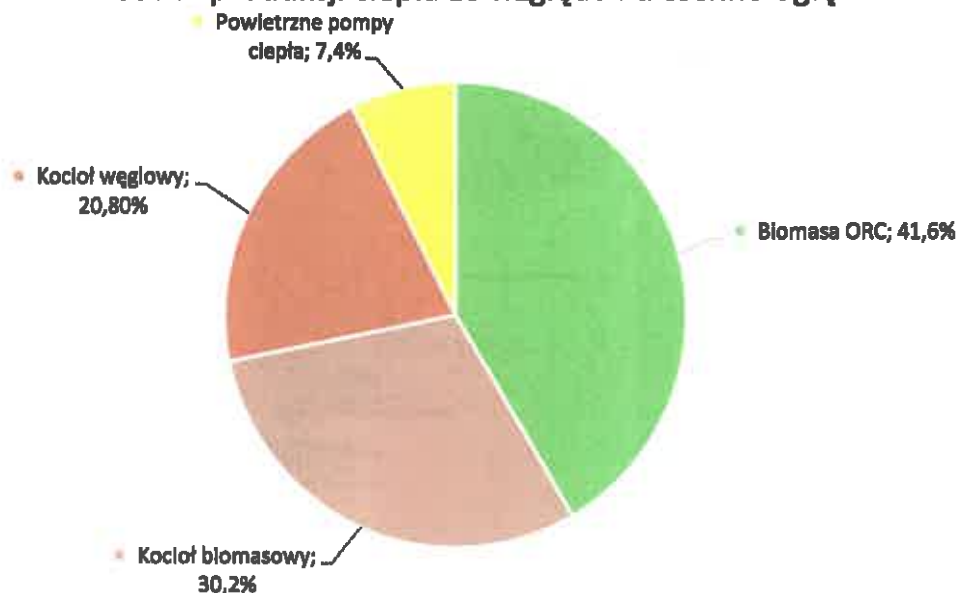
12.1 Etap I alternatywny

Na źródła w alternatywnym Etapie I, zgodnie z harmonogramem składają się następujące urządzenia:

1. Kociołnia KR-1:

- 1.1. Kogeneracja biomasowa ORC o mocy cieplnej 5,68 MWt oraz elektrycznej 1,4 MWe, z minimum technologicznym na poziomie 1,4 MWt,
- 1.2. Kocioł biomasowy o mocy cieplnej 5,1 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 1,8 MWt,
- 1.3. Powietrzne pompy ciepła o mocy 2,17 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 0,301 MWt,
- 1.4. Kocioł węglowy K-4 o mocy 8 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 2,4 MWt,
- 1.5. Kocioł węglowy K-5 o mocy 11,63 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 3,49 MWt,
- 1.6. Kocioł węglowy K-6 o mocy 11,63 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 3,49 MWt.

Podział produkcji ciepła ze względu na technologię



Źródło: Opracowanie Energo-skaner

Wykres 24 Podział produkcji ciepła ze względu na technologię Etap I alternatywny

Poniższe tabele przedstawiają podział produkcji ciepła ze względu na wykorzystaną technologię oraz udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła.

Produkcja ciepła ze źródeł OZE po realizacji etapu I wyniesie 79,2% oraz pozwoli na utrzymanie przez Przedsiębiorstwo statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego do 31 grudnia 2049 roku.

Tabela 59 Podział produkcji ze względu na wykorzystaną technologię Etap I alternatywny

Źródło ciepła	Ilość produkowanego ciepła	Jednostka	Udział w całkowitej produkcji ciepła
Biomasowy ORC	145 405	GJ	41,6%
Kocioł biomasowy	105 504	GJ	30,2%
Kocioł węglowy	72 675	GJ	20,8%
Powietrzne pompy ciepła	25 791	GJ	7,4%
RAZEM	349 375	GJ	100%

Źródło: Opracowanie Energo-skaner

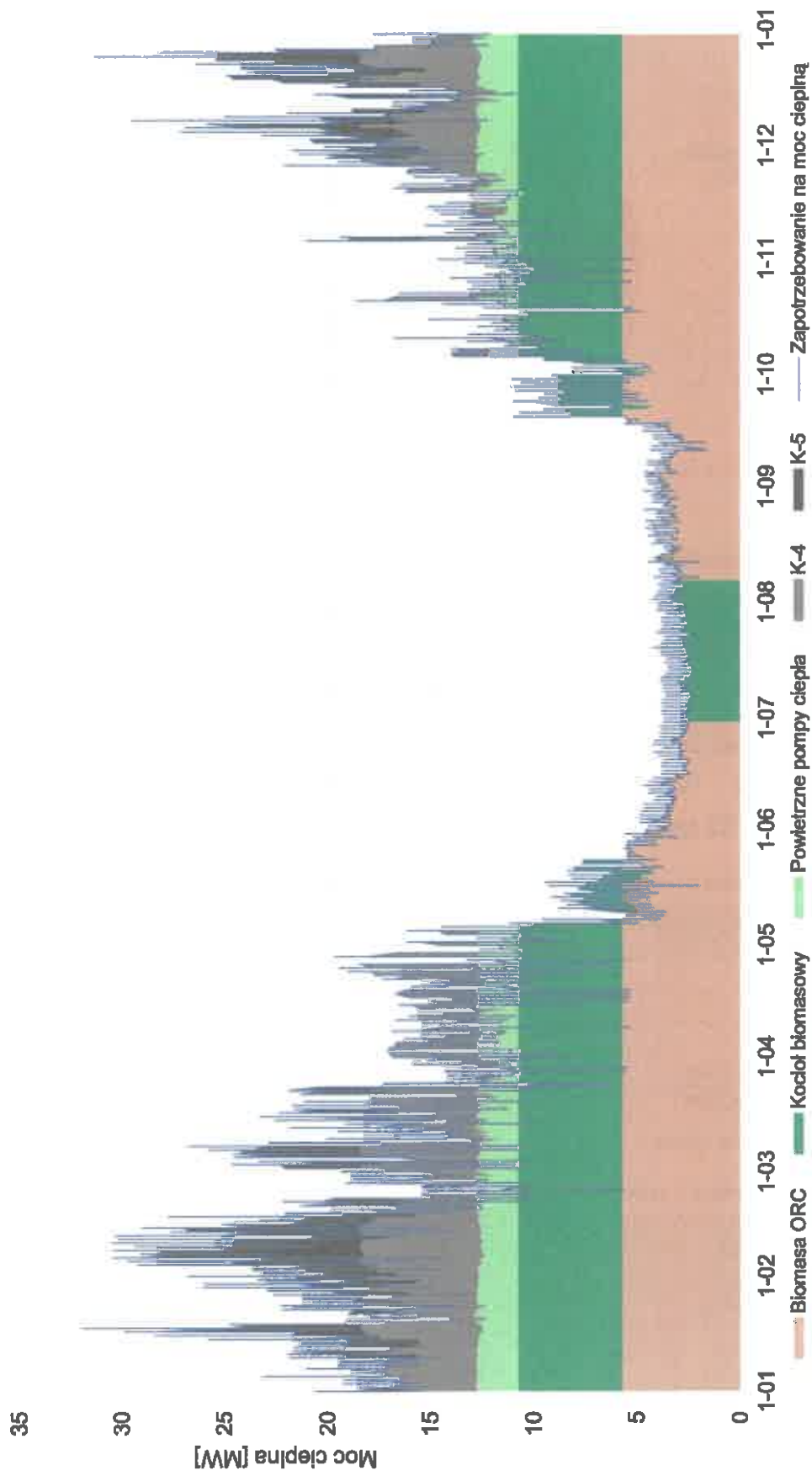
Tabela 60 Udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła Etap I alternatywny

Rodzaj paliwa	Ilość paliwa	Jednostka	Udział poszczególnych paliw w całkowitej produkcji ciepła
Biomasa – zrębka leśna	99 342	MWh	77,75%
Węgiel	24 234	MWh	19,75%
Energia elektryczna	3 193	MWh	2,5%
RAZEM	126 769	MWh	100%

Źródło: Opracowanie Energo-skaner



Wykres pracy źródeł ciepła



Źródło: Opracowanie własne Energy-Scanner

Wykres 25 Wykres pracy źródeł – Etap I alternatywny



Tabela 61 Podział produkcji ciepła – Etap I alternatywny

Nr źródła ciepła	Godziny pracy w roku	Produkcja en. el.	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
1	7 850 h	9 615 MWh	Biomasowy ORC	40 390	MWh	65 571	MWh	10 228 660	zł
				145 405	GJ	25 572	ton		
2	6 399 h	0 MWh	Kocioł biomasowy	29 306	MWh	33 771	MWh	5 268 058	zł
				105 504	GJ	13 170	ton		
3	4 535 h	0 MWh	Powietrzne pompy ciepła	7 164	MWh	3 193	MWh	2 785 179	zł
				25 791	GJ	3 193 134	kWh		
4	3 558 h	0 MWh	Kocioł węglowy K-4	16 515	MWh	20 644	MWh	1 514 032	zł
				59 455	GJ	3 365	ton		
5	824 h	0 MWh	Kocioł węglowy K-5	3 672	MWh	4 590	MWh	336 632	zł
				13 220	GJ	748	ton		
6	0 h	0 MWh	Kocioł węglowy K-6	0	MWh	0	MWh	0	zł
				0	GJ	0	ton		
Koszty zakupu paliwa								20 132 562	zł

Źródło: Opracowanie Energo-skaner

Poniżej przedstawiono wpływ poszczególnych składowych kosztów oraz przychodów na koszt produkcji 1 GJ wytworzonego ciepła.

Tabela 62 Wpływ poszczególnych składowych na koszt produkcji 1 GJ ciepła – Etap I alternatywny

Składowe koszty		Koszt produkcji ciepła	Koszt produkcji 1 GJ ciepła
		zł/ rok	zł/GJ
1	Koszty zakupu paliwa	20 132 561,71 zł	57,62 zł
2	Oszczędności wynikające z wykorzystania wyprowadzonej en. el.	2 785 179,49 zł	7,97 zł
3	Koszt zakupu paliwa pomniejszonego o oszczędności (1-2)	17 347 382,22 zł	49,65 zł
4	Koszt opłat środowiskowych	100 310,78 zł	0,29 zł
5	(3+4)	17 447 693,01 zł	49,94 zł
6	Koszt opłat za emisję CO2	3 578 032,39 zł	10,24 zł
7	(5+6)	21 025 725,40 zł	60,18 zł
8	Przychody ze sprzedaży en. el.	1 591 911,18 zł	4,56 zł
9	(7-8)	19 433 814,21 zł	55,62 zł
10	Przychody z dopłat do wyprodukowanej en. el.	- zł	- zł
11	(9-10)	19 433 814,21 zł	55,62 zł

Źródło: Opracowanie Energo-skaner



Poniższa tabela przedstawia bilans energii elektrycznej wyprodukowanej w Biomasowym ORC. Uwzględniono sprzedaż energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego oraz potrzeby własne urządzeń i powietrznych pomp ciepła.

Tabela 63 Bilans energii elektrycznej – Etap I alternatywny

Roczna produkcja energii elektrycznej	MWh/rok	Zakup energii elektrycznej	MWh/rok	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh/rok	Potrzeby własne	MWh/rok
Biomasa ORC	9 615	Powietrzne pompy ciepła	0	Biomasa ORC	3 537	MPEC	2 885
RAZEM MPEC LĘBORK	9 615	RAZEM MPEC LĘBORK	0	RAZEM MPEC LĘBORK	3 537	Powietrzne pompy ciepła	3 193
						RAZEM MPEC LĘBORK	6 078

Źródło: Opracowanie Energo-skaner



12.2 Etap II alternatywny

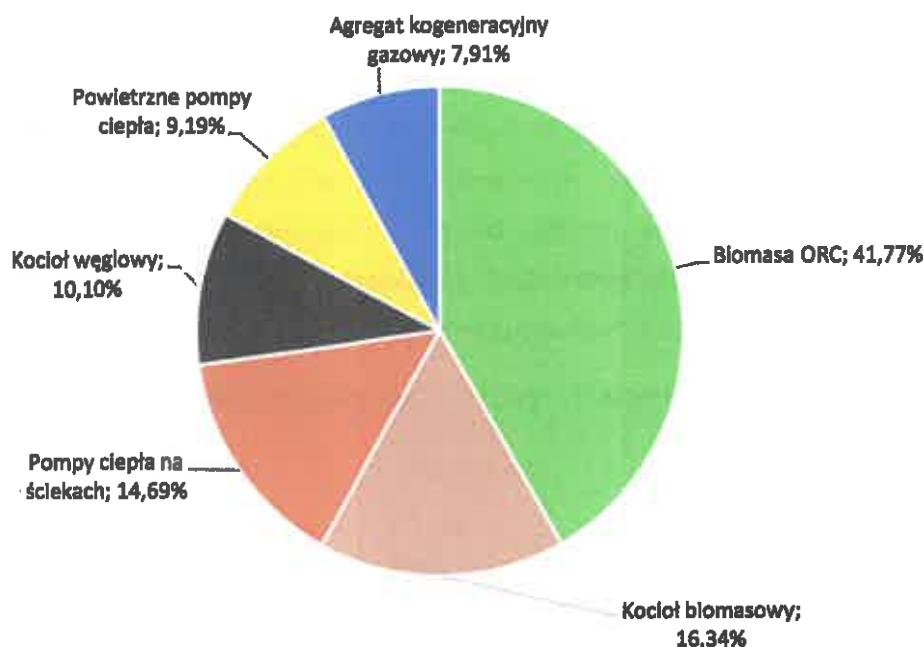
Alternatywny wariant Etapu II Strategii Dekarbonizacji MPEC Lębork charakteryzuje się zmianą w kolejności uruchamiania poszczególnych urządzeń do produkcji ciepła. W wariantcie alternatywnym po włączeniu się do pracy agregatu kogeneracyjnego oraz pomp ciepła na ściekach oczyszczonych kolejnym urządzeniem są powietrzne pompy ciepła, a następnie kocioł biomasowy. Wariant ten możliwy będzie do zastosowania po upływie okresu zobowiązań związanych z zadeklarowanym efektem ekologicznym kotła biomasowego (tj. minimalna ilość ciepła produkowanego przez kocioł biomasowy musi wynosić 70 000 GJ⁷).

Na źródła w alternatywnym Etapie II, zgodnie z harmonogramem składają się następujące urządzenia:

1. Kotłownia KR-1:
 - 1.1. Kogeneracja biomasowa ORC o mocy cieplnej 5,68 MWt oraz elektrycznej 1,4 MWe, z minimum technologicznym na poziomie 1,4 MWt,
 - 1.2. Powietrzne pompy ciepła o mocy cieplnej 2,17 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 0,301 MWt,
 - 1.3. Kocioł biomasowy o mocy cieplnej 5,1 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 1,8 MWt,
 - 1.4. Kocioł węglowy K-4 o mocy cieplnej 8 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 2,4 MWt,
 - 1.5. Kocioł węglowy K-5 o mocy cieplnej 11,63 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 3,49 MWt.
2. Oczyszczalnia Ścieków w Lęborku:
 - 2.1. Agregat kogeneracyjny gazowy o mocy cieplnej 1,2 MWt oraz elektrycznej 0,99 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 0,704 MWt,
 - 2.2. Pompy ciepła zasilane ściekami oczyszczonymi o mocy cieplnej 2,4 MWt, z minimum technologicznym na poziomie 0,5 MWt.

⁷ Informacja uzyskana od Przedsiębiorstwa

Podział produkcji ciepła ze względu na technologię



Źródło: Opracowanie Energo-skanner

Wykres 26 Podział produkcji ze względu na technologię Etap II alternatywny

Poniższe tabele przedstawiają podział produkcji ciepła ze względu na wykorzystaną technologię oraz udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła.

Produkcja OZE po realizacji etapu II wyniesie 81,99%, dzięki czemu możliwe będzie utrzymanie przez Przedsiębiorstwo statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego do 31 grudnia 2049 roku, co więcej znacząco przybliży Przedsiębiorstwo do całkowitej dekarbonizacji a także pozwoli na dywersyfikację źródeł produkcji ciepła. W przyszłości, po rozwinięciu się technologii możliwa będzie wymiana silnika gazowego w agregacie kogeneracyjnym na silnik wodorowy lub biometanowy, co pozwoli na większy wzrost udziału OZE w produkcji ciepła. Bliżej roku 2040 należy określić która z powyższych technologii zostanie wykorzystana (w zależności od stopnia rozwinięcia oraz dostępności).

Tabela 64 Podział produkcji ciepła ze względu na wykorzystywaną technologię Etap II alternatywny

Źródło ciepła	Ilość produkowanego ciepła	Jednostka	Udział w całkowitej produkcji ciepła
Biomasa ORC	145 919	GJ	41,77%
Kocioł biomasowy	57 098	GJ	16,34%
Pompy ciepła na ściekach	51 338	GJ	14,69%
Kocioł węglowy	35 272	GJ	10,10%
Powietrzne pompy ciepła	32 104	GJ	9,19%
Agregat kogeneracyjny gazowy	27 644	GJ	7,91%
RAZEM	349 375	GJ	100%

Źródło: Opracowanie Energo-skanner



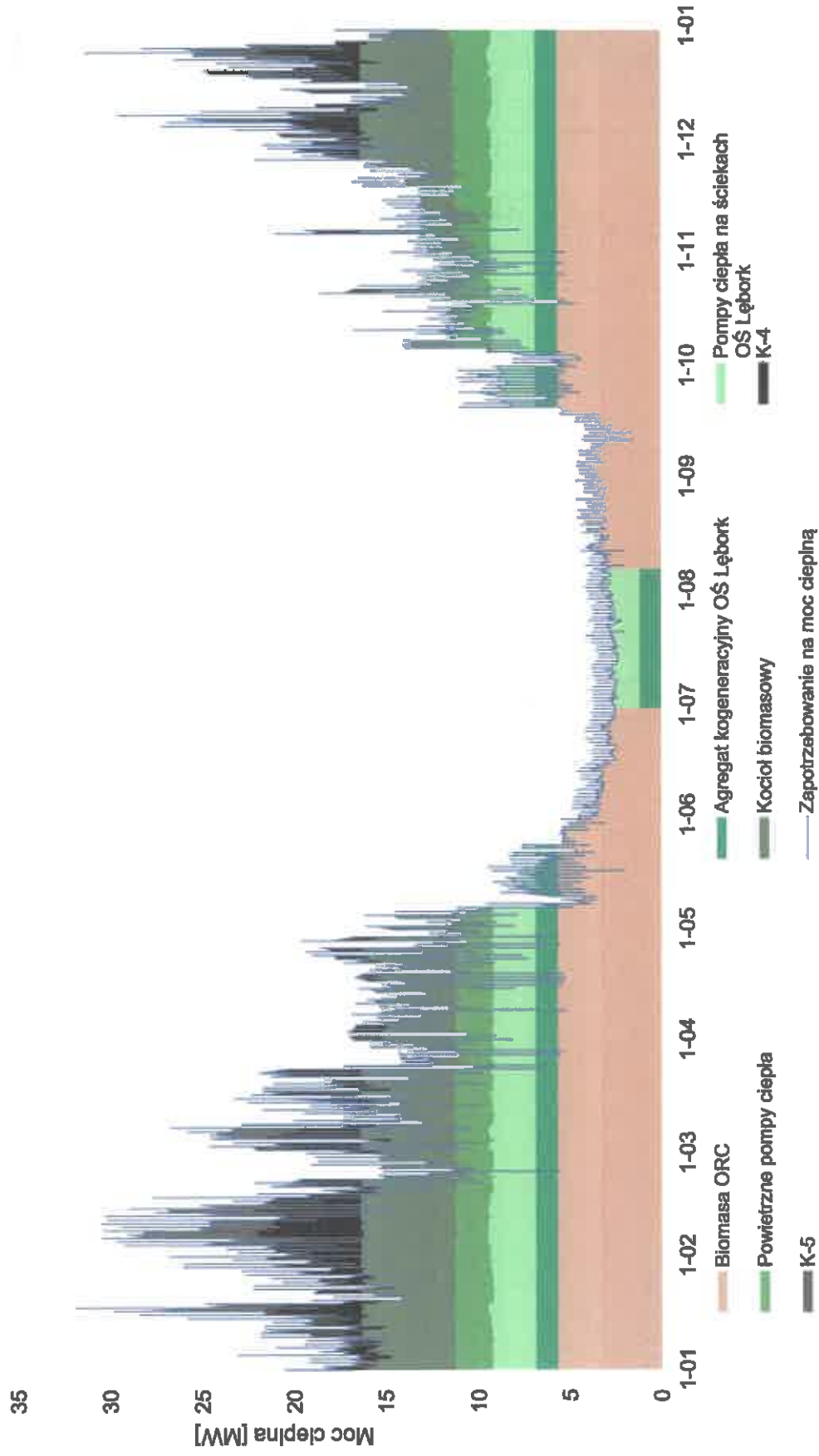
Tabela 65 Udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła Etap II alternatywny

Rodzaj paliwa	Ilość paliwa	Jednostka	Udział poszczególnych paliw w całkowitej produkcji ciepła
Biomasa - zrębka leśna	83 847	MWh	69,63%
Gaz ziemny	15 104	MWh	12,54%
Węgiel	12 248	MWh	10,17%
Energia elektryczna	9 212	MWh	7,66%
RAZEM	120 411	MWh	100%

Źródło: Opracowanie Energo-skaner



Wykres pracy źródeł ciepła



Źródło: Opracowanie Energo-ster

Wykres 27 Wykres pracy źródeł ciepła – Etap II alternatywny



Tabela 66 Podział produkcji ciepła – Etap II alternatywny

Nr źródła ciepła	Godziny pracy w roku	Produkcja en. el.	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
1	7 850 h	9 672 MWh	Biomasa ORC	40 533	MWh	65 571	MWh	10 228 660	zł
				145 919	GJ	25 572	ton		
2	6 399 h	6 340 MWh	Agregat kogeneracyjny gazowy	7 679	MWh	15 104	MWh	4 381 424	zł
				27 644	GJ	1 510 419	Nm3		
3	6 277 h	0 MWh	Pompy ciepła na ściekach	14 261	MWh	5 300	MWh	4 622 904	zł
				51 338	GJ	5 300 037	kWh		
4	4 973 h	0 MWh	Powietrzne pompy ciepła	8 918	MWh	3 912	MWh	3 412 398	zł
				32 104	GJ	3 912 224	kWh		
5	4 342 h	0 MWh	Kocioł biomasowy	15 860	MWh	18 276	MWh	2 851 000	zł
				57 098	GJ	7 127	ton		
6	2 165 h	0 MWh	Kocioł węglowy K-4	8 653	MWh	10 816	MWh	793 222	zł
				31 149	GJ	1 763	ton		
7	301 h	0 MWh	Kocioł węglowy K-5	1 145	MWh	1 432	MWh	104 987	zł
				4 123	GJ	233	ton		
8	0 h	0 MWh	Kocioł węglowy K-6	0	MWh	0	MWh	0	zł
				0	GJ	0	ton		
			Całkowity koszt zakupu paliwa					26 394 596	zł

Źródło: Opracowanie Energo-skaner

Poniżej przedstawiono wpływ poszczególnych składowych kosztów oraz przychodów na koszt produkcji 1 GJ wytworzonego ciepła.

Tabela 67 Wpływ poszczególnych składowych na koszt produkcji 1 GJ ciepła – Etap II alternatywny

Składowe kosztu		Koszt produkcji ciepła	Koszt produkcji 1 GJ ciepła
		zł/ rok	zł/GJ
1	Koszty zakupu paliwa	26 394 595,50 zł	75,55 zł
2	Oszczędności wynikające z wykorzystania wyprowadzonej en. el.	7 916 500,34 zł	22,66 zł
3	Koszt zakupu paliwa pomniejszonego o oszczędności (1-2)	18 478 095,16 zł	52,89 zł
4	Koszt opłat środowiskowych	82 439,21 zł	0,24 zł
5	(3+4)	18 560 534,37 zł	53,13 zł
6	Koszt opłat za emisję CO2	1 736 577,91 zł	4,97 zł
7	(5+6)	20 297 112,28 zł	58,10 zł
8	Przychody ze sprzedaży en. el.	1 672 743,48 zł	4,79 zł
9	(7-8)	18 624 368,80 zł	53,31 zł
10	Przychody z dopłat do wyprodukowanej en. el.	1 267 990,47 zł	3,63 zł
11	(9-10)	17 356 378,34 zł	49,68 zł

Źródło: Opracowanie Energo-skaner



Poniższa tabela przedstawia bilans energii elektrycznej wyprodukowanej w biomasowej instalacji ORC oraz w agregacie kogeneracyjnym na Oczyszczalni Ścieków w Łęborku. Biomasowa instalacja ORC zasilać będzie powietrzne pompy ciepła na KR-1, a agregat kogeneracyjny pompy ciepła na ściekach oczyszczonych. Uwzględniono potrzeby własne urządzeń oraz MPEC Łębork. W okresach nadwyżki produkcji przekraczającej zapotrzebowanie na energię elektryczną urządzeń nadwyżka zostanie sprzedana do sieci elektroenergetycznej.

Tabela 68 Bilans energii elektrycznej – Etap II alternatywny

Roczna produkcja energii elektrycznej [MWh/rok]		Zakup energii elektrycznej [MWh/rok]		Sprzedaż energii elektrycznej [MWh/rok]		Potrzeby własne [MWh/rok]	
Biomas ORC	9 672	Powietrzne pompy ciepła	0	Biomas ORC	2 858	MPEC	2 902
Agregat kogeneracyjny OŚ Łębork	6 340	Pompy ciepła na ściekach	136	Agregat kogeneracyjny OŚ Łębork	859	Kogeneracja OŚ	317
RAZEM	16 012	RAZEM	136	RAZEM	3 717	Powietrzne pompy ciepła	3 912
						Pompy ciepła na ściekach	5 300
						RAZEM	12 431

Źródło: Opracowanie Energo-skaner



12.3 Etap III alternatywny oraz IV alternatywny

W celu optymalnego doboru urządzeń sugeruje się dobór oraz zamodelowanie etapów III i IV w aktualizacji strategii, po rozwinięciu się technologii kogeneracji wodorowych lub biometanowych.

12.4 Dobór sezonowego magazynu ciepła

Dobór sezonowego magazynu ciepła sugeruje się w aktualizacji strategii, po wcześniejszym zamodelowaniu Etapów III oraz IV.

12.5 Podsumowanie poszczególnych etapów

Niniejszy rozdział przedstawia zestawienie etapów omówionych w rozdziałach 11.1 – 11.2. Tabela nr 68 zawiera informacje dotyczące nakładów inwestycyjnych, kosztów produkcji 1 GJ ciepła oraz prosty okres zwrotu (SPBT) dla poszczególnych etapów. Natomiast tabela nr 69 przedstawia prosty okres zwrotu po każdym zrealizowanym etapie przedsięwzięcia.

Tabela 69 Podsumowanie poszczególnych etapów

	Realizacja	Wymagania efektywnego systemu (udział OZE)	Udział OZE w produkcji ciepła	Koszt produkcji 1 GJ ciepła	Nakłady inwestycyjne	SPBT [lat]*
STAN AKTUALNY	-	50%	64%	59,02 zł	-	-
ETAP I	2028	50%	79,2%	55,62 zł	15 475 381 zł	9,67
ETAP II	2035	50%	81,99%	49,68 zł	38 459 670 zł	17,45

Źródło: Opracowanie Energo-skaner

* Bez uwzględnienia środków z ewentualnej dotacji

Tabela 70 Prosta stopa zwrotu po realizacji poszczególnych etapów*

	SPBT [lat]	SPBT [lat]
STAN AKTUALNY	-	-
ETAP I	9,67	16,88
ETAP II	17,45	

Źródło: Opracowanie Energo-skaner

* Bez uwzględnienia środków z ewentualnej dotacji

Szczegółowe opracowanie dotyczące możliwych do uzyskania dofinansowań, stopy zwrotu oraz analizę wrażliwości zawarto w analizie finansowej.

Wnioski:

- Zrealizowanie dwóch etapów inwestycyjnych pozwoli Przedsiębiorstwu uzyskać statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego do 31 grudnia 2049 r. zgodnie z wymogami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego I RADY (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r.



- Cena ciepła produkcji ciepła zmniejszy się o ok. 17%, przy 82% udziale odnawialnych źródeł energii w produkcji ciepła.
- W przypadku otrzymania dofinansowania na poszczególne etapy inwestycji prosty okres zwrotu może się znacząco skrócić.
- Dywersyfikacja źródeł produkcji ciepła pozwoli przedsiębiorstwu na zmniejszenie wrażliwości kosztów produkcji ze względu na ceny biomasy oraz węgla.
- Przedsiębiorstwo uzyska możliwość bardziej elastycznego podejścia w reagowaniu na zmiany cen paliw, a co za tym idzie, ograniczenie ich wpływu na koszt produkcji 1 GJ ciepła.
- Przedsiębiorstwo w znaczny sposób przybliży się do 100% wymogu produkcji ciepła z OZE w 2050 roku (82,01% ciepła z OZE po zakończeniu 2 etapu).
- Zastosowanie rozwojowych technologii, takich jak gazowy agregat kogeneracyjny w którym, po rozwinięciu się technologii wodorowych lub biometanowych możliwa będzie wymiana silnika na wodorowy lub biometanowy podczas remontu kapitalnego pozwoli na dodatkowe zwiększenie procentowego udziału OZE w produkcji ciepła (89,92%) przy stosunkowo niskich nakładach finansowych.



13 Rachunek efektywności inwestycji - analiza opłacalności rekomendowanego wariantu docelowego

Rachunek efektywności inwestycji opiera się na siedmiu podstawowych zasadach metodycznych, zgodnie z którymi musi być prowadzony, aby był poprawny, a wyniki mogły stanowić właściwą podstawę dla podejmowania decyzji inwestycyjnej. Do zasad tych należą:

1. **Zasada przyrostowości (odrębności)** – dotyczy przyrostowego rozumienia wszystkich korzyści oraz kosztów. Oznacza to, że koszt i korzyści zawierają się między dwoma stanami: stanem dotychczasowym (czyli takim, który zaistniałby, w przypadku zaniechania inwestycji) i nowym (stan jaki planuje się osiągnąć w wyniku inwestycji). Stąd wniosek, że należy określać wartość kosztów i korzyści na podstawie różnicy między przytoczonymi stanami.
2. **Zasada uniwersalności** – czyli stosowanie takich metod, które mogą służyć do oceny opłacalności różnych rodzajów inwestycji.
3. **Zasada porównywalności** – umożliwienie bezpośredniego porównania kosztów i przychodów w aspekcie przedmiotowym (nakłady i efekty są bezpośrednim lub pośrednim następstwem inwestycji) i czasowym (przeniesienie różnych wartości pieniądza w czasie na jeden ustalony moment i wykorzystanie rachunku dyskonta).
4. **Zasada kompleksowości** – w pojęciu podmiotowym oznacza uwzględnienie wszystkich korzyści i kosztów bezpośrednio i pośrednio związanych z ocenianą inwestycją, a kompleksowość w ujęciu czasowym oznacza ujęcie kosztów i korzyści w całym okresie życia inwestycji (łącznie z fazą likwidacji).
5. **Zasada jednoznaczności** – przy zastosowaniu tej samej metody, wyniki muszą być takie same, niezależnie kto ocenę sporządzał.
6. **Zasada realności (obiektywności)** – czyli i prognozy korzyści i kosztów inwestycji muszą być realistyczne (o wysokim stopniu prawdopodobieństwa) i muszą opierać się na różnych, kompleksowych, pogłębionych i rzetelnych analizach.
7. **Zasada spójności** – wymaga spójnego traktowania takich parametrów jak:
 - **Inflacja** – wszystkie koszty i korzyści muszą być ujmowane w jednakowy sposób: realnie (bez inflacji, ceny stałe) albo nominalnie (z inflacją, ceny bieżące),
 - **Stopa dyskonta** – musi istnieć spójność między formułą przepływów pieniężnych netto, a stopą dyskonta (kosztem kapitału), a także musi istnieć spójność



między długością życia inwestycji, a zapadalnością inwestycji bez ryzyka (np. obligacje skarbowe),

- Kryterium decyzyjne – odpowiednie przyjmowanie do porównania stopy zwrotu z kapitału całkowitego WACC (w przypadku inwestycji finansowanych z kilku źródeł) lub stopa zwrotu z kapitału własnego (koszt kapitału własnego C_e),
- Wycena pieniężnej korzyści i kosztów społecznych – dla korzyści zastosowanie np. koncepcji skłonności do zapłaty (WTP), a przy wycenie nakładów stosując podejście oparte na teorii kosztów alternatywnych.

13.1 Metodyka analizy finansowej

Przedmiotem analizy jest zbadanie i ocena opłacalności przedsięwzięcia inwestycyjnego opisywanego w niniejszym opracowaniu.

Projekcja przedstawiona w analizie obejmuje lata 2027- 2051.

Przekazane informacje oraz przyjęte założenia pozwoliły na sporządzenie m.in.:

- Zestawienie kosztów i przychodów w stanie aktualnym, dla projektu oraz po realizacji projektu,
- przepływów gotówkowych przedsięwzięcia,
- zdyskontowanych przepływów finansowych z punktu widzenia inwestycji oraz zaangażowanego kapitału – w opisywane w niniejszym opracowaniu – przedsięwzięcie inwestycyjne.

Podstawą analizy jest wyliczenie wskaźnika zaktualizowanej wartości netto (NPV – Net Present Value) oraz wskaźnika wewnętrznej stopy zwrotu (IRR – Internal Rate of Return).

Przy wyznaczaniu wskaźników dot. metod dyskontowych w analizie – w wariancie podstawowym – przyjęto stopę dyskonta na poziomie 8,05%.

Analiza została przeprowadzona:

- bez uwzględnienia inflacji przy zastosowaniu cen stałych zarówno po stronie przychodów jak i kosztów;
- w PLN, w cenach netto,
- podatek VAT, który może zostać odzyskany w oparciu o przepisy krajowe, przedstawiono w kontekście kosztów finansowych wynikających z konieczności zaciągnięcia kredytu na jego opłacenie.

Pozostałe założenia zostały przyjęte zgodnie z obowiązującymi regułami finansowymi.



W analizie nie przedstawiono kosztów i przychodów nie powiązanych z realizacją projektu, na które realizacja projektu nie ma wpływu lub ma wpływ nieznaczący.

Ocena sytuacji finansowej przedsięwzięcia została dokonana przy założeniu, że plany inwestycyjne zostaną zrealizowane.

Pełne zestawienie wyników z planowanej inwestycji pod względem finansowym zamieszczono w Załącznikach nr 1 do 5, będącym integralną częścią niniejszego opracowania.

13.1 Założenia do analizy finansowej

Szacowanie korzyści i kosztów planowanej inwestycji uznaje się za podstawowe zagadnienie w ocenie opłacalności. To proces obejmujący wskazanie oraz określenie wszystkich korzyści i kosztów zgodnie z zasadą kompleksowości, a następnie ich szczegółowy opis, charakterystyka i kategoryzacja.

Analizę opłacalności inwestycji przeprowadzono z uwzględnieniem założeń ekonomicznych przedstawionych w tabeli poniżej.

Tabela 71 Założenia ekonomiczne do analizy finansowej^a

Założenia ekonomiczne:		
Cena sprzedaży ciepła:	124,68 zł	zł/GJ
Cena ciepła za MWh:	453,46	zł/MWh
Cena sprzedaży energii elektrycznej:	450,00	zł/MWh
Cena zakupu energii elektrycznej (bez dystrybucji):	672,60	zł/MWh
Cena zakupu energii elektrycznej z dystrybucją:	872,24	zł/MWh
Cena zakupu węgla:	450,00	zł/tona
Cena zakupu gazu (bez opłaty dystrybucji)	217,56	zł/MWh
Cena zakupu gazu z dystrybucją	290,08	zł/MWh
Biomasa – zrębka leśna	400,00	zł/tona
Koszt zakupu uprawnień do emisji CO ₂	410,00	zł/tona CO ₂
Koszt opłaty środowiskowej dla GJ wyprodukowanego ciepła dla istniejących źródeł ciepła bez opłat za emisję CO ₂ :	0,31	zł/GJ
Dopłata premia gwarantowana aukcja:	161,24	zł/MWh
Dopłata z premii kogeneracyjnej	200,00	zł/MWh
wskaźnik emisji CO ₂ dla węgla	108,85	kg CO ₂ /GJ
wskaźnik emisji CO ₂ przy spalaniu węgla	2,12	kg CO ₂ /t węgla
Dopłata do ee - ORC	125,00*	zł/MWh

*do końca 2024 rok dopłata do energii elektrycznej produkowanej w kogeneracji z blokiem ORC wyniesie 50 zł

Ponadto uwzględniono zwiększenie mocy zamówionej o 4,4% oraz sprawność przesyłu ciepła na poziomie 84,74% (średnia z lat 2021-23).

^a Stan na 11.01.2024 r.



Nakłady inwestycyjne na poszczególne etapy:

Tabela 72 Nakłady inwestycyjne dla poszczególnych etapów.

	Etap I			Etap II		
Źródło finansowania						
Nakłady inwestycyjne		15 475 381	zł		38 459 670	zł
Środki własne	0%	0	zł	0%	0	zł
Dotacja z programów priorytetowych	0%	0	zł	0%	0	zł
Kredyt komercyjny	100%	15 475 381	zł	100%	38 459 670	zł
Kredyt komercyjny na zapłatę podatku VAT	100%	3 559 338	zł	100%	8 845 724	zł
Okres spłaty kredytu komercyjnego		15	lat		15	lat
Oprocentowanie kredytu komercyjnego (WIBOR 3M -5.85%, marża -2.22%)		8,05	%		8,05	%
Prowizja za udzielenie kredytu komercyjnego		1,5	%		1,5	%
Okres spłaty kredytu na VAT		10	lat		10	lat
Oprocentowanie kredytu 2 (WIBOR 3M - 5.856%, marża - 2.2%)		8,05	%		8,05	%
Prowizja za udzielenie kredytu na VAT		2	%		2	%

13.2 Wpływ Inwestycji na przedsiębiorstwo

Realizacja wszystkich etapów wpłynie na następujące koszty oraz przychody Przedsiębiorstwa

- Zmniejszeniu ulegną koszty zakupu węgla oraz energii elektrycznej na potrzeby własne Ciepłowni aż do ich całkowitej likwidacji
- Zmniejszeniu ulegną koszty za emisję CO₂ aż do ich całkowitej likwidacji
- Pojawią się koszty zakupu biomasy (pellet, zrębka biomasa agro), amortyzacji, serwisu i remontów oraz ubezpieczenia majątkowego
- Powstaną przychody za sprzedaż energii elektrycznej
- Przedsiębiorstwo będzie mogło skorzystać z dopłat w ramach premii kogeneracyjnej

Poniższa tabela przedstawia przychody oraz koszty osiągane na poszczególnych etapach inwestycji oraz w stanie aktualnym.

- Wystąpią koszty finansowe związane z zaciągniętymi kredytami / pożyczkami, niezbędnymi do sfinansowania Inwestycji.

W przychodach uwzględniane są następujące przychody:

- przychody ze sprzedaży ciepła z wszystkimi składowymi,
- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej.

Natomiast w kosztach uwzględniane są:

- koszty zakupu paliw i energii elektrycznej na potrzeby źródeł ciepła,



- koszty serwisu i rezerwa na koszty remontu generalnego nowo wybudowanych źródeł ciepła i energii elektrycznej,
- koszty ubezpieczenia majątku (szacunek),
- koszty amortyzacji nowo wybudowanych źródeł ciepła i energii elektrycznej.

Tabela 73 Przychody i koszty osiagane po realizacji poszczególnych etapów inwestycji sumarycznie

	Przychody [zł]	Koszty [zł]	Zysk [zł]
Stan aktualny	41 306 027,34 zł	22 910 147,20 zł	18 395 880,14 zł
Etap I	39 445 289,84 zł	21 001 596,25 zł	18 443 693,59 zł
Etap II	38 230 014,84 zł	23 168 149,59 zł	15 061 865,25 zł

Znaczący wpływ na wielkość zysku uzyskiwanego na poszczególnych etapach realizacji inwestycji mają koszty amortyzacji, które ze względu na etapowość inwestycji i fakt, że czas realizacji inwestycji wynosi ok. 10 lat, są najwyższe w czasie realizacji etapu drugiego ze względu na ich skumulowanie. Szczegółowe koszty oraz przychody przedstawione zostały w załącznikach do Strategii:

- Załącznik 1- Analiza finansowa_ Stan aktualny,
- Załącznik 2 - Analiza finansowa_ Projekt,
- Załącznik 3 Analiza finansowa_ po realizacji projektu.

Pomimo zwiększenia się kosztów wynikających m.in. z zakupu biomasy i wystąpienia innych kosztów, pojawiają się przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz premii kogeneracyjnej, co pozwoli na utrzymanie zysków (bez uwzględnienia kosztów finansowych inwestycji) na satysfakcjonującym poziomie. Dodatkową niemierzalną korzyścią jest utrzymanie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz korzystny wpływ na środowisko wynikający z realizacji inwestycji wskutek zastąpienia węgla biomasą oraz geotermią.

Dodatkowo w Załączniku 4 oraz Załączniku 5 został przedstawiony wpływ realizacji inwestycji na rachunek wyników oraz na Cash Flow.



13.3 Ocena efektywności ekonomicznej planowanej inwestycji

W przypadku rozważanej inwestycji i bazując na powyższym opisie procesu oceny opłacalności inwestycji przyjęto następujące założenia do modelu:

- Zgodnie z obowiązującymi standardami miarą opłacalności inwestycji są dyskontowe wskaźniki opłacalności. Głównym wskaźnikiem opłacalności jest wartość bieżąca netto po zakończeniu eksploatacji obiektu NPV i wewnętrzna stopa zwrotu kapitału inwestycyjnego IRR.

Interesariuszem, dla którego zrealizowana będzie analiza jest właściciel i udziałowcy Ciepłowni (nie są brane pod uwagę interesy Państwa i dostawców kapitału).

- Przy tak przyjętym modelu wartość stopy dyskonta wyznaczana jest wg następującego wzoru:

$$k_{EL} = k_{EU} \cdot U(\%)$$

gdzie:

k_{EU} – koszt kapitału obcego na podstawie szacowanych danych rynkowych

k_{EL} – stopa dyskonta przyjęta wg wyceny kosztu kapitału przedsiębiorstwa

U – udział poszczególnych źródeł finansowania obcego.

Wyznaczoną w oparciu o powyższe założenia stopę dyskonta przyjęto w dalszej analizie opłacalności NPV wg formuły FCFE, czyli wyznaczając wolne przepływy pieniężne dla właściciela kapitału po uregulowaniu oczekiwań aparatu fiskalnego oraz wierzycieli (w tym przypadku banku), a także z uwzględnieniem amortyzacji instalacji i urządzeń. Po podstawieniu wybranego zestawu danych do wybranego algorytmu otrzymujemy następujące rezultaty po realizacji inwestycji:

NPV	9 249 640 zł
IRR	-3,1%

Wykonanie opisywanej w niniejszym dokumencie inwestycji nie wpłynie negatywnie na działanie Przedsiębiorstwa, gdyż realizacja projektu mimo ujemnego wyniku IRR generuje dodatni wynik NPV.

13.1 Ekonomiczna Interpretacja wyniku

Poniżej przedstawiono wyliczone w oparciu o formułę NPV_{FCFE} wyniki analizy opłacalności ekonomicznej.

Tabela 74 Posumowanie wyników analizy.

Okres analizy	25 lat
Wartość inwestycji	53 935 051 zł
Średnioroczne przychody operacyjne	40 293 298 zł
Średnioroczne koszty operacyjne	37 769 130 zł
Środki własne	- zł
Wartość kredytu komercyjnego	53 953 051 zł
Wartość kredytu komercyjnego na zapłatę podatku VAT	12 405 062 zł
Oprocentowanie kredytu komercyjnego	8,05%
Średnioroczna amortyzacja	1 926 252 zł
NPV FCFE	9 249 640 zł
IRR	-3,1%

Na podstawie metody NPV można zbudować obiektywne kryterium decyzyjne wykorzystywane w bezwzględny rachunku opłacalności inwestycji. Zgodnie z ogólną regułą korzystności, dodatnia wartość NPV informuje o przewadze inwestycji rzeczowej nad kapitałową i oznacza, że inwestycja jest opłacalna, pomimo ujemnego wyniku IRR (na ujemny wynik wpływają koszty związane z realizacją Etapu II w tym głównie koszty związane z amortyzacją).

Bazując na wynikach analizy zrealizowanej na potrzeby niniejszej inwestycji wynika, że już pod koniec realizacji inwestycji powstaje nadwyżka przychodów nad kosztami (w tym też kosztów finansowych) którą można wykorzystać do finansowania kolejnych inwestycji w przyszłości, a także dzięki tym nadwyżkom zwiększyć się może wartość rynkowa przedsiębiorstwa. W ocenie autora niniejszego opracowania bazując na danych dostarczonych przez przedstawicieli przedsiębiorstwa, na wynikach modelu szacującego potencjał rozwoju firmy oraz uwzględniając warunki funkcjonowania kogeneratów oraz pomp ciepła na rynku, a także prognozowanych cen zakupu gazu ziemnego, biomasy (zrębka, pellet, biomasa agro) oraz sprzedaży energii elektrycznej planowana inwestycja generuje sumę wartości bieżącej przyszłych dodatnich przepływów pieniężnych wyższą od szacowanych nakładów i pozwala osiągnąć dodatnią stopę zwrotu.

Inwestycja przy zadanych parametrach analizy zwraca korzystne szacunki ekonomiczne i rekomenduje się jej realizację. W przypadku pozyskania zewnętrznych środków dofinansowujących wynik finansowy byłby bardziej korzystny dla Przedsiębiorstwa.

Wyniki po realizacji projektu potwierdzają efektywność finansową niniejszych inwestycji.

Analiza pokazała, iż pomimo konieczności poniesienia znaczących nakładów na inwestycję oraz konieczności zaangażowania kapitału zewnętrznego zwrotnego (kredyt) na sfinansowanie nakładów, wygenerowane dzięki realizacji przedsięwzięcia przychody



przewyższają koszty eksploatacyjne (po realizacji Etapu I) nowej infrastruktury energetycznej. Natomiast po Etapie II koszty przewyższają przychody przez pierwsze 5 lat eksploatacji inwestycji. Bez finansowania zewnętrznego może to spowodować wzrost cen ciepła w przyszłości.

W przypadku pojawienia się możliwości uzyskania przez Gminę Miasto Lębork środków dofinansowujących projekt, okres realizacji ulegnie przyspieszeniu, a wynik finansowy z poczynionych inwestycji ulegnie znaczącej poprawie.



14 Spis tabel

Tabela 1 Źródła ciepła tworzące główny system ciepłowniczy wraz z danymi technicznymi ..	9
Tabela 2 Stan techniczny urządzeń w Kotłowni Rejonowej KR-1 oraz Elektrociepłowni	11
Tabela 3 Zbiorcze zestawienie sieci ciepłowniczej	13
Tabela 4 Najwięksi odbiorcy mocy w systemie ciepłowniczym MPEC Lębork	14
Tabela 5 Rzeczywista krzywa grzewcza z lat 2022 - 2023.	22
Tabela 6 Zużycie paliwa, produkcja ciepła, sprzedaż ciepła w roku 2021	23
Tabela 7 Zużycie paliwa, produkcja ciepła, sprzedaż ciepła w roku 2022	24
Tabela 8 Zużycie paliwa, produkcja ciepła, sprzedaż ciepła w roku 2023	25
Tabela 9 Sprawności poszczególnych urządzeń eksploatowanych w MPEC Lębork (Kotłownia KR-1 oraz EC)	27
Tabela 10 Analiza kosztów zakupu paliw za rok 2021	28
Tabela 11 Analiza kosztów zakupu paliw za rok 2022	28
Tabela 12 Analiza kosztów zakupu paliw za rok 2023	29
Tabela 13 Zmiana w użyciu poszczególnych paliw w latach 2021 – 2023 (energia chemiczna w paliwie)	30
Tabela 14 Analiza wrażliwości na zmiany cen paliw wykorzystywanych w 2023 roku	30
Tabela 15 Wielkość emisji zanieczyszczeń (w kg/rok) – 2021 r	32
Tabela 16 Wielkość emisji zanieczyszczeń (w kg/rok) – 2022 r	32
Tabela 17 Wielkość emisji zanieczyszczeń (w kg/rok) – 2023 r	32
Tabela 18 Standardy emisyjne	33
Tabela 19 Standardy emisyjne dla MPEC Lębork	34
Tabela 20 Warunki dla efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego	35
Tabela 21 Wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła według dyrektywy UE	36
Tabela 22 Wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła wyprowadzonych przez MPEC Lębork Sp. z o.o.	36
Tabela 23 Potencjał pracy pomp ciepła zasilanych energią elektryczną wyprodukowaną w układzie ORC (KR-1)	43



Tabela 24 Parametry układu dwustopniowego powietrznych i wodnych pomp ciepła PPC + ORC w KR-1	44
Tabela 25 Parametry terenu pod potencjalne odwierty pionowe na terenie kotłowni KR-1 ...	45
Tabela 26 Parametry dolnego źródła KR-1	46
Tabela 27 Dobór gruntowych pomp ciepła – teren Kotłowni KR-1	47
Tabela 28 Parametry układu gruntowych pomp ciepła KR-1	48
Tabela 29 Optymalna pojemność zbiornika buforującego w zależności od liczby godzin pracy	55
Tabela 30 Potencjał pracy pomp ciepła na ściekach oczyszczonych.....	56
Tabela 31 Parametry układu pomp ciepła na ściekach oczyszczonych	57
Tabela 32 Bilans pracy akumulatora ciepła (okres przejściowy)	61
Tabela 33 Bilans pracy akumulatora (okres letni)	63
Tabela 34 Wartości opałowe paliw uwzględnionych w koncepcji.....	69
Tabela 35 Założenia ekonomiczne	70
Tabela 36 Przewidywane nakłady na agregat kogeneracyjny zasilany gazem ziemnym	71
Tabela 37 Przewidywane nakłady na powietrzne pompy ciepła na kotłowni KR-1	71
Tabela 38 Przewidywane nakłady na pompy ciepła na ściekach oczyszczonych	71
Tabela 39 Przewidywane nakłady na gruntowe pompy ciepła na kotłowni KR-1	72
Tabela 40 Analiza potencjału źródeł ciepła – zakup paliw	74
Tabela 41 Wybór podstawowych źródeł ciepła	75
Tabela 42 Analiza potencjału – konsumpcja energii elektrycznej wyprodukowanej w agregacie kogeneracyjnym oraz układzie ORC.....	77
Tabela 43 Wybór uzupełniających źródeł ciepła	78
Tabela 44 Nakłady inwestycyjne na technologie stanowiące wariant docelowy	81
Tabela 45 Harmonogram wdrożenia wybranego wariantu	82
Tabela 46 Podział produkcji ze względu na wykorzystaną technologię Etap I	83
Tabela 47 Udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła Etap I	83
Tabela 48 Podział produkcji ciepła – Etap I	85
Tabela 49 Wpływ poszczególnych składowych na koszt produkcji 1 GJ ciepła – Etap I.....	85



Tabela 50 Bilans energii elektrycznej – Etap I	86
Tabela 51 Podział produkcji ciepła ze względu na wykorzystywaną technologię Etap II	88
Tabela 52 Udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła Etap II	88
Tabela 53 Podział produkcji ciepła – Etap II	90
Tabela 54 Wpływ poszczególnych składowych na koszt produkcji 1 GJ ciepła – Etap II	90
Tabela 55 Bilans energii elektrycznej – Etap II	91
Tabela 56 Podsumowanie poszczególnych etapów	93
Tabela 57 Prosta stopa zwrotu po realizacji poszczególnych etapów*	93
Tabela 58 Harmonogram wdrożenia wybranego wariantu	95
Tabela 59 Podział produkcji ze względu na wykorzystaną technologię Etap I alternatywny ..	96
Tabela 60 Udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła Etap I alternatywny	96
Tabela 61 Podział produkcji ciepła – Etap I alternatywny	98
Tabela 62 Wpływ poszczególnych składowych na koszt produkcji 1 GJ ciepła – Etap I alternatywny	98
Tabela 63 Bilans energii elektrycznej – Etap I alternatywny	99
Tabela 64 Podział produkcji ciepła ze względu na wykorzystywaną technologię Etap II alternatywny	101
Tabela 65 Udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła Etap II alternatywny	102
Tabela 66 Podział produkcji ciepła – Etap II alternatywny	104
Tabela 67 Wpływ poszczególnych składowych na koszt produkcji 1 GJ ciepła – Etap II alternatywny	104
Tabela 68 Bilans energii elektrycznej – Etap II alternatywny	105
Tabela 69 Podsumowanie poszczególnych etapów	106
Tabela 70 Prosta stopa zwrotu po realizacji poszczególnych etapów*	106
Tabela 71 Założenia ekonomiczne do analizy finansowej	110
Tabela 72 Nakłady inwestycyjne dla poszczególnych etapów.	111
Tabela 73 Przychody i koszty osłagane po realizacji poszczególnych etapów inwestycji sumarycznie	112
Tabela 74 Posumowanie wyników analizy	114



15 Spis rysunków

Rysunek 1 Lokalizacja Kotlewni Rejonowej KR-1 oraz Elektrociepłowni.....	10
Rysunek 2 Schemat sieci ciepłowniczej wraz z zaznaczonymi źródłami ciepła	12
Rysunek 3 Średnia roczna ilość promieniowania słonecznego w Polsce.....	38
Rysunek 4 Możliwa lokalizacja instalacji PV na terenie kotlewni KR-1.....	41
Rysunek 5 Potencjalna lokalizacja dolnego źródła gruntowych pomp ciepła na terenie kotlewni KR-1	45
Rysunek 6 Lokalizacja przeznaczona pod inwestycję pomp ciepła na ściekach	49
Rysunek 7 Proponowane rozmieszczenie Instalacji na terenie Oczyszczalni Ścieków	50

16 Spis wykresów

Wykres 1 Zapotrzebowanie na chwilową moc ciepłą w roku 2021	15
Wykres 2 Zapotrzebowanie na chwilową moc ciepłą w roku 2022.....	16
Wykres 3 Zapotrzebowanie na chwilową moc ciepłą w roku 2023.....	16
Wykres 4 Wykres uporządkowany chwilowej mocy ciepłej	17
Wykres 5 Zoptymalizowany wykres uporządkowany chwilowej mocy ciepłej.....	18
Wykres 6 Moc chwilowa w roku 2021	19
Wykres 7 Moc chwilowa w roku 2022	20
Wykres 8 Moc chwilowa w roku 2023	20
Wykres 9 Produkcja ciepła w latach 2021 – 2023.....	26
Wykres 10 Udział poszczególnych paliw w produkcji ciepła	26
Wykres 11 Zmiana kosztu produkcji 1 GJ ciepła w zależności od wzrostu ceny zakupu paliwa	31
Wykres 12 Profil przepływu ścieków oczyszczonych – 2023 r.	52
Wykres 13 Uporządkowany wykres przepływu ścieków oczyszczonych	54
Wykres 14 Współpraca źródła ciepła z magazynem ciepła dla okresu przejściowego	62



Wykres 15 Współpraca źródła ciepła z magazynem ciepła uwzględniające tylko zapotrzebowanie na c.w.u.	64
Wykres 16 Energia cieplna w magazynie ciepła	65
Wykres 17 Wymagana pojemność magazynu ciepła.....	66
Wykres 18 Wymagana pojemność magazynu ciepła od 01.05 do 01.10	66
Wykres 19 Współpraca źródeł ciepła z magazynem ciepła.....	68
Wykres 20 Podział produkcji ciepła ze względu na technologię Etap I.....	83
Wykres 21 Wykres pracy źródeł – Etap I	84
Wykres 22 Podział produkcji ciepła ze względu na technologię Etap II.....	87
Wykres 23 Wykres pracy źródeł – Etap II	89
Wykres 24 Podział produkcji ciepła ze względu na technologię Etap I alternatywny.....	96
Wykres 25 Wykres pracy źródeł – Etap I alternatywny	97
Wykres 26 Podział produkcji ze względu na technologię Etap II alternatywny	101
Wykres 27 Wykres pracy źródeł ciepła – Etap II alternatywny	103

17 Spis załączników

Załącznik 1	Analiza finansowa_ Stan aktualny,
Załącznik 2	Analiza finansowa_ Projekt,
Załącznik 3	Analiza finansowa_ po realizacji projektu
Załącznik 4	Wpływ realizacji projektu na rachunek wyników
Załącznik 5	Analiza finansowa_ Cash Flow

