

Audyt energetyczny przedsiębiorstwa wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

ZREALIZOWANY DLA

**ZAKŁADU GOSPODARKI KOMUNALNEJ
W OSTROWI MAZOWIECKIEJ SP Z O.O.**

GLIWICE, PAŹDZIERNIK 2022

 **EXERGON**

Główni wykonawcy pracy

dr inż. Tomasz Malik

mgr inż. Andrzej Kandzia

mgr inż. Tomasz Bryła

dr inż. Paweł Bargiel

mgr inż. Mariusz Niestrój

Zarząd EXERGON Sp. z o.o.

Dr inż. Marcin Liszka, Prezes

Dr inż. Grzegorz Szapajko, Wiceprezes



Firma EXERGON Sp. z o.o. wywodzi się ze środowiska naukowego Politechniki Śląskiej. Działa w obszarze energetyki i powiązanych gałęzi gospodarki, świadcząc m.in. usługi obliczeniowe, doradcze, opracowując studia wykonalności/biznesplany oraz tworząc dedykowane aplikacje komputerowe. Firma dysponuje zespołem specjalistów, doświadczonych w pracach wykonywanych na rzecz odbiorców instytucjonalnych i przemysłowych.

EXERGON Sp. z o.o.; ul. Jagiellońska 4; 44-100 Gliwice; tel.: +48 794 904 200; sekretariat@EXERGON.pl; NIP 6312650389; REGON 243336660; KRS 0000472241; X Wydział Gospodarczy Sądu Rejonowego w Gliwicach; kapitał zakładowy 97 560 PLN; Rachunek bankowy: ING Bank Śląski 50 1050 1298 1000 0091 3839 6495; więcej informacji: www.EXERGON.pl.

Zastrzeżenia

Niniejsza praca została sporządzona z najwyższą starannością, niemniej jednak z konieczności część poruszanych w niej problemów zostało przeanalizowanych z zastosowaniem określonych uogólnień oraz danych wejściowych opisanych w niniejszym raporcie. Zastosowanie innych metod badawczych może przyczynić się do uzyskania dokładniejszych wyników. EXERGON Sp. z o.o. nie ponosi odpowiedzialności za jakiegokolwiek straty powstałe w wyniku czynności podjętych lub zaniechanych na podstawie wyników niniejszej pracy.

Spis treści

1 Podstawa, cel i zakres zrealizowanej pracy	6
2 Informacje przekazane przez Zamawiającego	8
3 Analiza stanu istniejącego	10
3.1 Ogólna charakterystyka Przedsiębiorstwa oraz wykorzystywanej infrastruktury wytwórczej	10
3.1.1 Infrastruktura wytwórcza i przesyłowa	10
3.1.2 Struktura własnościowa	26
3.2 Analiza lokalnego rynku ciepła	27
3.3 Analiza lokalnego rynku paliw	31
3.3.1 Analiza lokalnego rynku gazu	31
3.3.2 Analiza lokalnego rynku biomasy	38
3.3.3 Analiza lokalnego rynku paliwa alternatywnego	44
3.3.4 Analiza lokalnego rynku ścieków oraz osadów ściekowych	50
3.4 Analiza dostępnych lokalizacji oraz lokalnych uwarunkowań	52
3.4.1 Lokalizacja 1 – teren kotłowni gazowej	53
3.4.2 Lokalizacja 2 – teren przy kotłowni węglowej	57
3.4.3 Lokalizacja 3 – teren Miejskiej Oczyszczalni Ścieków	59
3.4.4 Lokalizacja 4 – teren byłej nasycalni podkładów kolejowych	62
4 Analiza aktów prawnych i systemów wsparcia	64
4.1 Obowiązujące akty prawne	64
4.1.1 Dyrektywa MCP	64
4.1.2 Handel uprawnieniami do emisji CO ₂	65
4.1.3 Ustawy i rozporządzenia dotyczące podłączenia podmiotów do sieci gazowej	70

4.1.4 Aspekty prawne dotyczące paliwa alternatywnego RDF oraz osadów komunalnych.....	71
4.2 Analiza systemów wsparcia	78
4.2.1 Kierunki rozwoju.....	79
4.2.1.1„Zielony Ład”	80
4.2.1.2Fit for 55	81
4.2.1.3Dyrektywa RED.....	82
4.2.1.4Rynek Mocy	82
4.2.1.5KPGO 2028 oraz Ocena luki inwestycyjnej.....	83
4.2.2 Przegląd aktualnych programów wsparcia inwestycyjnego i planów działania	84
4.2.2.1Nowa energia.....	84
4.2.2.2Efektywny system ciepłowniczy	85
4.2.3 Aukcje OZE.....	86
4.2.4 Aukcje CHP.....	86
4.2.4.1Wykup wierzytelności dla dłużnika BGK	86
5 Przegląd stanu techniki	88
5.1 Kotły węglowe wodne.....	88
5.2 Silniki kogeneracyjne CHP.....	91
5.3 Pompy ciepła.....	94
5.3.1 Analiza danych wejściowych	95
5.3.2 Analiza możliwości zastosowania	97
5.4 Kotły gazowe i olejowe	99
5.5 Kotły biomasowe	100
5.6 Kotły na RDF i odpady inny niż niebezpieczne	106
5.6.1 Analiza kotła wodnego na paliwo alternatywne	109

5.6.2	Analiza układu kogeneracyjnego na paliwo alternatywne	111
5.7	Kolektory słoneczne	120
5.8	Turbiny gazowe	122
5.9	Biogazownie.....	125
6	Podsumowanie analizy technicznej i lokalizacyjnej.....	131
6.1	Określenie możliwych kierunków rozwoju.....	131
6.2	Charakterystyka analizowanych wariantów do dalszej analizy	131
6.2.1	Wariant I	131
6.2.2	Wariant II	138
6.2.3	Wariant III	148
6.2.4	Wariant IV	160
7	Analiza wariantowa	167
7.1	Metodyka analizy wariantów	167
7.1.1	Metodyka wyznaczania reżimów pracy	167
7.1.2	Metodyka wyznaczania ilości emisji gazów cieplarnianych w kontekście ETS	170
7.1.3	Metodyka wyznaczania parametrów pracy sieci ciepłowniczej	170
7.1.4	Charakterystyka wykorzystanego paliwa	170
7.1.5	Metodyka wyznaczania ilości produkowanych popiołu oraz żużla	170
7.2	Wyniki bilansów energetycznych.....	171
7.3	Metodyka przeprowadzania analizy ekonomicznej	177
7.3.1	Założenia przyjęte w analizie	177
7.3.2	Wskaźniki oceny ekonomicznej	177
7.3.3	Parametry makroekonomiczne	179
7.3.4	Gospodarka remontowa	180
7.3.5	Pozostałe koszty	181

7.3.6 Ścieżki cenowe	181
7.4 Metodyka szacowania nakładów inwestycyjnych	184
7.4.1 Źródła wytwórcze oraz instalacje pomocnicze	184
7.4.2 Turbina upustowo-kondensacyjna.....	187
7.4.3 Wymienniki ciepłownicze oraz skraplacz	187
7.4.4 Instalacje wyprowadzenia mocy oraz potrzeb własnych.....	187
7.4.5 Przebudowa istniejących rurociągów	188
7.4.6 Budowa nowego budynku elektrociepłowni	189
7.4.7 Magazyn na RDF	189
7.4.8 Silosy na sorbenty oraz zbiornik oleju	190
7.4.9 Instalacje oczyszczania spalin.....	190
7.4.10 Instalacja CEMS	190
7.4.11 Komin.....	190
7.4.12 Waga samochodowa	191
7.4.13 Budowa nowego odcinka sieci ciepłowniczej	191
7.4.14 Remediacja gruntu	191
7.4.15 Przyłącze do sieci gazowej.....	191
7.4.16 Zakup działki.....	193
7.4.17 Prace montażowe	193
7.4.18 Podsumowanie	193
7.5 Wyniki analizy ekonomicznej.....	198
7.6 Analiza wrażliwości	212
8 Analiza Ryzyka.....	217
9 Podsumowanie i wnioski	227

1

Podstawa, cel i zakres zrealizowanej pracy

Niniejsze opracowanie jest wynikiem Umowy nr ZP 9/22 z dnia 24.05.2022 r. zawartej pomiędzy Zakładem Energetyki Ciepłej Sp. z o. o., ul. Henryka Trębickiego 3, 07-300 Ostrów Mazowiecka, a EXERGON Sp. z o.o. z siedzibą w Gliwicach przy ul. Jagiellońskiej 4, na wykonanie audytu przedsiębiorstwa z doradztwem kierunków rozwoju i wybór optymalnego wariantu modernizacji.

Cele niniejszego audytu było:

- Opracowanie studium wykonalności, które stanowi porównawczą analizę techniczno-ekonomiczną różnych wariantów modernizacji źródeł ciepła mające na celu analizę aktualnej sytuacji i wybór optymalnego wariantu modernizacji.
- Wyznaczenie opłacalności inwestycji pod kątem sposobu finansowania uwzględniające dostępne i planowane środki wsparcia (dotacje krajowe, unijne oraz pożyczki preferencyjne).
- Przedstawienie alternatywnych rozwiązań docelowych z propozycją optymalnego etapowania przedsięwzięcia, które zostały ustalone szczegółowo z Zamawiającym.
- Analizę całej infrastruktury ciepłowniczej Zamawiającego, w tym dwa istniejące źródła ciepła pracujące na wspólną sieć ciepłowniczą.

Zakres przedmiotowego opracowania objął:

- techniczną i rynkową analizę stanu istniejącego,
- ocenę stanu technicznego istniejącej infrastruktury w zakresie istotnym,
- aktualny bilans energii i planowane zmiany zapotrzebowania ciepła,
- analizę wariantową możliwych kierunków modernizacji źródeł ciepła,
- przyjęcie założeń, ustalenie metodyki oraz przeprowadzenie analiz ekonomicznych dla wybranych wariantów,
- określenie nakładów inwestycyjnych na każdy z wariantów,
- wykonanie obliczeń energetycznych, bilansów cieplnych, elektrycznych dla stanu istniejącego oraz dla każdego wariantu modernizacji,

- określenie wpływ modernizacji na koszt produkcji ciepła (w przeliczeniu na 1 GJ) wyliczony oddzielnie dla każdego wariantu modernizacyjnego,
- określenie kosztów eksploatacyjnych każdego z wariantów,
- wyliczenie efektu ekologicznego,
- określenie wskaźników rentowności inwestycji dla wybranych wariantów,
- analizę wymagań środowiskowych,
- wskazanie i opis optymalnego wariantu modernizacyjnego,
- opis techniczny i niezbędne szkice dla optymalnego wariantu modernizacyjnego,
- udostępnienie aktywnego arkusza kalkulacyjnego umożliwiającego zmianę wartości danych wejściowych,
- analizę wrażliwości wybranych scenariuszy na wybrane parametry,
- przegląd źródeł finansowania inwestycji,
- przegląd dostępnych programów wsparcia,
- określenie wysokości możliwych do uzyskania pożyczek oraz dotacji,
- określenie wysokości wymaganego wkładu własnego i/lub kredytu.

2

Informacje przekazane przez Zamawiającego

Podstawą opracowania były dane uzyskane w postaci cyfrowej, papierowej oraz informacje przekazane ustnie. Ponadto Wykonawca w ramach przeprowadzenia studium wykonalności wykonał wizję lokalną na obiektach Zamawiającego. Na wstępnym etapie prac nad niniejszym audytem, Zamawiający udostępnił wskazane dane oraz przekazał odpowiednie informacje, spośród których wyróżnić należy:

- Bilanse ciepłownicze kotłowni gazowej oraz węglowej obejmujące dane miesięczne z okresu lat 2019-2021;
- Zrzuty ekranu z zakładowego systemu DCS obejmujące zarówno układ kotłowni gazowej, kotłowni węglowej oraz poszczególnych kotłów;
- Krzywą grzewczą wykorzystywaną w systemie ciepłowniczym;
- Dane dotyczące osadów ściekowych pochodzące z miejskiej oczyszczalni ścieków, takich jak;
 - Zestawienie akredytowanych badań osadów ściekowych;
 - Bilans masowy osadów w latach 2015-2022;
 - Zestawienie ilości ścieków dopływających na oczyszczalnię w latach 2015-2022 w rozdzielczości miesięcznej;
 - Informacje nt. przypiływu osadów w latach 2017-2022, również w skali miesięcznej;
- Informacje nt. potencjalnej ilości paliwa alternatywnego jaka może zostać pozyskana z najbliższej okolicy;
- Sprawozdanie z badań paliwa alternatywnego zleconych przez Zakład Gospodarki Komunalnej w Ostrowi Mazowieckiej;
- Informacje nt. rozważanych lokalizacji inwestycji;
- Historyczne dane pomiarowe pracy kotłowni gazowej w latach 2019 – 2021 w rozdzielczości godzinowej;
- Historyczne dane pomiarowe pracy ciepłowni węglowej oraz poszczególnych kotłów w latach 2019 – 2021 w rozdzielczości godzinowej oraz dobowej;

- Informacje na temat strat ciepła oraz nośnika w sieci ciepłowniczej z podziałem strat na kotłownie przy ulicy Trębickiego oraz Lipowej;
- Informacje na temat mocy zamówionej przez odbiorców ciepła w rozbiciu miesięcznym w latach 2014-2023;
- Sprawozdania z pomiarów emisji zanieczyszczeń pyłowych i gazowych z kotłów wodnych WR z roku 2021 (pomiar zimowy) oraz z roku 2022 (pomiar letni).
- Wyniki ankietyzacji podmiotów prawnych celem poznania chęci dołączenia do sieci ciepłowniczej.

3

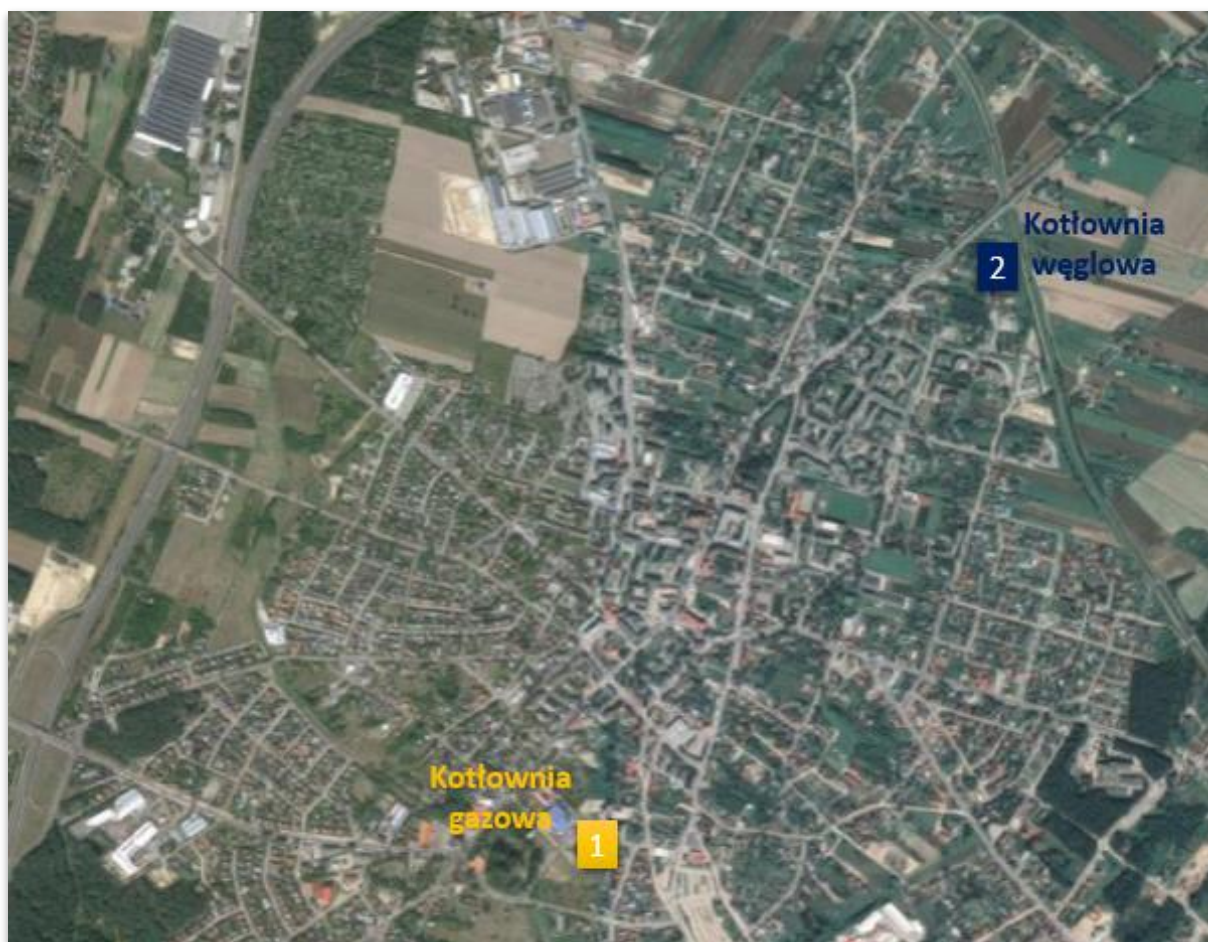
Analiza stanu istniejącego

3.1 Ogólna charakterystyka Przedsiębiorstwa oraz wykorzystywanej infrastruktury wytwórczej

Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o. o. w Ostrowi Mazowieckiej (dalej ZEC), który jest spółką miejską, prowadzi działalność w zakresie energetyki ciepłej zarówno dla osób fizycznych jak i prawnych. Świadczy ona usługi w zakresie produkcji, dystrybucji oraz sprzedaży ciepła na terenie miasta Ostrow Mazowiecka. Ponadto zajmuje się ona konserwacją oraz remontami urządzeń do wytwarzania i przesyłania ciepła, obsługą urządzeń ciepłych, prowadzeniem inwestycji własnych oraz prowadzeniem innej działalności wytwórczej, usługowej, handlowej niewymagającej koncesji, a także działalności koncesyjnej po jej uzyskaniu. W trakcie trwania audytu prowadzona była fuzja Zakładu Energetyki Ciepłej oraz Zakładu Gospodarki Komunalnej w Ostrowi Mazowieckiej Sp. z o. o., w wyniku której właścicielem ZEC został Zakład Gospodarki Komunalnej w Ostrowi Mazowieckiej Sp. z o. o.

3.1.1 Infrastruktura wytwórcza i przesyłowa

Obecnie Zamawiający jest w posiadaniu dwóch ciepłowni, zlokalizowanych na przeciwległych krańcach miasta. Pierwszą z nich jest kotłownia gazowa położona na przy Trębickiego 3, przy której znajduje się dawna siedziba ZEC. Kotłownia wyposażona została w jeden kocioł gazowy o mocy 4 MW. W drugiej kotłowni położonej w północnej części miasta, przy ulicy Lipowej 4, znajdują się trzy kotły węglowe typu WR. Lokalizacja niniejszych kotłowni na planie miasta Ostrow Mazowiecka została przedstawiona na rysunku 3.1.1. Niniejsze kotłownie pracują na wspólną sieć ciepłowniczą, będącą również w posiadaniu Zamawiającego.



Rysunek 3.1.1 Lokalizacja istniejących kotłowni będących w posiadaniu Zamawiającego [Źródło: opracowanie własne w oparciu o geoportal.gov.pl]

Kotłownia gazowa

Kotłownia gazowa wyposażona została w jedną jednostkę wytwórczą produkcji firmy Viessmann, posiadającą palnik gazowy firmy Riello o mocy 4 MW. Zaznaczyć należy jednak, iż moc zamówiona kotłowni w gazie obecnie wynosi 2,2 MW, a więc znacznie poniżej swojego nominalnego punktu pracy. Na dzień przeprowadzania audytu, brak jest możliwości zwiększenia mocy przyłączeniowej z uwagi na brak odpowiedniej infrastruktury sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego. Jednakże, zgodnie z informacjami przekazanymi przez Zamawiającego, w latach 2023-2024 przeprowadzona zostanie modernizacja sieci gazowniczej dystrybucyjnej, która to modernizacja umożliwi zwiększenie mocy zamówionej w niniejszej lokalizacji. Zarówno budynki kotłowni, jak i instalacje znajdujące się w nim przystosowane są do zainstalowania drugiego kotła gazowego o identycznej mocy. Oznacza to możliwość zwiększenia mocy wytwórczych w niniejszej kotłowni do nawet 8 MW, przy stosunkowo niewielkich pracach budowlanych. Parametry kotła gazowego zostały przedstawione w tabeli 3.1.1, natomiast widok kotła gazowej na rysunku 3.1.2.

Tabela 3.1.1 Dane techniczne kotła gazowego

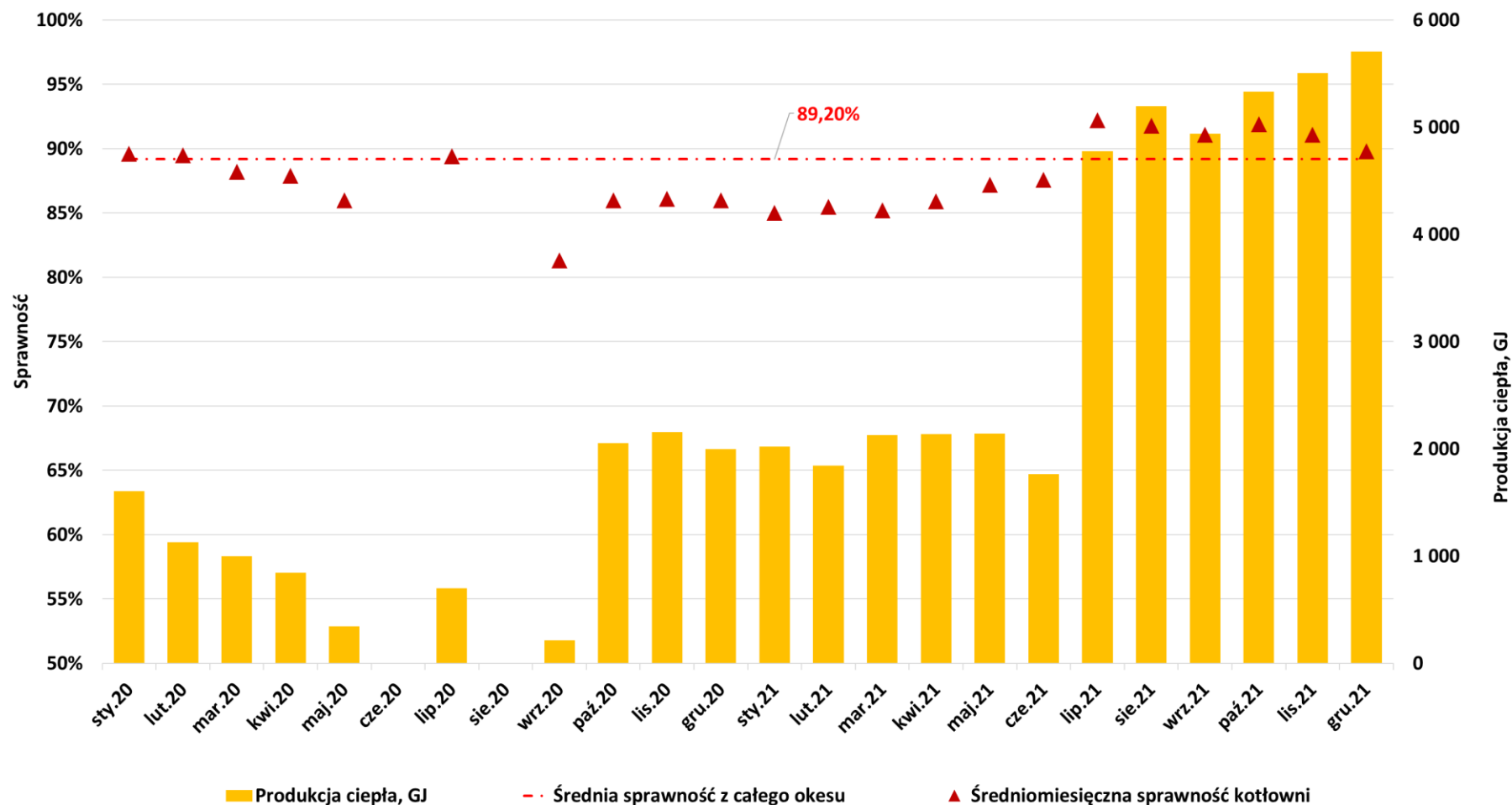
Lp.	Parametr	Wartość	Jednostka
1	Model kotła	Vitomax 200 HW	-
2	Typ kotła	M234023	-
3	Rok produkcji	2010	-
4	Moc kotła znamionowa	4	MW
5	Znamionowa temperatura spalin	165	°C
6	Pojemność wodna kotła	15,7	m ³

**Rysunek 3.1.2 Kocioł gazowy będący w posiadaniu Zamawiającego**

W związku z wysokimi cenami gazu ziemnego w roku 2022 jednostka wytwórcza funkcjonuje jako jednostka rezerwowo-szczytowa, z kolei w 2021 roku kocioł pracował łącznie 8 730 h. W latach wcześniejszych jednostka pracowała głównie w okresie zimowym m.in. na cele basenu miejskiego oraz podczas przerw technologicznych kotłowni węglowej. Paliwem doprowadzanym do kotłowni jest gaz ziemny typu E.

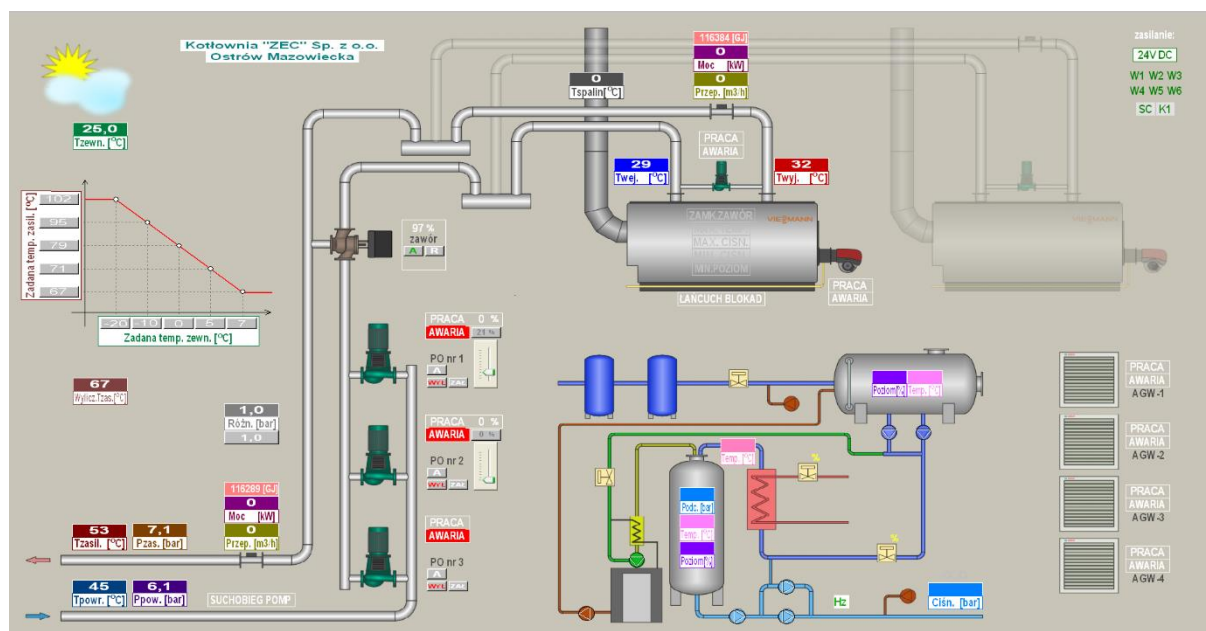
Sprawność kotłowni gazowej w okresie pomiędzy styczniem 2020, a grudniem 2021 wyniosła 87,92% i była ona na stałym poziomie w ciągu danego okresu. Szczegółowe parametry pracy kotłowni z niniejszego okresu w rozdzielczości miesięcznej przedstawiono na rysunku 3.1.3.

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju



Rysunek 3.1.3 Sprawność kotłowni gazowej w analizowanym okresie czasu [Opracowanie własne na podstawie danych Zamawiającego]

Poglądowy schemat kotłowni gazowej w formie zrzutu ekranu z zakładowego systemu DCS został przedstawiony na rysunku 3.1.4.



Rysunek 3.1.4 Poglądowy schemat kotłowni gazowej – zrzut ekranu z zakładowego systemu DCS

Ciepło wytwarzane w kotle gazowym wyprowadzane jest przy wykorzystaniu 3 pomp produkcji firmy Wilo o mocy użytecznej wynoszącej 15 kW każda (podczas eksploatacji, jedna z pomp zawsze funkcjonuje jako jednostka rezerwowa). Dwie z pomp posiadają płynny system zmiany przepływu, wykorzystujący przemienniki częstotliwości.

Kotłownia węglowa

Zlokalizowana w północnej części miasta kotłownia węglowa, która jest głównym źródłem ciepła w mieście, wyposażona jest w 2 kotły typu WR5m -022 oraz jeden kocioł WR5 -022 o oznaczeniach ruchowych K1, K2 oraz K3. Zamawiający przeprowadza regularne prace remontowo-serwisowe na każdej z jednostek wytwórczych. Pełne zestawienie danych technicznych jednostek wytwórczych oraz wszelkich prac, jakim poddane zostały kotły w ostatnich latach, przedstawiono zbiorczo w tabeli 3.1.2.

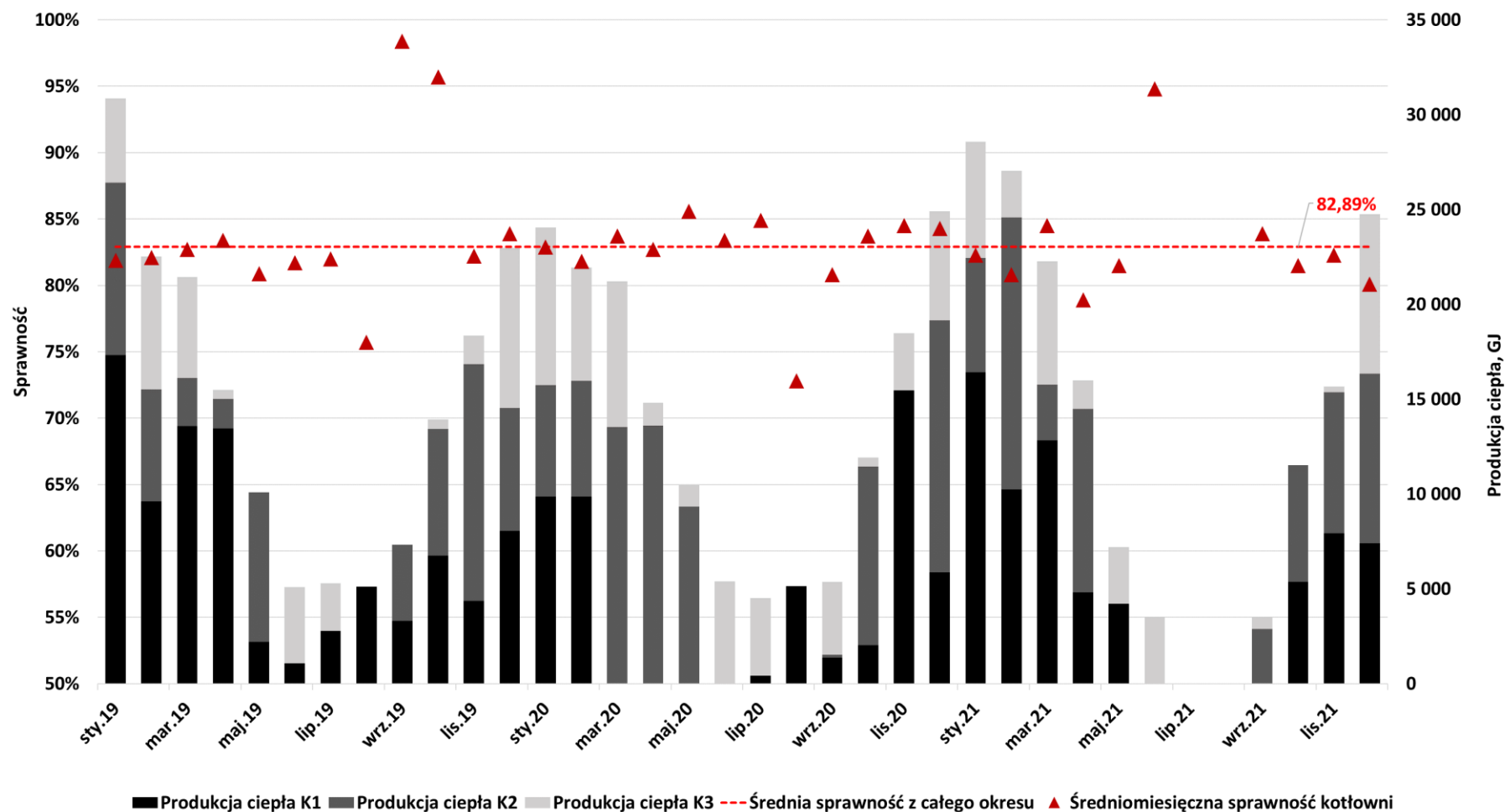
Tabela 3.1.2 Zestawienie prac remontowo-naprawczych jakim poddane zostały kotły w latach 2018-2020

Parametr	Kocioł		
	K1	K2	K3
Typ kotła	WR5m -022	WR5m -022	WR5 -022
Teoretyczna moc cieplna, MW	11,6	11,6	5,8
Zakres pracy, MW	2 - 8	2 - 8	1,6 do 4,5

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Parametr	Kocioł		
	K1	K2	K3
Czas pracy w latach 2020-2021, h	2020 – 3210 2021 – 3304	2020 – 3999 2021 – 3032	2020 – 5104 2021 – 3540
Zakres prac	1. Remont ogólny kotła – I ciąg, rury stropowe oraz obmurze (2018); 2. Izolacja kotła (2020); 3. Naprawa sterowników (2020);	1. Naprawa kotła (2019,2020 oraz 2021); 2. Remont obmurza (2020); 3. Naprawa reduktora (2020); 4. Naprawa sterowników (2020);	1. Remont rusztu (2019); 2. Remont ogólny kotła – I ciąg, rury stropowe oraz obmurze (2019); 3. Naprawa sterowników (2020);

Średnia sprawność kotłowni węglowej (średnia ważona wszystkich 3 kotłów) wynosi 82,89%, w odróżnieniu od kotłowni gazowej, w zależności od pory roku występują jednak odchyłki tej wartości. Fakt ten wynika jednak z innej charakterystyki sprawności kotłów węglowych (mniej płaskiej) niż ma to miejsce w przypadku kotłów gazowych – sprawność kotłów węglowych ulega znacznym zmianom przy mniejszym obciążeniu kotłów. Zestawienie sprawności kotłowni węglowej w poszczególnych miesiącach zostało przedstawione na rysunku 3.1.5.



Rysunek 3.1.5 Sprawność kotłowni węglowej oraz produkcja ciepła w analizowanym okresie czasu

Wychwyt pyłów realizowany jest w instalacjach dwustopniowych, zainstalowanych na każdej jednostce wytwórczej. Każdy z kotłów K1 oraz K2 wyposażony jest we wstępny odpylacz przelotowy typ MOS-16 (stopień I) oraz pulsacyjny filtr workowy typu FP-196/5.0/460 (stopień II). Instalacja odpylająca kotła K3 również składa się ze wstępnego odpylacza przelotowego typu MOS-16 (I stopień), ponadto wyposażona została również w baterie bicyklonów typu MOS-16 oraz poziomy filtr workowy typu FP-80/2.5/110. W zakresie eliminacji NO_x, Zamawiający stosuje pierwotne metody oczyszczania gazów odlotowych, z kolei poziom zawartości SO_x w spalinach uzależniony jest od zawartości pierwiastka siarki w paliwie. W ramach niniejszej pracy, Zamawiający przekazał raport z pomiarów emisji pyłów i związków gazowych wykonanych kolejno w roku 2021 oraz 2022. Zestawienie porównawcze obecnych poziomów emisji z obecnymi i przyszłymi standardami emisyjnymi zestawiono w tabeli 3.1.3.

Tabela 3.1.3 Porównanie standardów emisyjnych z obecnie osiąganymi poziomami zanieczyszczeń

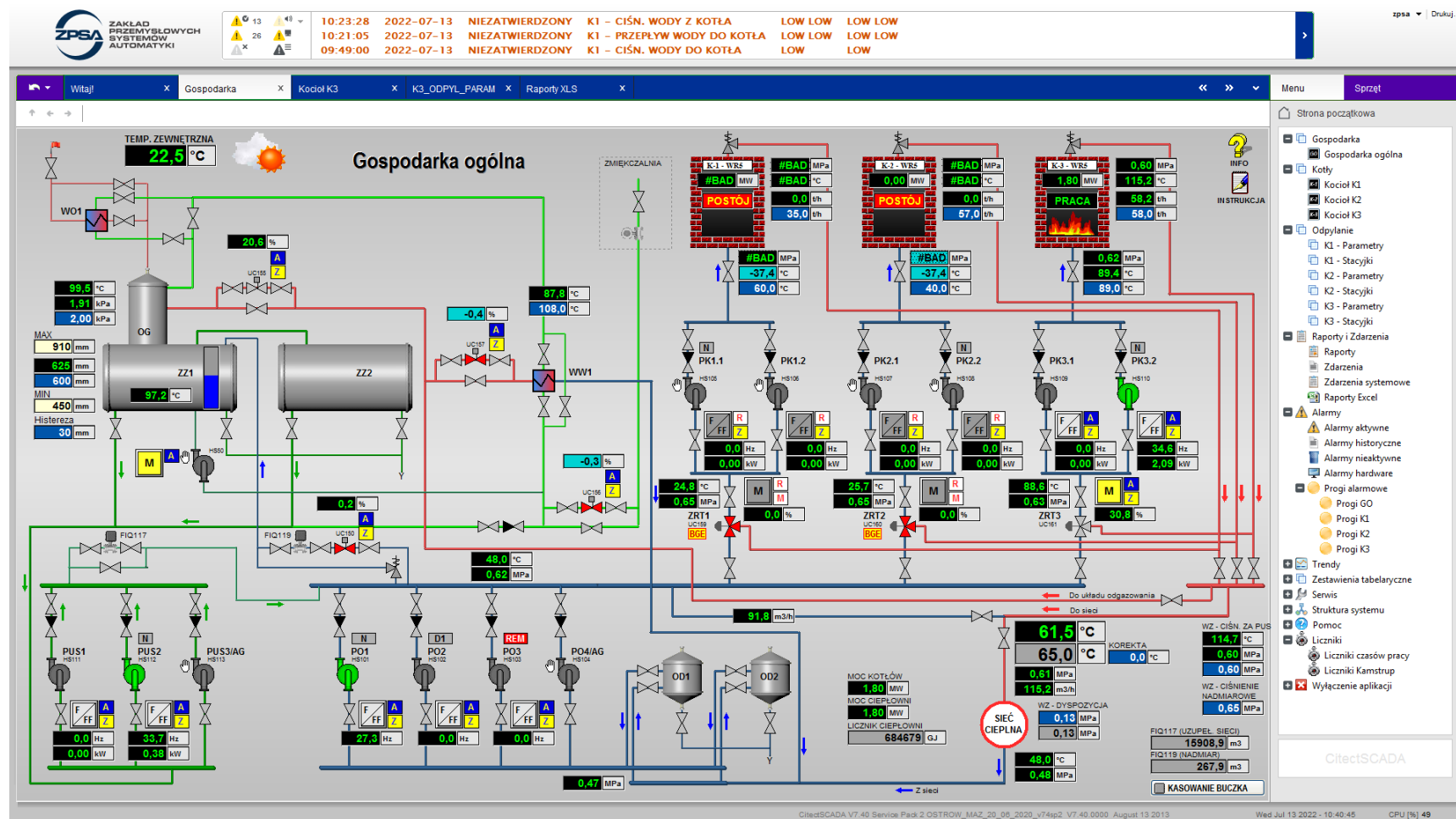
Kocioł	Związek	Emisja rzeczywista, mg/Nm ³	Emisja wymagana, mg/Nm ³	
			Obecna	Od 2025*
Kotłownia węglowa	Pył	18,7 – 49,0	100	50
	SO ₂	855,2 - 1 068,2	1500	1100
	NO _x	379,3 – 388,6	400	400
Kotłownia gazowa	Pył	-	100	-
	SO ₂	-	1500	-
	NO _x	-	400	200

* W przypadku braku uzyskania derogacji o których mowa w art. 6 pkt. 5 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego I Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

Kotłownia gazowa spełnia zarówno obecne, jak i przyszłe wymagania wynikające z dyrektywy MCP. W przypadku kotłów węglowych spełnienie wymagań dotyczących tlenków siarki uzależnione jest o składu chemicznego węgla, a zwłaszcza zawartości pierwiastka siarki w węglu. W przypadku dalszego stosowania węgla odpowiedniej jakości możliwe jest spełnienie wymagań wynikających z ww. Dyrektywy. Pomiary zimowe w roku 2021 wykazały niską zawartość pyłów w spalinach. Wynika to z faktu przeprowadzonej ówczesznie wymiany worków. W późniejszym okresie zauważono wzrost zawartości tego zanieczyszczenia w spalinach. Oznacza to potencjalny problem z osiągnięciem wymaganych wartości emisji w przyszłości w przypadku rzadkiej wymiany worków. W związku z tym, aby możliwa była praca bez konieczności częstych wymian drogich worków konieczna może okazać się modernizacja systemów odpylania spalin. W przypadku tlenków azotu nie widzi się zagrożenia niedotrzymania przyszłych standardów emisyjnych.

Zamawiający na bieżąco realizuje szereg modernizacji oraz prac naprawczo-remontowych mających na celu utrzymanie stałego, zadowalającego poziomu efektywności kotłowni. Poprzez modernizacje obejmujące układ pompowy (montaż przemienników częstotliwości), wymianę jednostek pompowych czy modernizację układów sterowania kotłów, zarówno od strony eksploatacyjnej (sterowanie jednostek) jak i oszczędności energii, osiągnęto zadowalające rezultaty. Poglądowy schemat kotłowni węglowej w formie zrzutu ekranu z zakładowego systemu DCS został przedstawiony na rysunku 3.1.6.

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju



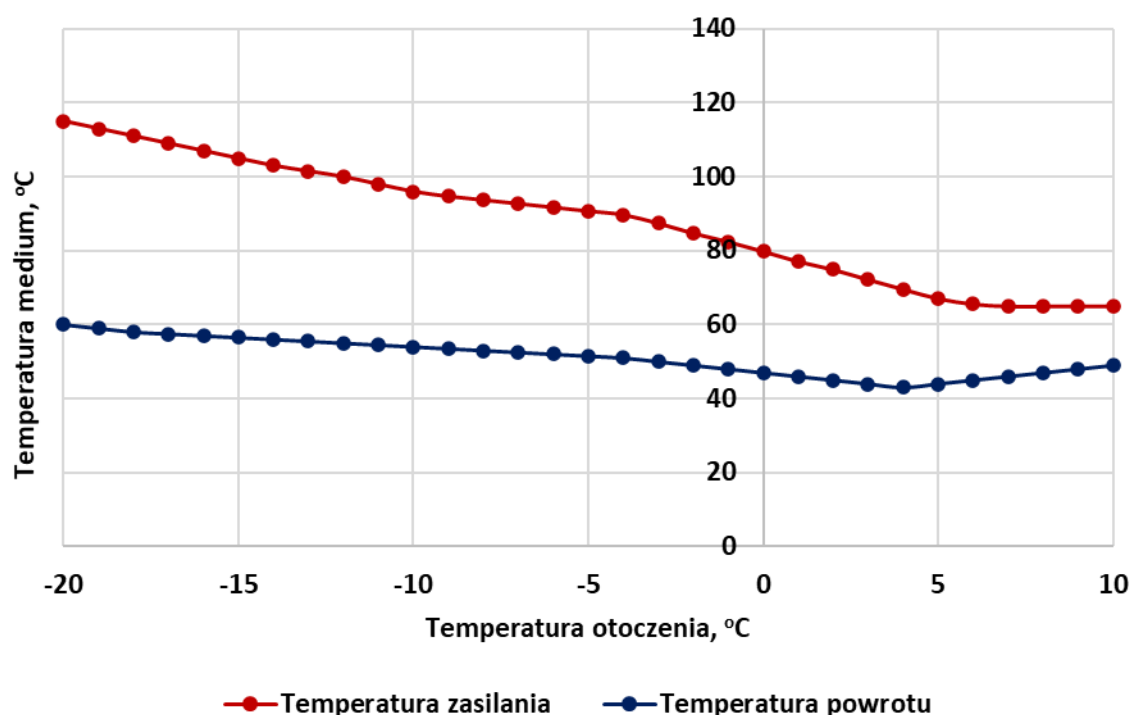
Rysunek 3.1.6 Poglądowy schemat kotłowni węglowej – zrzut ekranu z zakładowego systemu DCS

Analiza sieci ciepłowniczej

Aktualnie na terenie miasta Ostrow Mazowiecka istnieje system zaopatrzenia w ciepło, który realizowany jest w oparciu o:

- miejski system ciepłowniczy oraz ciepłownię węglową i gazową należącą do Zamawiającego;
- indywidualne źródła w budynkach mieszkalnych jedno i wielorodzinnych oraz obiektach usługowych, dostarczające ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej;
- istniejący układ wytwórczy eksploatowany przez fabrykę mebli „Forte”, która bezpośrednio zasila obecnie m.in. firmę Zurad Sp. z o.o.

Sieć ciepłownicza zbudowana jest w układzie gwiazdowym, natomiast źródła wytwórcze znajdujące się w posiadaniu Zamawiającego zlokalizowane są na dwóch przeciwnych krańcach sieci. Władze Spółki sukcesywnie wymieniają rurociągi wykonane w starszej technologii oraz urządzenia związane z przesyłem ciepła. Całość ma na celu zminimalizowanie strat ciepła do otoczenia. Sieć ciepłownicza została zaprojektowana na przepływ obliczeniowy wynoszący 430 m³/h oraz temperatury T_z/T_p wynoszące 115°C/60°C. Krzywa grzewcza wykorzystywana przez ciepłownię została przedstawiona na rysunku 3.1.7.

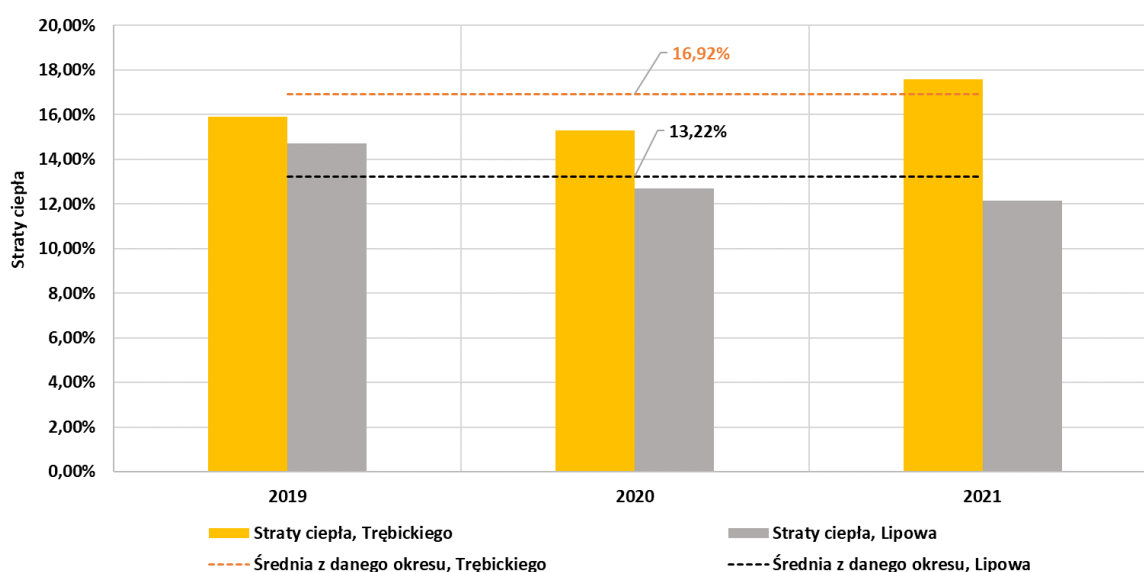


Rysunek 3.1.7 Krzywa grzania stosowana w ciepłowni miejskiej

Jednym z problemów z jakim zmagają się sieci ciepłownicze są straty ciepła do otoczenia. W przypadku miejskiej sieci ciepłowniczej w Ostrowi Mazowieckiej w latach 2019-2021 wyno-

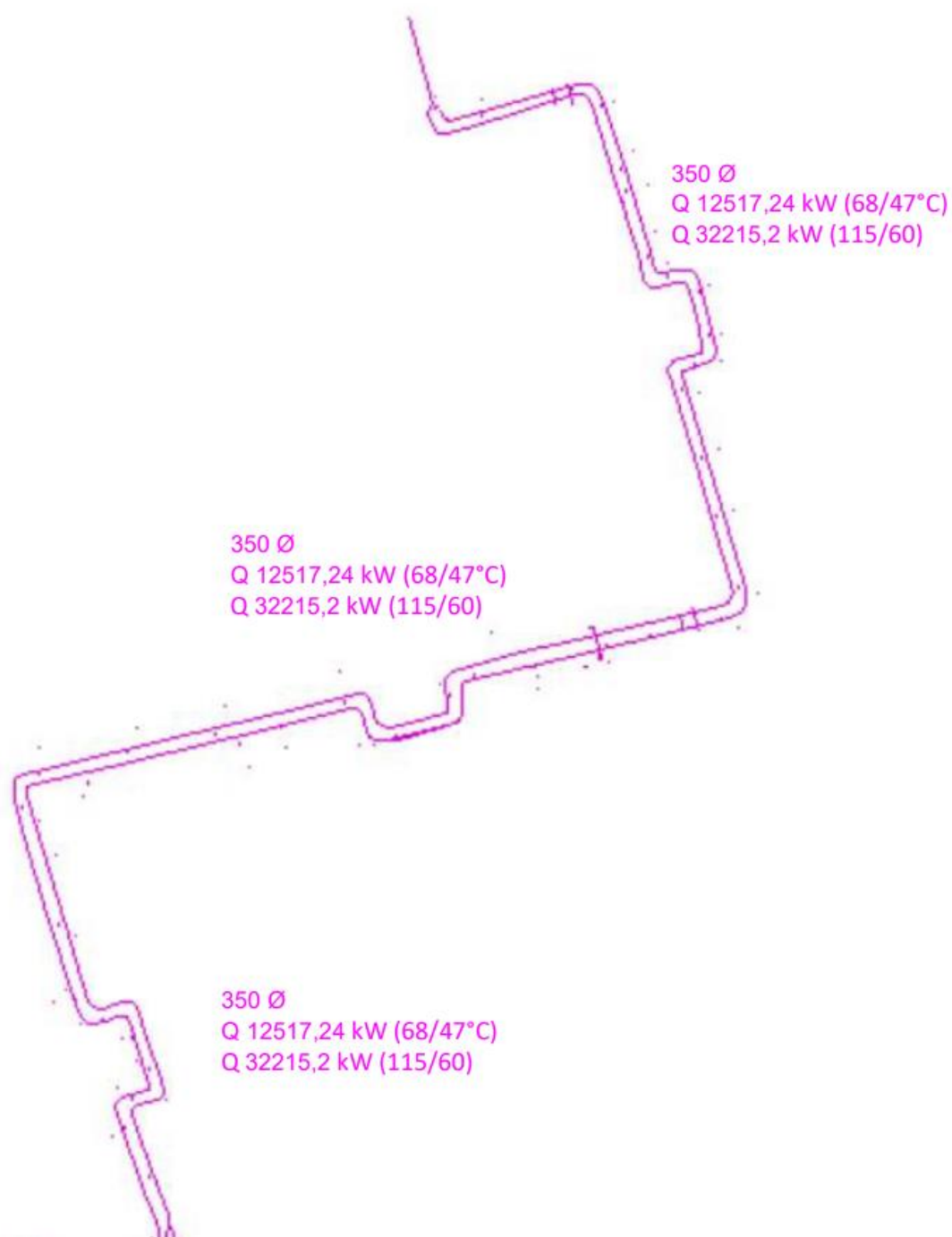
siły one kolejno 13,46%, 12,7% oraz 13,16% w skali średniorocznej. Mając na uwadze fakt, iż kotłownia gazowa na ulicy Trębickiego znajduje się na początku sieci, w przypadku zasilania odbiorców w mieście wyłącznie z tego źródła, pojawia się konieczność pokonania dłuższej drogi do najdalszych odbiorców, co bezpośrednio przekłada się zarówno na wzrost strat ciepła w całej sieci, jak i zwiększone zużycie energii elektrycznej przez pompy obiegowe. W praktyce, ze względu na nowoczesny charakter rurociągów znajdujących się przy kotłowni gazowej, straty te znacznie maleją podczas zasilania wyłącznie najbliższych odbiorców m.in. sąsiedniej pływalni. W przypadku kotłowni węglowej, zlokalizowanej w centralnej części sieci ciepłowniczej, takie problemy nie występują.

Pełne zestawienie strat ciepła na przestrzeni lat 2019-2021 przedstawiono na rysunku 3.1.8. Należy zaznaczyć, iż rozbieżność strat ciepła na kotłowni gazowej i węglowej wykonane zostało proporcjonalnie w odniesieniu do produkcji ciepła w tych źródłach.



Rysunek 3.1.8 Zestawienie strat ciepła w układzie ciepłowniczym w latach 2019-2021

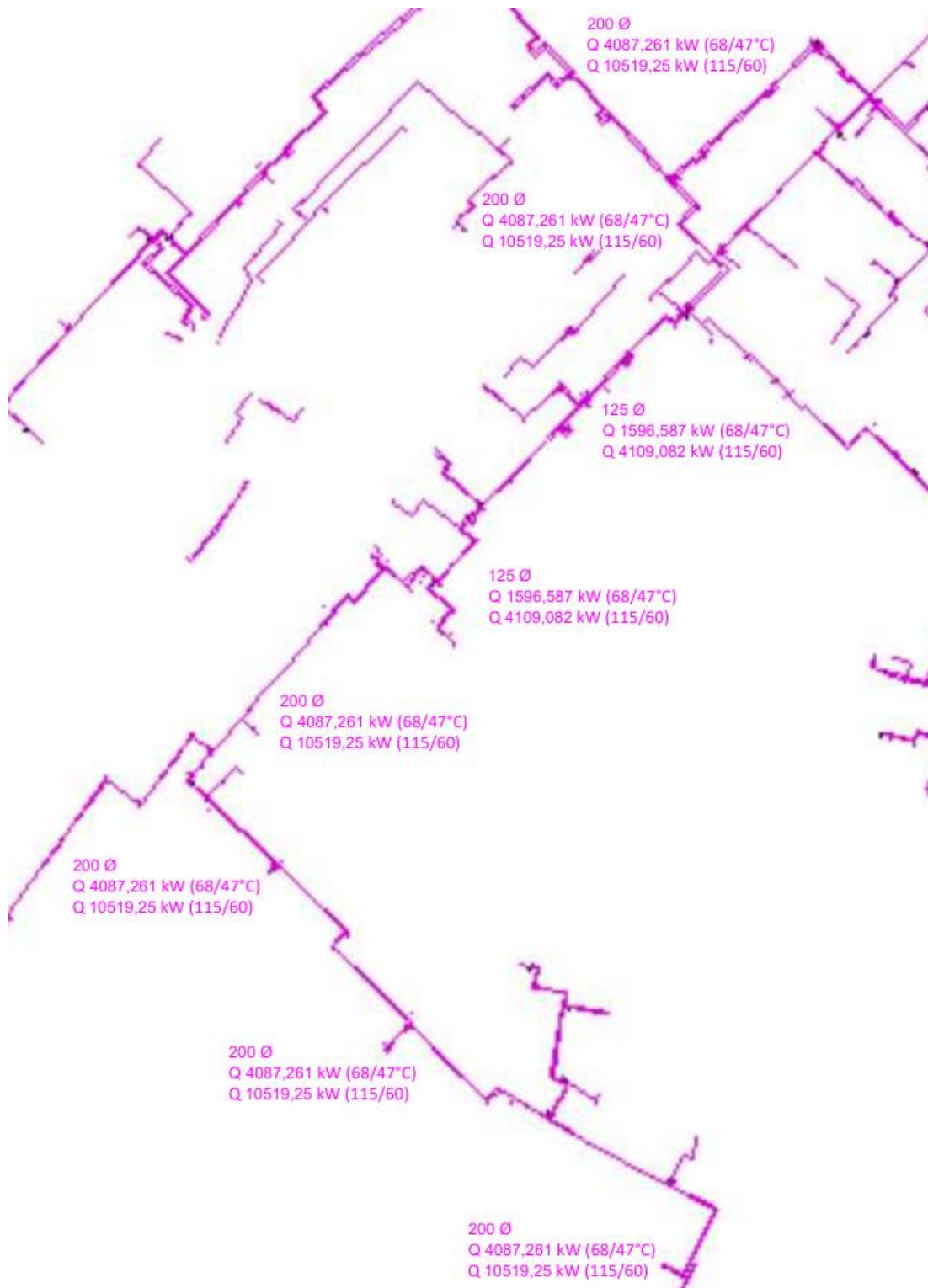
W związku z tym, że sieć ciepłownicza nie była pierwotnie projektowana na dostarczanie ciepła z nowej kotłowni gazowej przy ulicy Trębickiego, mogą występować ilościowe ograniczenia co do maksymalnej produkcji ciepła w tej lokalizacji. W związku z powyższym przeprowadzono analizę przepustowości wybranych fragmentów sieci. Założono, że maksymalna prędkość wody ciepłowniczej wynosi 2,5 m/s przez główną magistralę. Na rysunku 3.1.9 przedstawiono ścieżkę wyprowadzenia mocy z obecnej kotłowni węglowej.



Rysunek 3.1.9 Analiza wyprowadzenia mocy z ciepłowni przy ulicy Lipowej

Analiza wykazała, że w okresie zimowym istnieje możliwość przesłania nawet 44 MW ciepła z ciepłowni przy ulicy Lipowej 4 bez żadnych poważniejszych modernizacji. Oznacza to możliwość zasilenia całego miast w ciepło zarówno w okresie letnim, jak i zimowym. Nieco odmienna sytuacja jest w przypadku ciepłowni przy ulicy Trębickiego. Sieć ciepłownicza w kierunku południowym zwęża się, tj. zmniejszają się średnice głównych magistral. Oznacza

to mniejsze możliwości przesyłania dużych ilości ciepła ze źródeł zlokalizowanych w południowej części miasta. Wyniki analizy ścieżki wyprowadzenia mocy przedstawiono na rysunku 3.1.10.



Rysunek 3.1.10 Wyniki analizy przepustowości sieci ciepłowniczej przy kotłowni gazowej

W związku z istnieniem „wąskiego gardła” w ciepłociągu o średnicy DN125 o długości ok. 2 x 100 m, biegnącego przez centrum miasta maksymalna moc ciepłownicza możliwa do przesłania wynosi niecałe 8 MW. Jest to wartość uniemożliwiająca dostarczenie ciepła do mieszkańców Ostrowi Mazowieckiej w czasie zimy (zwiększonego zapotrzebowania na ciepło). Niniejszy fragment sieci jest połączony z dwóch stron rurociągami o średnicy DN200, umożliwiającymi przesłanie do 10,5 MW ciepła, co jest wystarczające do zaspokojenia historycznych potrzeb ciepłowniczych mieszkańców z ostatnich kilku lat, ale nie pozwoli na przesłanie mocy zamówionej.

Niniejsza analiza oznacza, że chcąc przenieść główną produkcję ciepła w północną część miasta konieczne jest co najmniej zmodernizowanie rurociągu DN125 poprzez jego wymianę na co najmniej DN200.

Dodatkowo dokonano analizy pomp wody sieciowej. W przypadku pomp zlokalizowanych na terenie ciepłowni przy ulicy Lipowej moce ich są tak dobrane, by była możliwość przesłania całej mocy wytwórczej wyprodukowanej w kotłach K1-K3. Dlatego głównie przeanalizowano pompy wody sieciowej znajdujące się w kotłowni gazowej przy ulicy Trębickiego. W chwili obecnej znajdują się tam 3 pompy o mocy 15 kW, przy czym możliwa jest jednoczesna praca dwóch z trzech pomp. Widok pomp oraz zdjęcia tabliczek znamionowych pompy i silnika zostały ukazane na rysunkach 3.1.11 oraz 3.1.12.

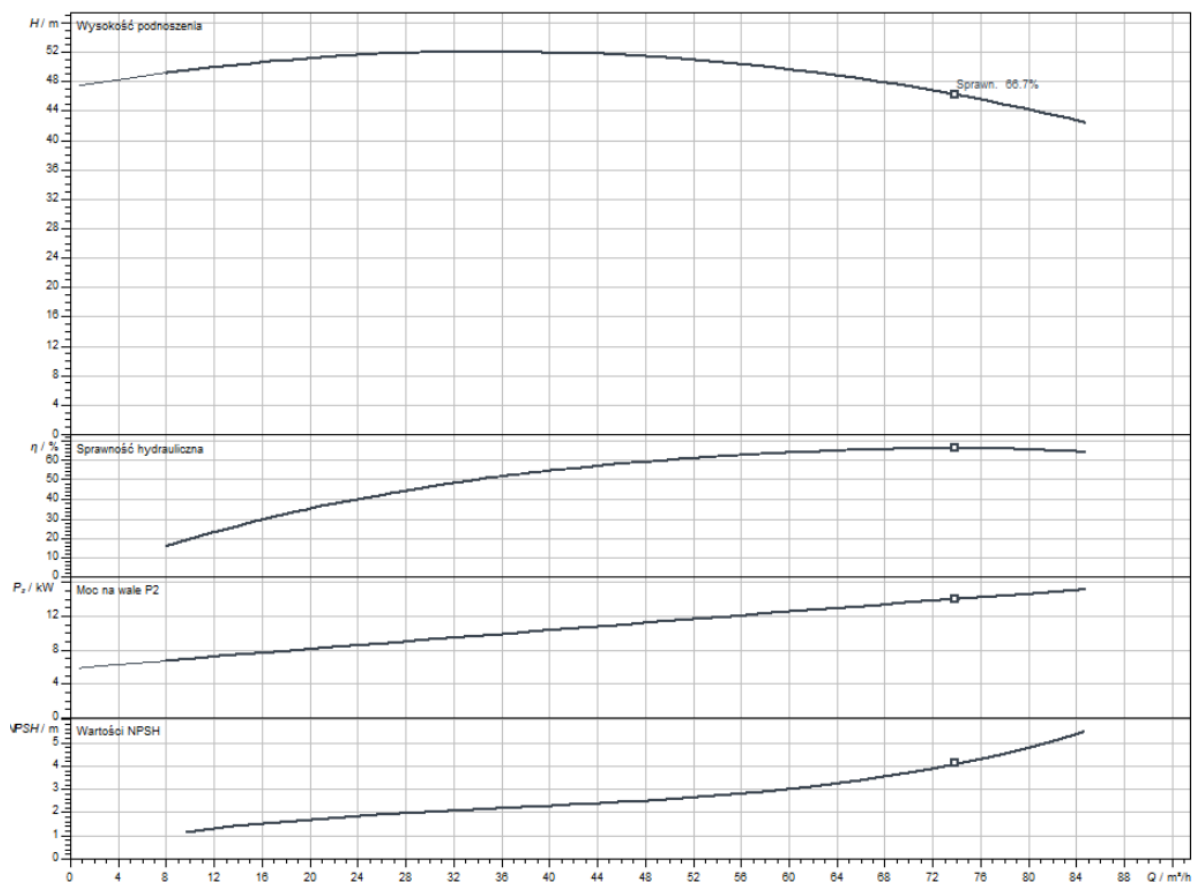


Rysunek 3.1.9 Zdjęcia tabliczek znamionowych pompy (z lewej) i silnika (z prawej) zestawu pompowego



Rysunek 3.1.10 Widok pomp wody sieciowej

Przedstawiona na rysunku 3.1.11 moc pompy (15 kW) dotyczy jej mocy na wale, co oznacza, że moc użyteczna jest pomniejszana o sprawność pompy. Zgodnie z charakterystyką sprawności pompy uzyskaną od producenta (rysunek 3.1.13) wyznaczono maksymalną moc użyteczną zestawu pompowego. Na podstawie charakterystyki przyjęto sprawność pompy na poziomie 65%. Oznacza to, że maksymalna moc użyteczna pompy wynosi 9,75 kW. Z charakterystyki pompy wynika również, że nominalny strumień wody wynosi 73,5 m³/h. W związku z tym przyjęto, że strumień wody nie może wynieść więcej niż wskazano powyżej.



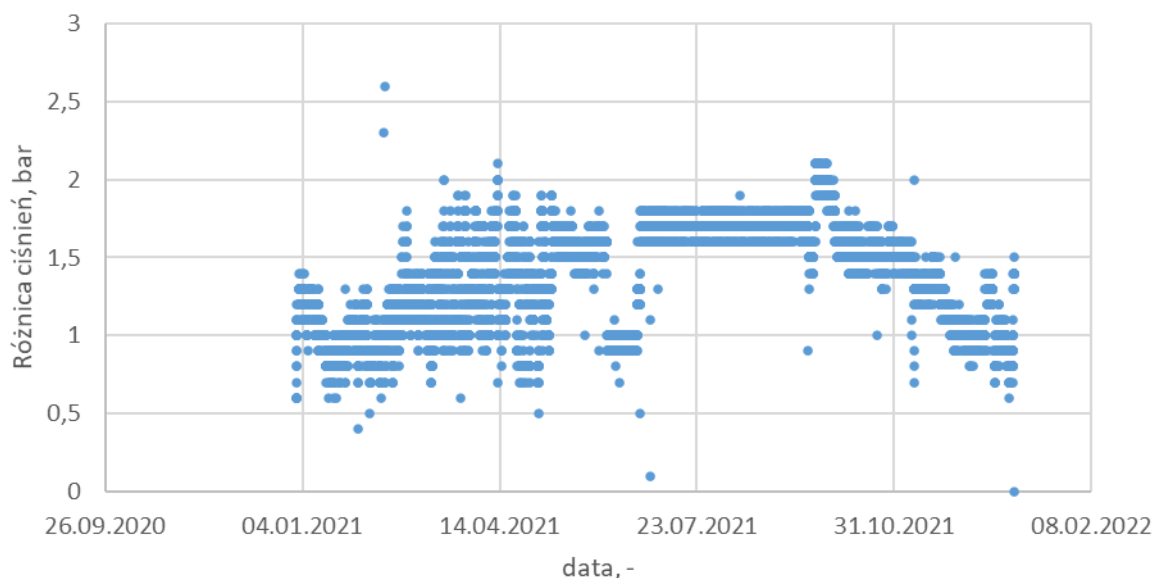
Rysunek 3.1.11 Charakterystyka pompy WILO

Do określenia maksymalnej mocy przesyłowej wykorzystano zależności 3.1 i 3.2.

$$P_{uż} = \dot{V} \cdot \Delta p \quad (3.1)$$

$$\dot{V} = \frac{\dot{Q}}{c_p \cdot \Delta T} \cdot \frac{1}{\rho} \quad (3.2)$$

Historyczna różnica ciśnień została wyznaczona na podstawie danych przekazanych przez Zamawiającego. Dane dla roku 2021 z kotłowni gazowej przedstawiono na wykresie 3.1.14.



Rysunek 3.1.12 Przyrost ciśnienia na pompie w ciągu roku 2021 w kotłowni gazowej

Z powyższego wykresu wynika, że przyrost ciśnienia w okresie zimowym wynosi nie więcej niż 1,5 bar. W okresie letnim, gdy tylko kotłownia gazowa pracowała na sieć ciepłowniczą, przyrost ciśnienia wahał się głównie między 1,6-1,8 bara, a maksymalny przyrost ciśnienia wyniósł 2,6 bara. W związku z powyższym maksymalną moc cieplną, którą mogą przesłać 2 pompy WILO to:

Tabela 3.1.4 Wyliczenia maksymalnej mocy cieplnej możliwej do przesłania obecnymi pompami

Okres	Przyrost temperatury, K	Maksymalny przyrost ciśnienia, bar	Maksymalna moc cieplna przy 2 pompach, MW
Zimowy	55	2,6	9,4*
Letni	16	2,6	2,75*

* przy strumieniu maksymalnym: 73,5 m³/h.

3.1.2 Struktura własnościowa

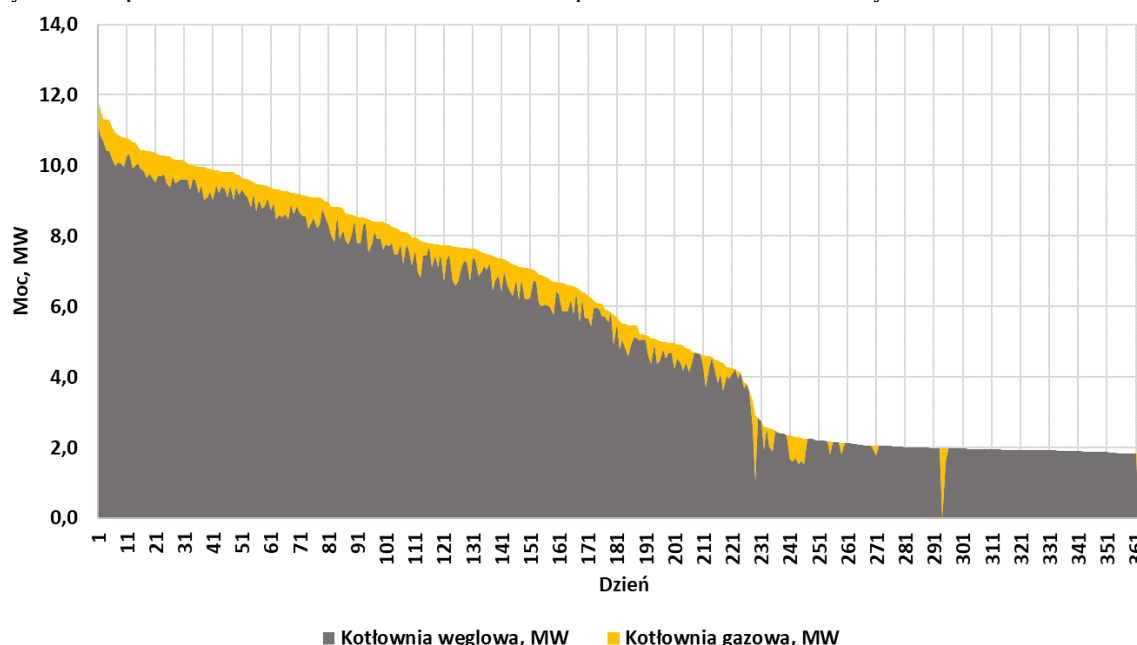
Właścicielem zarówno kotłowni (węglowej i gazowej) oraz miejskiej sieci ciepłowniczej jest Zakład Gospodarki Komunalnej w Ostrowi Mazowieckiej sp. z o. o. W dniu 4 października 2022 r. dokonane zostało połączenie spółek Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o. o., 07-300 Ostrów Mazowiecka, ul. H. Trębickiego 3 (spółka przejmowana) i Zakład Gospodarki Komunalnej w Ostrowi Mazowieckiej sp. z o. o., 07-300 Ostrów Mazowiecka, ul. B. Prusa 66 (spółka przejmująca). ZGK w Ostrowi Mazowieckiej posiada również następujące oddziały:

- Oddział wodociągów i kanalizacji;
- Dział odbioru odpadów;
- Dział zagospodarowania odpadów;
- Dział robót drogowych i transportu.

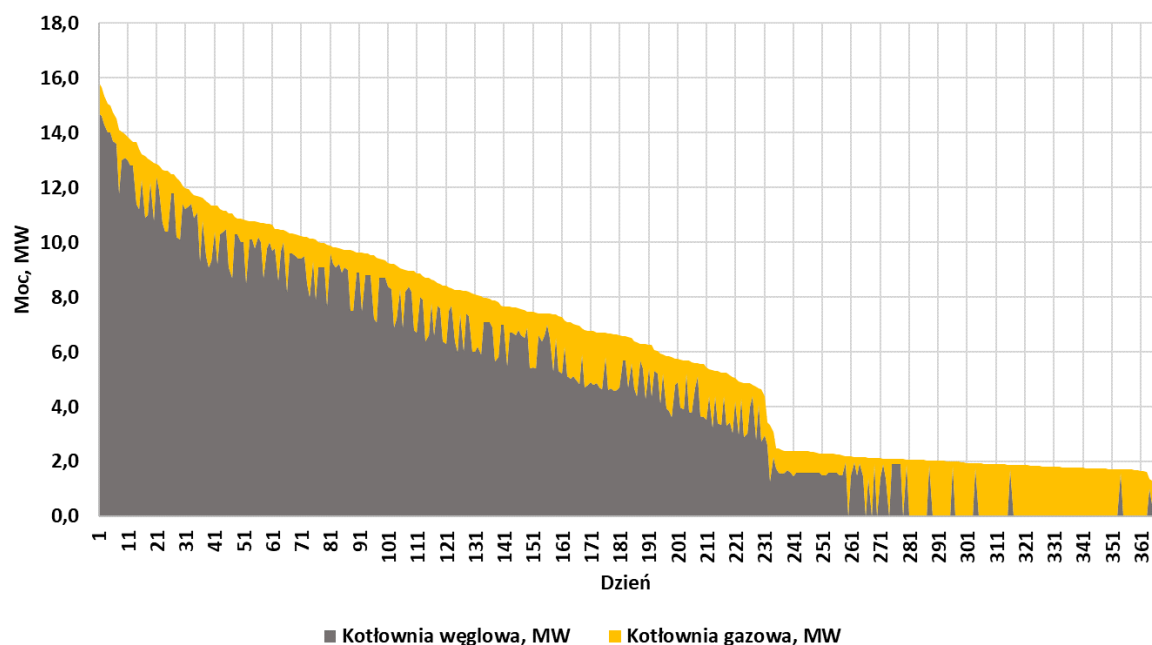
Niniejsza struktura zamawiającego pozwala na kooperację poszczególnych działów celem optymalnego świadczenia mieszkańcom usług komunalnych takich jak dostawa ciepła, wody, odbiór i zagospodarowanie ścieków, a także odpadów w sposób ekonomiczny oraz bardziej przystępny dla środowiska. Przykładem może być tutaj wykorzystanie procesów zachodzących w oczyszczalni ścieków do produkcji ciepła dla sieci ciepłowniczej lub budowa spalarni odpadów celem dostarczenia mieszkańcom ciepła oraz ograniczenia składowania odpadów.

3.2 Analiza lokalnego rynku ciepła

Do miejskiej sieci ciepłowniczej przyłączona jest zdecydowana większość mieszkańców. Istotna część pobiera ciepło na cele centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. W 2022 roku moc zamówiona przez odbiorców wynosiła około 27,1 MW w przypadku miesięcy zimowych, natomiast na przestrzeni lat 2014-2022 wartość ta wahała się między 26,25 MW a wspomnianą powyżej wartością. W rzeczywistości, produkcja ciepłowni nie przekraczała w ostatnich latach 16 MW. Uporządkowany wykres produkcji ciepła w jednostkach wytwórczych ciepłowni w latach 2020-2021 przedstawiono na rysunkach 3.2.1-3.2.2.



Rysunek 3.2.1 Uporządkowany wykres produkcji ciepła w układach wytwórczych Zamawiającego w 2020 roku



Rysunek 3.2.2 Uporządkowany wykres produkcji ciepła w układach wytwórczych Zamawiającego w 2021 roku

Nie przewiduje się, aby w najbliższych latach mogły nastąpić znaczące zmiany dotyczące mocy zamówionej. W ramach niniejszej pracy przeprowadzono ankietyzację znaczących podmiotów gospodarczych znajdujących się na terenie miasta Ostrów Mazowiecka. W odpowiedzi na jedno z pytań dotyczących chęci przyłączenia do sieci ciepłowniczej w przyszłości, zaledwie 2 spółki odpowiedziały twierdząco (Zurad i Schneider), natomiast jedna z lokalizacji określiła taką ewentualność jako potencjalnie możliwą w przyszłości (Szpital). W przypadku podłączenia dwóch powyższych podmiotów, ich moc zamówiona wynosiłaby sumarycznie około 1,5 MW, przy czym głównym problemem pozostaje ich lokalizacja, oddalona o ponad 2,5 km od najbliższego odcinka sieci ciepłowniczej. W ramach ankietyzacji, przeprowadzono ponadto analizę firm potencjalnie mogących wprowadzać ciepło do sieci dzięki posiadaniu własnych źródeł wytwórczych lub ciepła odpadowego. Na dzień sporządzania niniejszego raportu, żaden z ankietyzowanych podmiotów nie jest aktualnie zainteresowany sprzedażą ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej. Niemniej jednak fabryka mebli Forte prowadzi obecnie działalność w postaci dostarczania ciepła do pobliskich fabryk, a jej położenie uniemożliwia efektywny ekonomicznie przesył ciepła (wysokie koszty budowy ciepłociągu). Pewną nadzieję można wiązać z mleczarnią Ostrowia sp. z o.o., która może posiadać potencjał dostawcy surowca, który mógłby zostać wykorzystany do biogazowni. W związku z brakiem odpowiedzi na przesłaną ankietę brak jest jednak możliwości otrzymania informacji na temat ilości i właściwości odpadów mleczarskich, co uniemożliwia określenie potencjału energetycznego wynikającego z synergii ZGK oraz mleczarni Ostrowia sp. z o. o.

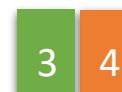
Poglądowa mapa sieci ciepłowniczej, zawierająca lokalizacje wspomnianych podmiotów, aktualnie wykorzystywanych jednostek oraz potencjalną lokalizację zaimplementowania nowej jednostki wytwórczej została oznaczona na rysunku 3.2.3.



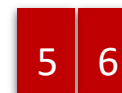
Legenda:



– Obiekty należące do Zamawiającego - kotłownia gazowa oraz węglowa



– Potencjalne nowe lokalizacje zabudowy nowego źródła wytwórczego



– Obiekty zainteresowane przyłączeniem do sieci - Schneider Sp. z o.o. oraz Żurad Sp. z o.o.



– Obiekty potencjalnie zainteresowane przyłączeniem do sieci w przyszłości – SPZZOZ w Ostrowi Mazowieckiej

3.3 Analiza lokalnego rynku paliw

3.3.1 Analiza lokalnego rynku gazu

Przez teren miasta przebiega sieć gazownicza zarządzana przez operatora systemu dystrybucyjnego Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. Spółka rozprowadza gaz ziemny wysokometanowy typu E o cieple spalania wynoszącym $41,17 \text{ MJ/m}^3$ oraz współczynniku konwersji wynoszącym średnio $11,438 \text{ kWh/m}^3$.

Do sieci gazowniczej podłączona jest będąca w posiadaniu Zamawiającego kotłownia gazowa zlokalizowana na ulicy Trębickiego, przypisana do grupy taryfowej BW-6. Moc zamówiona niniejszego obiektu wynosi $2,2 \text{ MW}$ i znajduje się znacznie poniżej możliwości technicznych samej jednostki wytwórczej jak i obiektu – kocioł charakteryzuje się mocą nominalną na poziomie 4 MW , z kolei sam budynek został przystosowany do przyjęcia gazu w ilości odpowiadającej 8 MW . Zgodnie z informacjami przekazanymi przez Zamawiającego, w 2021 roku moc zamówiona zwiększona została o tzw. „umowę przerywaną”. Obecne warunki przyłączenia obiektu kształtują się w następujący sposób:

- Moc umowna stała – $1\,317 \text{ kWh/h}$;
- Moc w umowie przerywanej – $1\,483 \text{ kWh/h}$.

Obecnie brak jest technicznych możliwości zwiększenia mocy przyłączeniowej w tej lokalizacji (ograniczenia po stronie dostawcy), jednak z przekazanych informacji wynika, iż w latach 2023-2024 modernizacji ma zostać poddana sieć dystrybucyjna gazu, w wyniku czego pojawi się możliwość zwiększenia mocy przyłączeniowej.

Ogólny stopień gazyfikacji gminy miejskiej Ostrów Mazowiecka kształtuje się na poziomie $18,21\%$, przy czym zaznaczyć należy, iż wartość ta dotyczy wyłącznie gospodarstw domowych. Analizując rozmieszczenie sieci gazowej można zauważyć, iż pomijając centralną część miasta jest ona obecna w większości rejonów miasta. Rysunek przedstawiający poglądowo rozmieszczenie sieci gazowej na terenie miasta, obiekty należące do Zamawiającego oraz potencjalne lokalizacje implementacji nowego układu przedstawiono na rysunku 3.3.1.



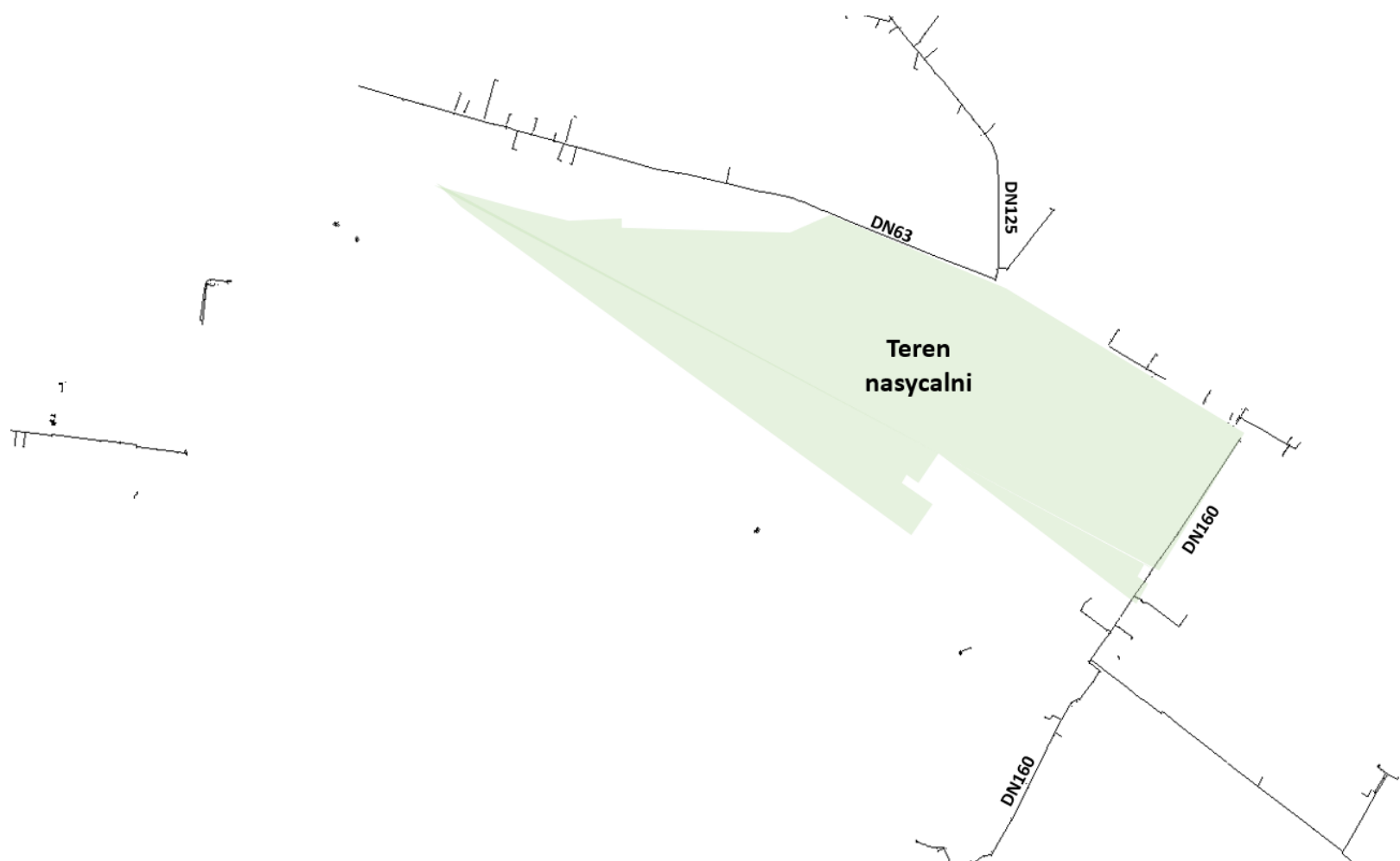
Legenda:

-  - Obiekty aktualnie eksploatowane przez Zamawiającego (1 – kotłownia gazowa, Trębieckiego; 2 – kotłownia węglowa, Lipowa)
-  - Potencjalne nowe lokalizacje źródeł wytwórczych (1 – Miejska Oczyszczalnia Ścieków; 2 – Nasycalnia)

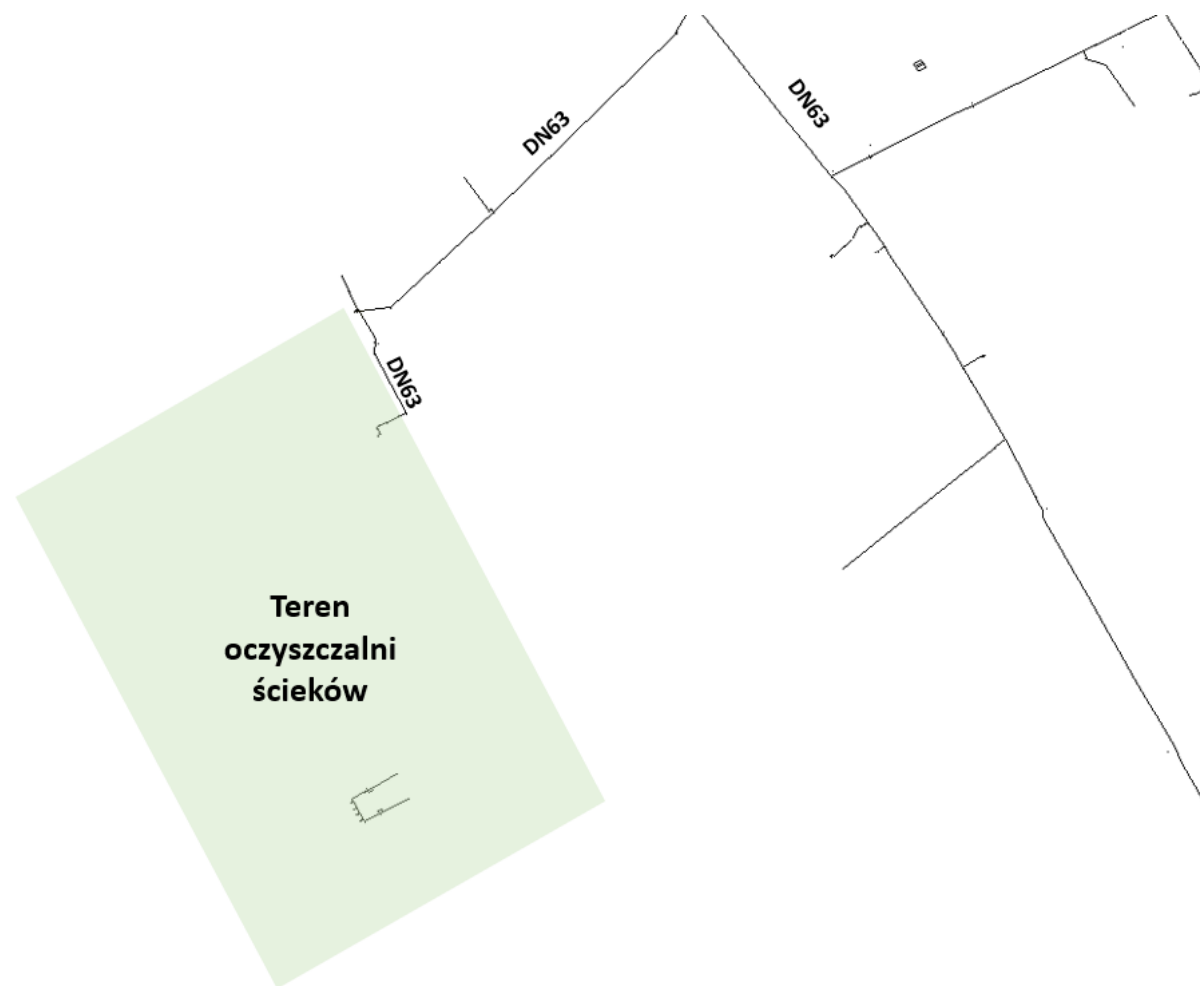
Rysunek 3.3.1 Obszary zgazyfikowania miasta

Jako potencjalne lokalizacje implementacji nowych jednostek rozważany jest teren kotłowni gazowej (oznaczenie numer 1 – kolor pomarańczowy), teren istniejącej kotłowni węglowej (oznaczenie numer 2 – kolor pomarańczowy), teren Miejskiej Oczyszczalni Ścieków (oznaczenie numer 1 – kolor zielony) oraz teren nasycalni (oznaczenie numer 2 – kolor zielony). Analiza lokalizacyjna przedstawiona została szczegółowo w rozdziale 3.4, z kolei temat przyłącza gazowego w istniejącej kotłowni gazowej został przedstawiony na wstępie do niniejszego rozdziału. W przypadku pozostałych lokalizacji, wszystkie znajdują się w pobliżu sieci gazowniczej, co daje łatwość przyłączenia. Szczegółowe warunki przyłączenia możliwe będą jednak

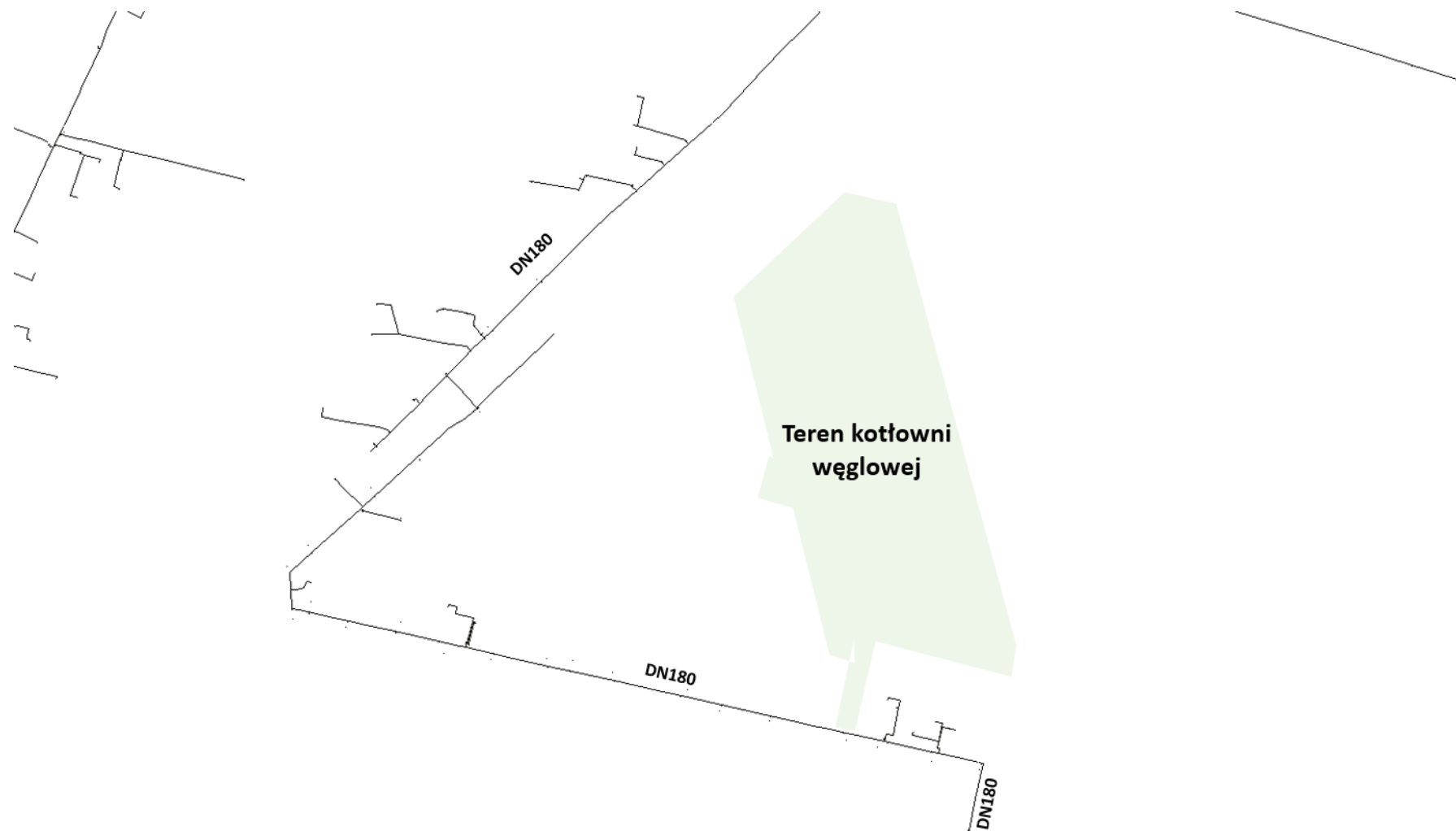
dopiero po uprzednim kontakcie z operatorem sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego. Rozmieszczenie sieci gazowniczej wokół analizowanych lokalizacji zostało przedstawione na rysunkach 3.3.2-3.3.4.



Rysunek 3.3.2 Rozmieszczenie sieci gazowej w pobliżu terenu nasycalni



Rysunek 3.3.3 Rozmieszczenie sieci gazowej w pobliżu oczyszczalni ścieków



3.3.2 Analiza lokalnego rynku biomasy

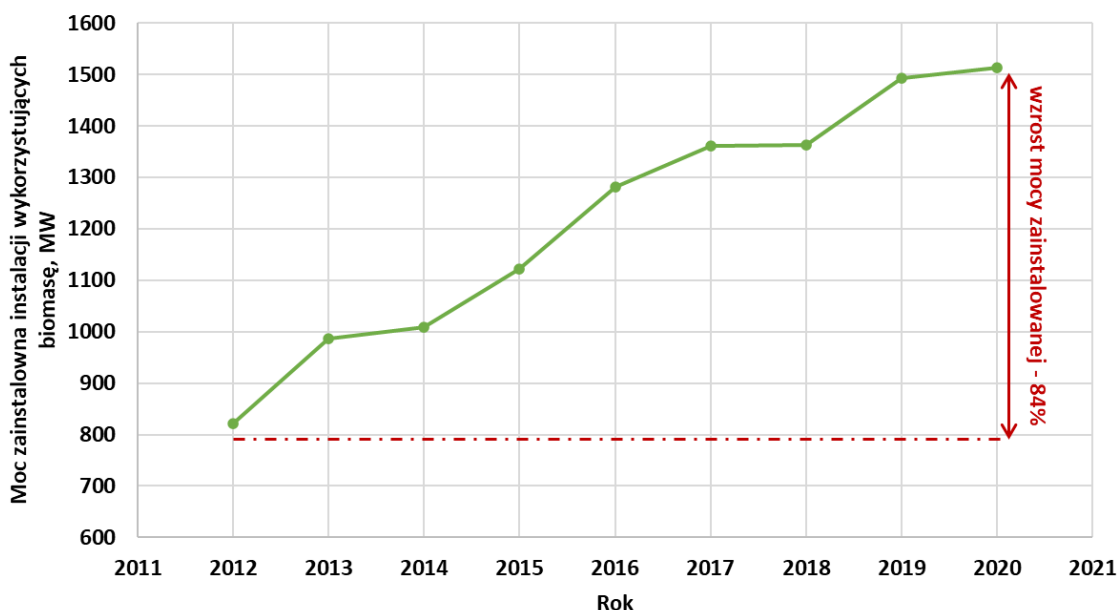
Potencjał wykorzystania biomasy

Ze względu na położenie Ostrowi Mazowieckiej w północno-wschodniej części województwa mazowieckiego analiza pozyskania paliwa biomasowego wykonana została dla 3 województw: mazowieckiego, w którym położona jest analizowana lokalizacja, podlaskiego oraz warmińsko-mazurskiego. Analiza wykonana została w oparciu o artykuły oraz prace naukowe publikowane na przestrzeni ostatnich lat.

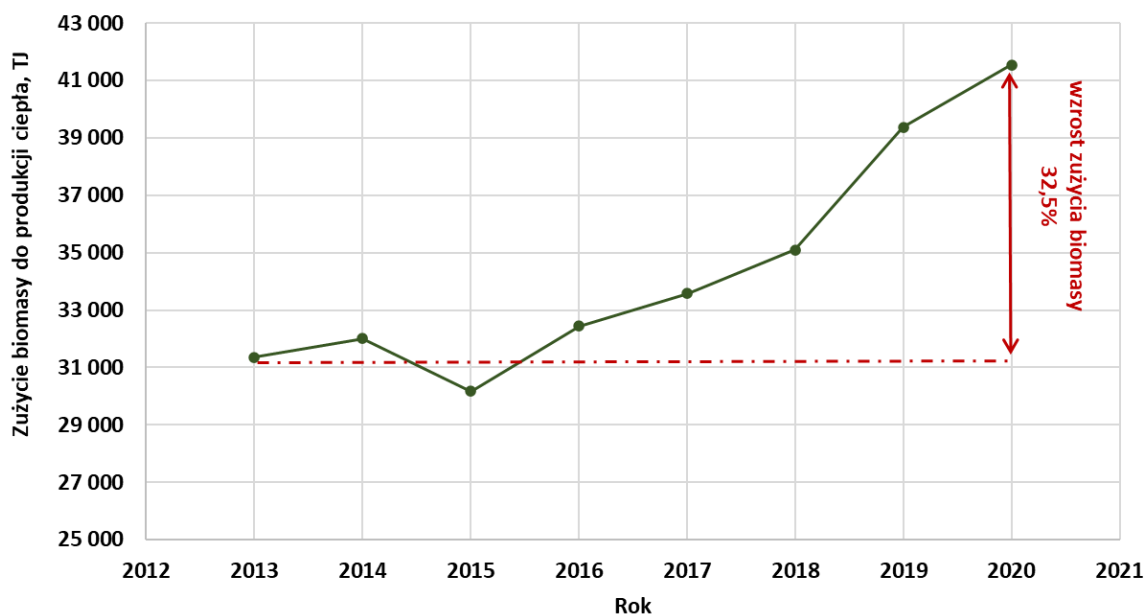
Według Mazowieckiej Agencji Energetycznej (MAE) potencjał biomasy stałej na wskazanym obszarze wynosi około 7 780 TJ/rok. Ponadto powiat ostrowski, w którym znajduje się obiekt należący do Zamawiającego, charakteryzowany jest przez MAE jako obszar o wysokim potencjalne pozyskania biomasy drzewnej. Poprzez obszar o wysokiej dostępności tego typu biomasy rozumiany jest teren w przypadku którego potencjał pozyskania tego paliwa jest większy aniżeli 100 TJ/rok. Pod kątem biomasy leśnej, agencja wymienia również powiaty takie jak ostrołęcki, przasnyski, makowski, oraz wyszkowski – znajdujące się w bezpośrednim sąsiedztwie powiatu ostrowskiego. Agencja wyróżnia także obszary szczególnie korzystne pod kątem pozyskania biomasy na bazie słomy – są to powiaty ciechanowski, płoński, płocki, miasto Płock (znajdujące się w zachodniej części województwa) oraz miasto Radom, radomski, zwoleński oraz lipski (zlokalizowane w południowej części województwa). Bazując na pracy naukowej opublikowanej przez Wydział Budownictwa i Inżynierii Środowiska w Białymstoku pn. „Identyfikacja Odnawialnych Źródeł Energii W Województwie Podlaskim” potencjał biomasy leśnej w województwie podlaskim wynosi około 2 760 TJ/rok. Z kolei analizując potencjał biomasy rolniczej, np. słomy, szacowany jest on na około 1 900 TJ/rok. Sumarycznie daje to potencjał wykorzystania biomasy stałej na poziomie wynoszącym około 4 660 TJ/rok. Ostatnim poddanym analizie województwem jest warmińsko-mazurskie. Według pracy naukowej pt. „Analiza możliwości wykorzystania biomasy pochodzenia rolniczego w bilansie energetycznym województwa warmińsko-mazurskiego” opublikowanej przez Katedrę Elektrotechniki i Energetyki Uniwersytetu Warmińsko-Mazurskiego w Olsztynie, potencjał wykorzystania biomasy w formie słomy oraz drewna na terenie województwa wynosi około 11 358 TJ/rok, z czego około 67% dotyczy biomasy w formie słomy, pozostała część obejmuje biomasę leśną.

Analiza konkurencji

Niezaprzeczalną zaletą wykorzystania biomasy względem węgla, jest aktualny system prawny, zgodnie z którym zakłady energetyczne nie ponoszą kosztów w wyniku emisji CO₂ do atmosfery, powstałej ze spalania biomasy. Mając na uwadze wysokie ceny gazu ziemnego oraz obecne problemy na tym rynku, znaczenie biomasy wobec konieczności przeprowadzenia transformacji energetycznej znacznie wzrasta. Można to zauważyć analizując zmianę mocy zainstalowanej instalacji wykorzystujących biomasę na przestrzeni lat 2012-2020 czy też zużycie biomasy wykorzystywanej cele wytwarzania ciepła. Wzrost ten przedstawiony został na rysunkach 3.3.5-3.3.6.



Rysunek 3.3.5 Wzrost mocy zainstalowanej instalacji wykorzystujących biomasę na przestrzeni lat 2012-2020



Rysunek 3.3.6 Wzrost zużycia biomasy do produkcji ciepła na przestrzeni lat 2013-2020

Obecnie w okolicy Ostrowi Mazowieckiej znajduje się 14 obiektów energetycznych wykorzystujących biomasę. Spośród obiektów poddanych analizie w najbliższym otoczeniu znajduje się elektrociepłownia w Ostrołęce oraz Łomży. Instalacja wykorzystywana w pierwszej z wymienionych lokalizacji składa się z tzw. Ostrołęki A – w przypadku której do spalania biomasy przystosowany jest kocioł fluidalny o mocy cieplnej wynoszącej 35 MW, oraz Ostrołęki B – do której należą trzy bloki elektryczne o łącznej mocy równej 690 MW, wykorzystujących biomasę

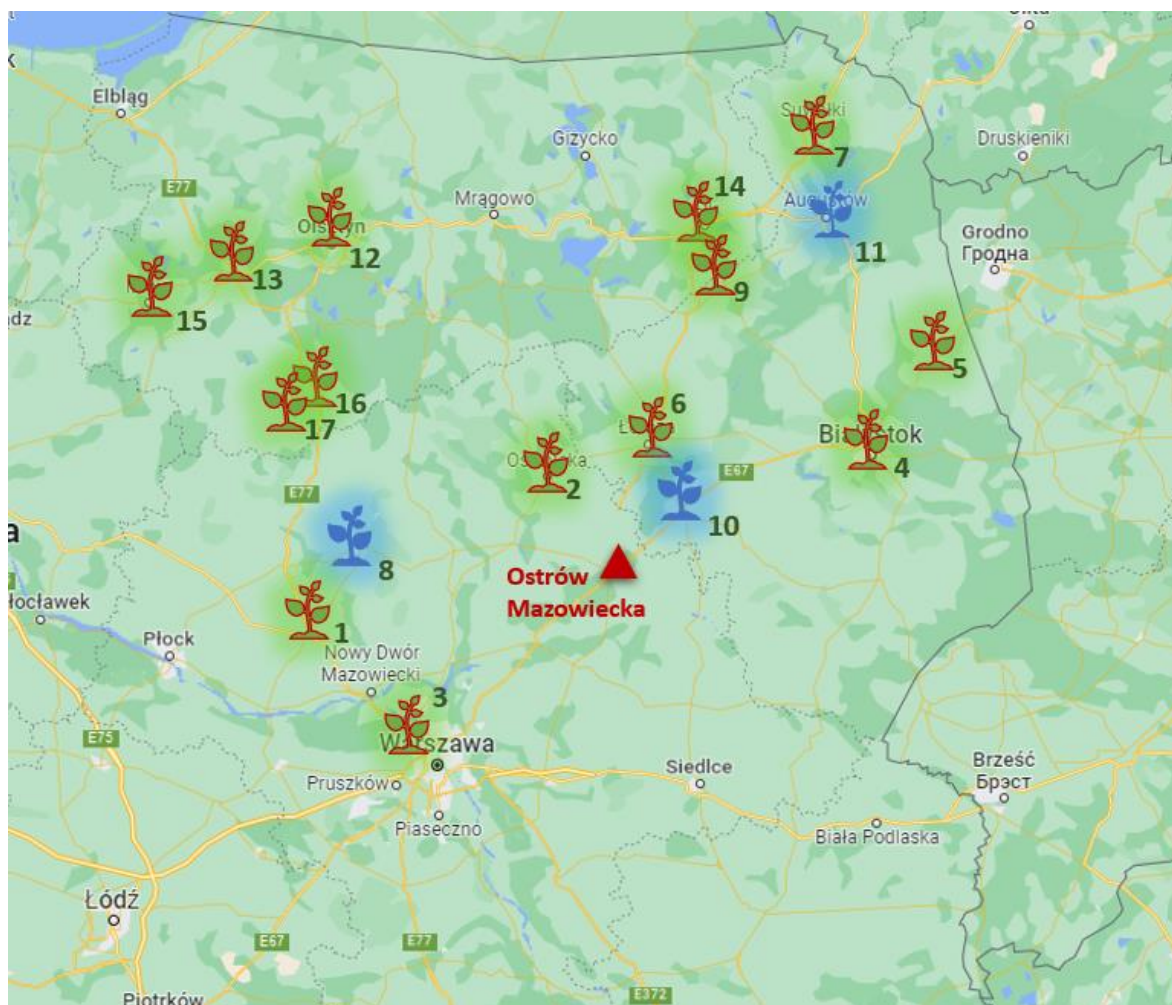
jako domieszkę do węgla kamiennego. Według danych publikowanych przez obiekt, w 2020 roku udział biomasy w całkowitym miksie paliwowym wyniósł 8,97%. Wykorzystywana jest przede wszystkim kora oraz zrębki drzewne. Elektrociepłownia w Łomży wyposażona jest w kocioł wodny o mocy 12,5 MW, przy czym w trakcie realizacji jest także przedsięwzięcie polegające na zabudowie układu kogeneracyjnego wyposażonego w kocioł parowy o mocy 12,5 MW, który również wykorzystywać będzie biomasę w formie zrębek drzewnych. Ponadto należy wspomnieć o planowanej instalacji biomasowej w Zambrowie, której moc ma wynosić około 8 MW. Aktualnie inwestycja znajduje się na etapie planowania.

Biorąc pod uwagę wielkość obiektów, zdecydowanie największa instalacja znajduje się w Białymstoku, gdzie biomasa leśna przetwarzana jest w dwóch kotłach o sumarycznej mocy wynoszącej 168,98 MW. Należy również wspomnieć o warszawskiej elektrociepłowni EC Siekierki, wyposażonej w kocioł parowy o mocy wynoszącej 145 MW. Wymienione dwa obiekty stanowią największą konkurencję na lokalnym rynku biomasy.

Pomijając obiekt położony w Płońsku (o mocy 12,5 MW), większość pozostałych obiektów położona jest w województwie warmińsko-mazurskim. Jest to 6 instalacji, z który największy, zlokalizowany w mieście Iława, charakteryzuje się sumaryczną mocą wynoszącą 64,79 MW. Przy czym zaznaczyć należy, iż paliwem wykorzystywanym w eksploatowanych jednostkach wytwórczych jest mieszanka węgla kamiennego, odpadów niebezpiecznych oraz drewna. Rzeczywiste udziały danych paliw nie są publikowane, jednakże zgodnie z publikowanymi komunikatami, spółka będąca w posiadaniu niniejszego obiektu planuje stopniowe zastępowanie węgla biomasą.

Poza wspomnianą instalacją w Zambrowie, planowane są również nowe obiekty energetyczne w Augustowie oraz Ciechanowie o mocach wynoszących kolejno 8 oraz 12 MW. Niniejsze zadania są obecnie w trakcie realizacji, jednak ze względu na poufny charakter tego typu inwestycji, brak jest sprawdzonych informacji na temat postępów wykonywanych prac.

Dokładna lokalizacja znajdujących się w pobliżu Ostrowi Mazowieckiej obiektów wykorzystujących biomasę przedstawiona została na rysunku 3.3.7. Z kolei pełne zestawienie niniejszych instalacji przedstawiono w tabeli 3.3.1.



Legenda:

-  - Ostrów Mazowiecka,
-  - Obiekt wykorzystujący biomasę,
-  - Planowany/będący w trakcie realizacji obiekt wykorzystujący biomasę.

Rysunek 3.3.7 Lokalizacja obiektów wykorzystujących biomasę znajdujących w najbliższej okolicy Ostrowi Mazowieckiej

Tabela 3.3.1 Zestawienie obiektów wykorzystujących biomasę znajdujących się w pobliżu Ostrowi Mazowieckiej

Lp.	Lokalizacja	Moc instalacji, MW	Rodzaj wykorzystywanej biomasy	Uwagi
1	Płońsk	12,5	Zrębki drzewne	-
2	Ostrołęka	Ostrołęka A – 1 kocioł fluidalny o mocy 35 MW przystosowany do spalania biomasy; Ostrołęka B – 3 bloki o łącznej mocy elektrycznej wynoszącej 690 MW	Kora i zrębki drzewne	W przypadku Ostrołęki B , głównym paliwem jest węgiel, biomasa wykorzystywana jako domieszka. Brak jest informacji nt. udziału poszczególnych paliw
3	Siekierki	145	Pelet lub zrębki drzewne	-
4	Białystok	168,98	Biomasa leśna	-
5	Sokółka	4	Brak danych	-
6	Łomża	25	Zrębki drzewne	-
7	Suwałki	25	Brak danych	-
8	Ciechanów	12	Brak danych	Inwestycja w trakcie realizacji
9	Grajewo	Kotły wodne – 34,89 MW Elektrociepłownia – 5,5 MW	Drewno liściaste, iglaste oraz mieszanina	Kotły wodne wykorzystują mieszaninę mialu węglowego oraz biomasy. Brak jest informacji nt. udziału poszczególnych paliw

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Lp.	Lokalizacja	Moc instalacji, MW	Rodzaj wykorzystywanej biomasy	Uwagi
10	Zambrów	8	Zrębki drzewne	Inwestycja planowana
11	Augustów	8	Brak danych	Inwestycja w trakcie realizacji
12	Olsztyn	30	Zrębki drzewne	-
13	Ostróda	Brak danych	Brak danych	Obiekt realizuje proces współspalania biomasy oraz miału węglowego w jednej z kotłowni. Brak jest informacji nt. mocy wytwórczych oraz udziału poszczególnych paliw
14	Ełk	Istniejące – 5,75 Planowane – 12,5	Zrębki drzewne	Aktualnie obiekt wyposażony jest w kocioł wodny wykorzystujący biomasę o mocy 5,75 MW. Obecnie planowana jest również budowa w miejsce jednego z kotłów węglowych kotła biomasowego o mocy 12,5 MW
15	Iława	64,79	Drewno	Obiekt wyposażony jest w 4 kotły opalane mieszaniną węgla kamiennego, odpadów niebezpiecznych, drewna oraz biomasy. Brak jest informacji nt. udziału poszczególnych paliw
16	Nidzica	7,5	Zrębki drzewne, odpady leśne i tartaczne	-
17	Działdowo	5,1	Brak danych	-

Podsumowanie

Teoretycznie, możliwe do pozyskania zasoby biomasy w trzech analizowanych województwach wynoszą łącznie 23 798 TJ/rok. Zakładając roczny czas pracy instalacji biomasowych na poziomie 8 000 h, dostępne zasoby pozwalają na zaspokojenie potrzeb instalacji o całkowitej mocy w paliwie wynoszącej 826,32 MW. Wyłączając obiekty w Ostrołęce, Iławie i Grajewie prowadzących proces współspalania biomasy z innymi paliwami oraz w Ostródzie, w przypadku którego brak jest informacji nt. mocy cieplnej obiektu, łączna moc instalacji istniejących oraz planowanych, wykorzystujących biomasę wynosi 509,83 MW. Przyjmując średni udział biomasy w współspalaniu na poziomie 10% oraz średnią sprawność analizowanych obiektów równą 90%, można oszacować, iż potencjał pozyskania biomasy z 3 analizowanych województw po realizacji wszystkich przedsięwzięć wykorzystywany będzie w niemal 80%.

Mając powyższe na uwadze można wywnioskować, iż mimo wciąż korzystnej sytuacji na rynku biomasy, może ona ulec w najbliższym czasie gwałtownego pogorszeniu. Tak wysoki stopień wykorzystania zasobów rynkowych oraz dalsze pojawianie się nowych obiektów biomasowych będzie miało bezpośredni wpływ nie tylko na problemy z pozyskaniem tego paliwa, ale również na cenę tego nośnika energii. Należy również mieć na uwadze, iż z uwagi na dynamiczną zmianę regulacji na poziomie Unii Europejskiej, możliwe jest wprowadzenie w przyszłości innych zasad rozliczania CO₂ pochodzącego ze spalania biomasy np. z uwzględnieniem emisji dwutlenku węgla towarzyszącej jej transportowi, co również przełoży się na opłacalność realizacji tego typu inwestycji.

3.3.3 Analiza lokalnego rynku paliwa alternatywnego

Potencjalni dostawcy

Zgodnie z danymi przekazanymi przez Zamawiającego, ZUOK w Starym Lubiejewie (położony około 5 km w kierunku północno-zachodnim od centrum Ostrowi Mazowieckiej) wytwarza obecnie frakcję nadsitową identyfikowaną pod kodem 19 12 12 (tzw. „pre-RDF”) w ilości wynoszącej około 10 000 Mg/rok. Odpad ten przekazywany jest do podmiotów wytwarzających paliwo alternatywne. Zakład posiada obecnie wpis w WPGO dotyczący rozbudowy niniejszej instalacji o moduł produkcji paliwa alternatywnego. Po modernizacji, byłby on w stanie wyprodukować paliwo alternatywne w ilości wynoszącej około 18 000 Mg w skali roku. Jest to instalacja znajdująca się w najbliższym otoczeniu miasta.

Zgodnie z danymi zawartymi w Planie Gospodarki Odpadami 2024 dla województwa mazowieckiego, aktualnie na terenie województwa zlokalizowanych jest 13 innych podmiotów niż stacje mechaniczno-biologicznego przetwarzania, zajmujących się produkcją paliwa alternatywnego. Ich całkowite zdolności wytwórcze wynoszą obecnie 781,414 tys. Mg. Ponadto na terenie województwa znajdują się również 2 sortownie odpadów, a także jedna stacja mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów, których jednym z rodzajów działalności jest produkcja paliwa alternatywnego. Najbliższy spośród potencjalnych dostawców, innych niż wskazane przez Zamawiającego, jest zakład położony w miejscowości Zawisty Podleśne. Znajduje się on

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

około 20 km od Ostrowi Mazowieckiej oraz dysponuje mocami przerobowymi na poziomie 27 300 Mg/rok.

Pełne zestawienie podmiotów mogących świadczyć usługi polegające na dostarczeniu paliwa alternatywnego zestawiono w tabeli 3.3.2.

Tabela 3.3.2 Zestawienie podmiotów mogących świadczyć usługi dostarczenia paliwa alternatywnego

Lp.	Nazwa i adres podmiotu zarządzającego	Lokalizacja	Zdolności przerobowe roczne, Mg/rok
Dedykowane instalacje do wytwarzania paliwa alternatywnego z odpadów			
1	Miejski Zakład Oczyszczania w Pruszkowie Sp. z o.o., ul. Stefana Bryły 6, 05-800 Pruszków	Pruszków	20 000
2	Przedsiębiorstwo Produkcyjno Handlowo Usługowe „LEKARO” Jolanta Zagórska, ul. Wola Ducka 70 A, 05 – 408 Glinianka	Glinianka	87 314
3	„BYŚ” Wojciech Byśkiniewicz, ul. Arkuszowa 43, 01- 934 Warszawa	Warszawa	200 000
4	P.K.Eko-TransOdpady Sp. z o.o. Sp. K., ul. Siemieńskiego 7/4, 02-106 Warszawa	Warszawa	22 000
5	EMKA S.A., ul. Jaktorowska 15A, 96-300 Żyrardów	Żyrardów	17 000
6	Eko Team Sp. z o.o.	Wierzbno	8 000
7	Prospreco Polska Sp. z o.o., ul. Starosty Kosa 4, 07-410 Ostrołęka	Zawisty Podleśne	27 300
8	NOVAGO Sp. z o.o., ul. Grzebskiego 10, 06-500 Mława	Kosiny Bartosowe 57	100 000
9	NOVAGO Sp. z o.o., ul. Grzebskiego 10, 06-500 Mława	Miączyn Duży	150 000
10	Geminus s.c., ul. Stawy 5, 02-467 Warszawa	m. Zakręt, gm. Wiązowna	600
11	Przedsiębiorstwo Przerobu Złomu Metali SEGROMET Sp. z o.o., ul. Węgrowa, 08- 300 Sokołów Podlaski	Sokołów Podlaski	8000
12	SUEZ Wschód Sp. z o.o. (Sita Wschód So. Z o.o.), ul. Ciepłownicza 6, 20- 479 Lublin	Radom	123 200
13	Optima Recykling Sp. z o.o., ul. Wschodnia 37, Szydłowiec	Gąsawy Rządowe, gm. Jastrząb	18 000
Sortownie posiadające instalacje do produkcji paliwa alternatywnego			

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Lp.	Nazwa i adres podmiotu zarządzającego	Lokalizacja	Zdolności przerobowe roczne, Mg/rok
14	Ekolider Jarosław Wyglądała, Lucin 4, 08-400 Garwolin	Garwolin	110 000*
15	BŁYSK-BIS SP. ZO.O., ul. Szlasy-Złotki 108, 06-425 Maków Mazowiecki	Maków Mazowiecki	25 000*
Stacje mechaniczno – biologicznego przetwarzania wytwarzających również paliwo alternatywne			
16	Przedsiębiorstwo Usługowe Hetman Sp. z o.o., Al. Krakowska 110/114 00-971 Warszawa	Nadarzyn	30 000*

* Ze względu na charakter instalacji (stacje MBO oraz sortownie), wydajność dotyczy mocy przerobowej całej instalacji, obejmującej również produkcję paliwa alternatywnego

Analiza konkurencji

Obecnie w najbliższym otoczeniu Ostrowi Mazowieckiej znajdują się dwa podmioty termicznie przetwarzające odpady. Są to kolejno ITPOE w Warszawie, o łącznej wydajności wynoszącej 60 000 Mg/rok oraz instalacja w Białymstoku, mogąca przetwarzać odpady w ilości wynoszącej 120 000 Mg/rok. W przypadku spalarni zlokalizowanej na terenie Warszawy, obecnie przetwarza ona jedynie odpady o kodzie 20 03 01, jednak zgodnie z PGO województwa mazowieckiego, jednym z kierunków rozwoju jest zapewnienie przyjmowania odpadów o kodzie 19 12 10 oraz 19 12 12 w zmiennych proporcjach do odpadów o kodzie 20 03 01. W ramach tego kierunku rozwoju, planowana jest również modernizacja zwiększająca ilość przyjmowanych odpadów do wartości wynoszącej łącznie 305 200 Mg. Docelowo, rozbudowa miała zakończyć się w 2022 roku. Z bieżących informacji wynika, iż prace nad rozbudową spalarni trwają i mimo opóźnienia zostanie ona finalnie zrealizowana. Spalarnia odpadów w Białymstoku przetwarza głównie zmieszane odpady komunalne (zgodnie z danymi zawartymi w WPGO, 84 000 Mg/rok dotyczy odpadów o kodzie 20 03 01) jednak nie można wykluczyć, iż w przyszłości tendencja ta nie ulegnie zmianie.

Zgodnie ze wspomnianym wyżej WPGO, na terenie województwa planowane były kolejno 4 przedsięwzięcia polegające na budowie nowych obiektów przetwarzających termicznie paliwo alternatywne. Planowana na rok 2020 spalarnia w Płocku, według informacji zawartych w WPGO, miała charakteryzować się mocą przerobową na poziomie 60 000 Mg/rok. Kolejne inwestycje planowane były w Radomiu oraz Pruszkowie, gdzie rozważano budowę instalacji o mocach przerobowych wynoszących kolejno 60 000 Mg/rok oraz 40 000 Mg/rok. Żadna z powyższych inwestycji nie powstała do dnia sporządzania niniejszego raportu, z kolei analiza lokalnych wiadomości prasowych również daje oznaki, iż powyższe inwestycje znajdują się aktualnie w stanie wstrzymania. Ostatnią z planowanych inwestycji była budowa ITPOE w Warszawie, która zrealizowana miała zostać przez spółkę PGNiG Termika. Docelowa wydajność miała wynosić 90 000 Mg/rok, przy czym zgodnie z informacjami opublikowanymi przez władze spółki, ostatecznie zrezygnowano z realizacji niniejszego przedsięwzięcia.

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Pełne zestawienie instalacji znajdujących się w pobliżu Ostrowi Mazowieckiej, stanowiących potencjalną konkurencję (teraz lub w przyszłości) w zakresie pozyskiwania paliwa alternatywnego przedstawiono w tabeli 3.3.3.

Tabela 3.3.3 Zestawienie konkurencji w zakresie pozyskiwania paliwa alternatywnego

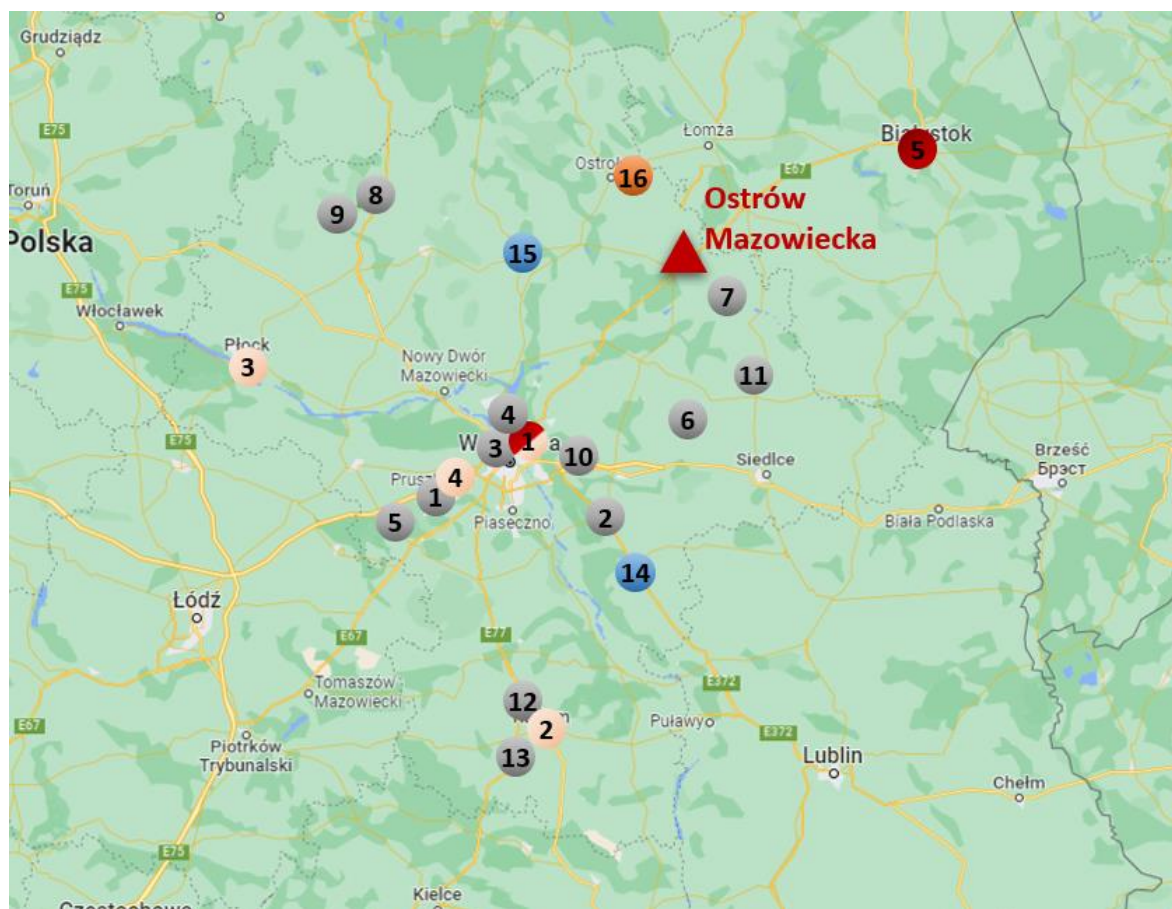
Lp.	Lokalizacja	Zdolności przerobowe, Mg/rok	Uwagi
Instalacje istniejące oraz planowane do rozbudowy			
1	Warszawa	60 000 Docelowo – 305 200	Spalarnia należąca do Miejskiego Przedsiębiorstwa Oczyszczania, aktualnie przetwarza głównie odpady o kodzie 20 03 01. Planowana jest modernizacja mająca na celu zwiększenie mocy przerobowych do 305 200 Mg/rok oraz umożliwienie wykorzystania odpadów o kodzie 19 12 10 oraz 19 12 12. Z bieżących informacji wynika, iż pracę nad rozbudową spalarni trwają i mimo opóźnienia zostanie ona finalnie zrealizowana.
2	Białystok	120 000 (z czego 84 000 dla odpadów o kodzie 20 03 01)	Instalacja przetwarza głównie zmieszane odpady komunalne (zgodnie z PGO dla województwa podlaskiego). Planowane jest również przeprowadzenie modernizacji, w wyniku której zwiększona zostanie efektywność instalacji, nie zaś jej moce przerobowe. Nie można wykluczyć jednak, iż w najbliższej przyszłości proporcje przetwarzania odpadów nie ulegną zmianie.
Planowane nowe instalacje			
3	Radom	60 000	Zgodnie z WPGO dla województwa mazowieckiego zakończenie inwestycji planowane było na rok 2022. Obecnie brak jakichkolwiek informacji na temat postępów w.w. inwestycji. Najprawdopodobniej została ona zawieszona.
4	Płock	60 000	Zgodnie z WPGO dla województwa mazowieckiego zakończenie inwestycji planowane było na rok 2020. Obecnie brak jakichkolwiek informacji na temat postępów w.w. inwestycji. Najprawdopodobniej inwestycja została zawieszona.
5	Pruszków	40 000	Zgodnie z WPGO dla województwa mazowieckiego zakończenie inwestycji planowane było na rok 2021. Obecnie brak jakichkolwiek informacji na temat postępów w.w. inwestycji. Najprawdopodobniej inwestycja została zawieszona.

Podsumowanie

Analiza dostępności paliwa alternatywnego wykazała, iż możliwości pozyskania tego paliwa z najbliższej okolicy (głównie terenu województwa mazowieckiego) są bardzo duże. Na rynku znajduje się znaczna ilość paliwa alternatywnego przy równie wysokiej ilości podmiotów przez które jest ono produkowane. Z perspektywy prowadzenia spalarni odpadów, ma to niewątpliwie pozytywny wpływ na cenę pozyskania paliwa.

W najbliższym otoczeniu miasta znajdują się dwa znaczące obiekty termicznie przetwarzające odpady o łącznej mocy przerobowej wynoszącej 180 000 Mg/rok. Obecnie są one ukierunkowane głównie na przetwarzanie zmieszanych odpadów komunalnych, jednak zgodnie z posiadanymi informacjami spalarnia w Warszawie po modernizacji i rozbudowie przetwarzać będzie również paliwo alternatywne, nie zostało jednak określone w jakim udziale masowym. W przypadku spalarni w Białymstoku również nie można wykluczyć zmian proporcji wykorzystywanych paliw. Mając jednak na uwadze fakt, iż pozostałe planowane nowe inwestycje najprawdopodobniej nie zostaną zrealizowane oraz fakt, iż w ogólnym rozrachunku zapotrzebowanie potencjalnej spalarni w Ostrowi Mazowieckiej nie przekraczałoby najprawdopodobniej 25 000-30 000 Mg/rok, **nie przewiduje się problemów z pozyskaniem tego paliwa w przyszłości**. Niezaprzeczalną zaletą jest również obecność ZUOK w Starym Lubiejewie, które po przeprowadzeniu modernizacji ma być w stanie produkować 18 000 Mg paliwa alternatywnego rocznie.

Pełne zestawienie lokalizacyjne podmiotów produkujących paliwo alternatywne oraz potencjalnej konkurencji przedstawiono na rysunku 3.3.8. Oznaczenia odpowiadają poszczególnym obiektom, przedstawionym w tabelach 3.3.2 oraz 3.3.3.



Legenda:

-  - Ostrów Mazowiecka,
-  - Dedykowane instalacje do wytwarzania paliwa alternatywnego z odpadów,
-  - Sortownie wytwarzające również paliwo alternatywne,
-  - Stacje mechaniczno - biologicznego przetwarzania wytwarzające również paliwo alternatywne,
-  - Istniejące spalarnie odpadów,
-  - Planowane spalarnie odpadów,
-  - Istniejące spalarnie odpadów przeznaczone do modernizacji zwiększającej moc przerobową.

Rysunek 3.3.8 Rozmieszczenie lokalizacyjne podmiotów aktualnie wytwarzających oraz przetwarzających paliwo alternatywne teraz lub w przyszłości

3.3.4 Analiza lokalnego rynku ścieków oraz osadów ściekowych

Do oczyszczalni ścieków Zakładu Gospodarki Komunalnej w Ostrowi Mazowieckiej dopływają ścieki komunalne w ilościach pokazanych w tabeli 3.3.4.

Tabela 3.3.4 Ilości ścieków komunalnych wpływających do oczyszczalni ścieków

Ilość m ³	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Styczeń	158 177	140 127	156 952	164 628	157 395	148 947	161 722	95 708
Luty	148 099	141 534	140 446	155 910	135 941	150 732	155 723	87 002
Marzec	151 249	155 726	167 676	161 942	136 362	147 825	163 203	89 508
Kwiecień	151 419	145 773	169 904	170 350	125 427	139 490	143 030	96 785
Maj	153 757	147 977	167 770	176 768	157 582	159 268	150 811	105 280
Czerwiec	147 667	148 242	152 590	161 332	141 626	171 065	133 127	93 580
Lipiec	147 656	156 555	164 152	176 587	124 825	162 107	105 744	
Sierpień	151 014	167 817	156 257	152 313	116 495	163 531	122 072	
Wrzesień	151 070	150 087	162 224	143 123	115 046	151 891	115 321	
Październik	145 268	157 219	169 012	147 258	124 421	161 264	104 855	
Listopad	144 195	159 805	161 970	137 249	132 961	148 369	93 336	
Grudzień	148 390	163 855	179 412	162 590	153 200	164 095	93 774	
Ogółem	1 799 976	1 836 733	1 950 382	1 912 068	1 623 300	1 870 604	1 544 739	569 885

Ścieki te po wstępnym oczyszczeniu są kierowane na zagęszczacz stołowy. Osad dopływający na zagęszczacz stołowy jest osadem nadmiernym (stały napływ w ciągu roku) i po zagęszczeniu wraz z osadem wstępnym (którego ilości nie są mierzone) trafia do 4 komór fermentacyjnych.

Ilość osadu dopływającego na zagęszczacz stołowy pokazuje tabela 3.3.5.

Tabela 3.3.5 Ilości ścieków komunalnych wpływających na zagęszczacz stołowy

Ilość m³	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Styczeń	4 994,10	2 449,93	3 725,89	795,15	1 863,10	1 496,06
Luty	3 666,88	2 731,96	2 381,96	89,03	3 750,04	2 828,00
Marzec	2 948,10	3 147,12	2 917,10	2 090,02	2 828,13	3 087,91
Kwiecień	2 945,10	2 580,00	2 367,90	3 665,10	2 940,90	3 024,00
Maj	4 496,86	2 456,13	2 020,89	4 963,10	2 462,95	3 592,90
Czerwiec	3 398,10	3 099,90	2 699,10	2 414,10	2 952,90	0,00
Lipiec	3 476,96	3 277,01	4 090,14	1 797,07	2 401,88	
Sierpień	3 862,91	2 899,12	3 715,04	2 772,95	2 192,94	
Wrzesień	3 467,10	2 607,00	2 346,90	3 242,10	2 679,00	
Październik	3 813,00	3 256,86	3 023,12	1 204,97	2 155,12	
Listopad	2 478,00	3 279,00	1 911,90	1 541,10	3 057,00	
Grudzień	2 914,00	3 378,07	2 418,00	2 897,88	1 715,85	
Razem	42 461,11	35 162,10	33 617,94	27 472,57	30 999,81	14 028,87
Średnio mies.	3 538,43	2 930,18	2 801,50	2 289,38	2 583,32	1 169,07
Średnio doba	116,33	96,33	92,10	75,06	84,93	38,44

Osad pobierany po przefermentowaniu z komór fermentacyjnych dopływa na prasę taśmową, gdzie jest sezonowo (wiosna i jesień) odwadniany, a po odwodnieniu kierowany jest na składowisko osadu ściekowego skąd jest zagospodarowywany rolniczo – w ZGK funkcjonuje regulamin, na podstawie którego jest on wywożony nieodpłatnie do rolników, którzy zgłosili takie zapotrzebowanie. Ze względu na znaczne wyeksploatowanie prasy taśmowej, osad przefermentowany jest dwa razy w roku odwadniany na przenośnej prasie (usługa zewnętrzna). Ilość osadu trafiającego na prasę taśmową i ręczną pokazuje tabela 3.3.6.

Tabela 3.3.6 Ilość osadu trafiającego na prasy celem ich odwodnienia po przefermentowaniu

Ilość m³	2020	2021	2022
Styczeń	0,00	0,93	0,00
Luty	0,00	0,00	22,96
Marzec	373,86	600,16	0,00
Kwiecień	724,50	1 197,00	588,90
Maj	1 145,14	710,83	26,04
Czerwiec	1 255,50	0,00	66,00
Lipiec	1 285,26	56,11	0,00
Sierpień	1 357,18	432,14	0,00
Wrzesień	1 392,90	33,30	0,00
Październik	62,00	199,33	0,00
Listopad	173,40	169,50	0,00
Grudzień	57,66	9,92	0,00
Razem	7 827,40	3 409,22	704,72
Prasa ręczna	7 677,00	8 580,00	9 000,00
Ogółem	15 504,40	11 989,22	9 704,72

Zawartość procentową ilości suchej masy oraz substancji organicznych przyjęto na podstawie uśrednionych danych otrzymanych od zamawiającego w raportach bilansów osadów ściekowych z lat 2017-2022 i przedstawiono je w tabeli 3.3.7.

Tabela 3.3.7 Bilans osadów ściekowych

Bilans osadów	2017	2018	2019	2020	2021	2022
na zagęszczacz m ³ /d	116,33	96,33	92,10	75,27	84,93	84,93
po zagęszczacz m ³ /d	54	54	54	54	54	54
sucha masa kg/d	2 628	2 810	2 494	2 516	2 531	2 438
sucha masa %	4,87	5,20	4,62	4,66	4,69	4,51
przefermentowany m ³ /d	22,03	24,05	25,91	21,44	9,34	9,34
sucha masa wyk.roln. %	16,87	16,63	15,43	13,78	14,33	15,70

Stała wartość ilości osadu po zagęszczaczu wynika z pojemności komór fermentacyjnych, a ewentualny nadmiar osadu jest kierowany na początek cyklu, tj. do oczyszczania wstępnego.

Wg informacji otrzymanych od zamawiającego temperatura ścieków surowych waha się w zależności od pory roku i zazwyczaj wynosi:

- sezon zimowy 10-13 °C,
- sezon letni 18-20 °C.

Z informacji tych można wywnioskować, że istnieje wystarczający, ilościowo i jakościowo, strumień ścieków możliwy do wykorzystania dla pompy ciepła. Analiza wykazała, że istnieje również możliwość zabudowy biogazowni na terenie oczyszczalni ścieków, jednak ilość produkowanego ciepła z biogazu z silnika gazowego jest zbyt niska, by było opłacalne przekazanie go do sieci.

3.4 Analiza dostępnych lokalizacji oraz lokalnych uwarunkowań

Implementacja nowego układu wytwórczego rozważana jest w 4 lokalizacjach, rozmieszczonych na terenie Ostrowi Mazowieckiej. Analizowane są następujące lokalizacje:

- Teren kotłowni węglowej na ulicy Lipowej 4;
- Teren kotłowni gazowej na ulicy Trębickiego 3;
- Teren Miejskiej Oczyszczalni Ścieków w Ostrowi Mazowieckiej;
- Działka należąca obecnie do Zamawiającego, znajdująca się w północnej części miasta.

Powyższe lokalizacje zostały poglądowo zaznaczone na rysunku 3.4.1.



Legenda:

-  - Lokalizacja 1, teren kotłowni gazowej na ul. Trębickiego 3,
-  - Lokalizacja 2, teren kotłowni węglowej na ul. Lipowej,
-  - Lokalizacja 3, Teren Miejskiej Oczyszczalni Ścieków,
-  - Lokalizacja 4, działka należąca do Zamawiającego.

Rysunek 3.4.1 Rozmieszczenie potencjalnych lokalizacji

3.4.1 Lokalizacja 1 – teren kotłowni gazowej

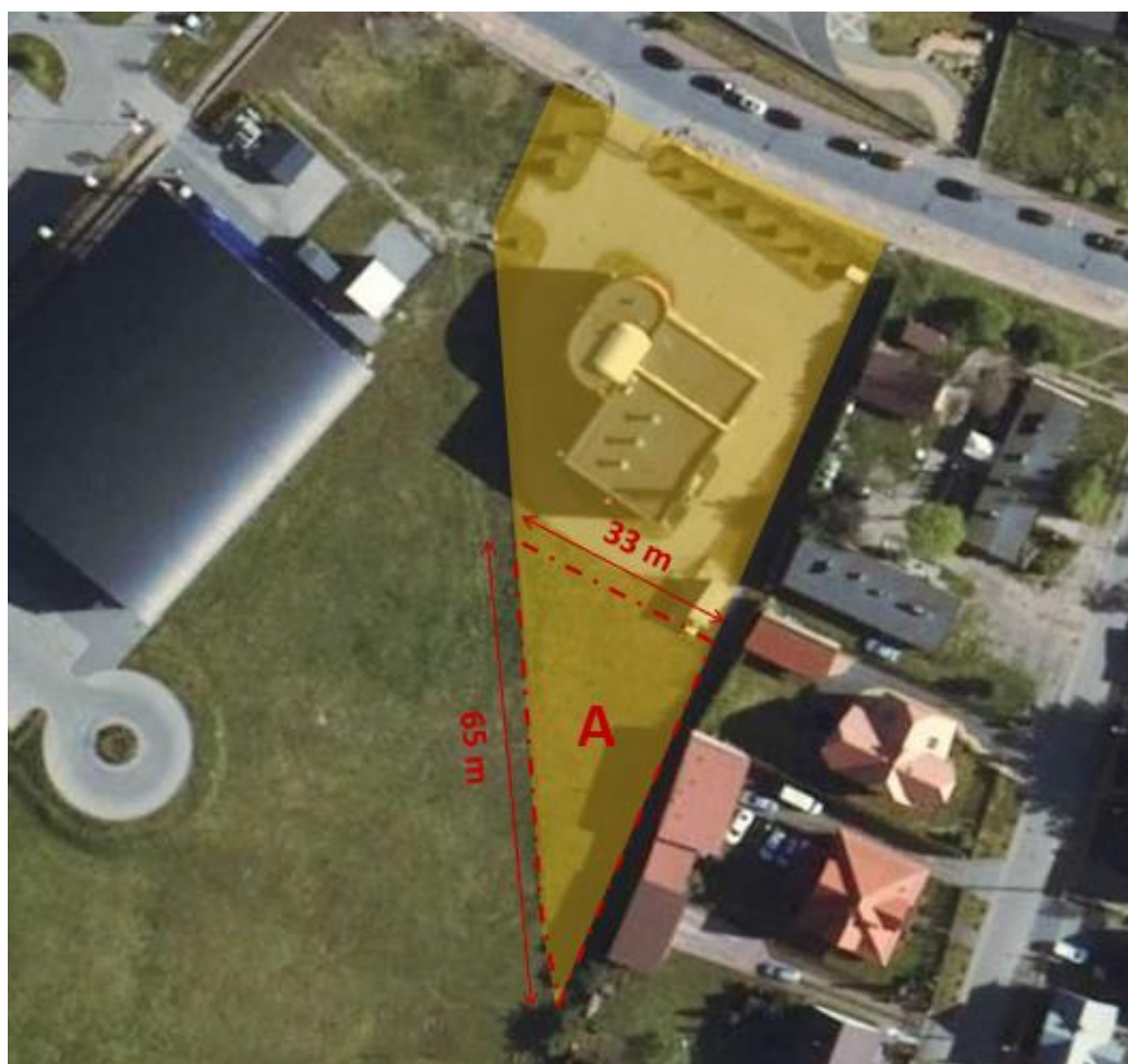
Pierwszą z rozważanych lokalizacji jest teren obecnej kotłowni gazowej położonej w południowej części miasta, na ulicy Trębickiego 3. Dana lokalizacja jest szczególnie korzystna pod kątem podłączenia kolejnych jednostek gazowych takich jak kotły czy silniki kogeneracyjne. Według

informacji przekazanych przez Zamawiającego, budynek wyposażony jest w infrastrukturę przesyłową gazu ziemnego umożliwiającą podłączenie jednostki wytwórczej o mocy do 8 MW. Obecnie, w obiekcie znajduje się jeden kocioł gazowy o mocy 4 MW, przy czym w trakcie jego budowy, przygotowany został również fundament pod zabudowę nowego kotła w przyszłości. Miejsce to zostało to przedstawione na rysunku 3.4.2.



Rysunek 3.4.2 Przygotowany fundament pod zabudowę kolejnego kotła gazowego

Dana lokalizacja dysponuje również niewielkim terenem wolnej przestrzeni w południowej części działki, o powierzchni około 900 m². Ze względu na wymiary, jest to teren korzystny przede wszystkim pod kątem implementacji jednostek takich jak np. silniki kogeneracyjne. Biorąc pod uwagę przygotowane miejsce pod zabudowę kotła gazowego w istniejącym budynku, budowa tego typu obiektu na analizowanej wolnej przestrzeni byłaby całkowicie niezasadna. Opisywany teren przedstawiony został przerywaną linią oraz literą A na rysunku 3.4.3. Kółkiem żółtym oznaczono cały teren należący do Zamawiającego. Zdjęcie ukazujące zagospodarowanie tego terenu pokazano również na rysunku 3.4.3.



Rysunek 3.4.3 *Możliwy do zagospodarowania teren przy obecnie eksploatowanej kotłowni gazowej. Źródło: Opracowanie własne przy wykorzystaniu geoportal.gov.pl*



Rysunek 3.4.4 *Możliwy do zagospodarowania teren przy obecnie eksploatowanej kotłowni gazowej*

Dużym problemem niniejszej lokalizacji jest obecna moc przyłącza gazowego. Aktualnie, budynek dysponuje mocą przyłączeniową na poziomie 2,2 MW, co znacznie ogranicza nie tylko dalszą rozbudowę kotłowni, ale również samo wykorzystanie istniejącej jednostki, której moc znamionowa wynosi 4 MW. Obecnie brak jest technicznych możliwości zwiększenia mocy przyłączeniowej w tej lokalizacji (ograniczenia po stronie operatora sieci gazowniczej), jednak z przekazanych informacji wynika, iż w latach 2023-2024 modernizacji ma zostać poddana sieć dystrybucyjna gazu, w wyniku czego pojawi się możliwość zwiększenia mocy przyłączeniowej. Implementacja jednostek takich jak kotły biomasowe czy instalacja termicznego przetwarzania odpadów jest niemożliwa w tej lokalizacji ze względu na deficyt wolnej przestrzeni - wolny teren jest w zupełności wystarczający do zabudowy wolnostojących, kontenerowych silników kogeneracyjnych, jednak w przypadku układów wymagających m.in. magazynowania paliw, instalacji oczyszczania spalin czy utwardzonej nawierzchni dojazdowej nie spełnia ona już podstawowych wymagań do zabudowy tego typu instalacji.

Innym problemem dotyczącym tej lokalizacji jest obecność tzw. „wąskiego gardła” na sieci ciepłowniczej w centralnej części miasta, przez który może zostać przetransportowane maksymalnie około 8 MW ciepła. Ze względu na gwiazdzysty układ sieci, w przypadku pracy jednostek

znajdujących się w tej lokalizacji, jest to jedyna droga wyprowadzenia ciepła do bardziej odległych odcinków sieci, co może powodować pewne ograniczenia mocowe w przypadku chęci rozbudowy tej lokalizacji.

3.4.2 Lokalizacja 2 – teren przy kotłowni węglowej

Kolejną lokalizacją poddaną analizie jest teren przy kotłowni węglowej, znajdującej się przy ulicy Lipowej 4. Obecnie w niniejszej lokalizacji eksploatowane są 3 kotły węglowe. Nadmienić należy, iż teren ten nie należy bezpośrednio do Zamawiającego, a jest on jedynie udostępniony do użytkowania przez Spółdzielnię Mieszkaniową Nasz Dom z Ostrowi Mazowieckiej. Własność niniejszego gruntu nie jest uregulowana prawnie, dlatego dalsze korzystanie przez Zamawiającego z niniejszego gruntu powinno być poprzedzone uregulowaniem stanu prawnego tego gruntu. Teren obrazujący niniejszą lokalizację z powietrza przedstawiony został na rysunku 3.4.5.



Rysunek 3.4.5 Widok z powietrza lokalizacji kotłowni węglowej

W bezpośrednim otoczeniu działki znajduje się potencjalnie możliwy do wykorzystania obszar o powierzchni wynoszącej 4 438,53 m². Niniejszy teren znajduje się bezpośrednio przy północnej granicy obecnie eksploatowanej kotłowni węglowej.

Teren ten przedstawiony został na rysunku 3.4.6.



Rysunek 3.4.6 Możliwy do zagospodarowania teren przy obecnej kotłowni węglowej. Źródło: Opracowanie własne przy wykorzystaniu geoportal.gov.pl

Możliwy do wykorzystania teren nie jest wystarczająco duży, aby można było rozważać ewentualną implementację spalarni odpadów czy układu biomasowego. Ponadto należy mieć na uwadze fakt, iż dany teren znajduje się w pobliżu osiedli mieszkaniowych, co niewątpliwie spotkałoby się ze sporym oporem społecznym. Dodatkowo, znacznym problem danej lokalizacji jest brak odpowiedniej drogi dojazdowej, co w przypadku budowy układu wytwórczego w tej lokalizacji, oznaczałoby konieczność utworzenia odpowiedniego zjazdu z ulicy Armii Krajowej (zdjęcie z drogi przedstawiono na rysunku 3.4.7). Najprostszym rozwiązaniem byłaby budowa drogi przebiegającej przez teren ciepłowni, należący do Spółdzielni Mieszkaniowej.

Ze względu na obecność infrastruktury wytwórczej, ciepłowniczej oraz ulokowania kotłowni w centralnym punkcie sieci ciepłowniczej - nie występują żadne ograniczenia dotyczące wyprowadzenia ciepła. Jednocześnie, działka otoczona jest infrastrukturą przesyłową gazu ziemnego (co zostało dokładnie przedstawione w rozdziale 3.1.1), nie posiadając obecnie własnego

przyłącza. Mając jednak na uwadze obecność odpowiedniej infrastruktury, podłączenie nie powinno stanowić problemu. W tym celu Wykonawca wystąpił do operatora sieci dystrybucyjnej gazu o przedstawienie potencjalnych warunków przyłączeniowych, jednak do dnia sporządzania niniejszej pracy nie uzyskano odpowiedzi zwrotnej.



Rysunek 3.4.7 Widok z ulicy Armii Krajowej (źródło: google.com)

3.4.3 Lokalizacja 3 – teren Miejskiej Oczyszczalni Ścieków

Trzecią z analizowanych lokalizacji jest teren Miejskiej Oczyszczalni Ścieków. Obiekt położony jest w kierunku południowo-wschodnim, około 800 m w linii prostej od kotłowni gazowej położonej na ulicy Trębickiego. Lokalizacja ta, ze względu na swoje zasoby ścieków, rozważana jest przede wszystkim pod kątem implementacji biogazowni oraz pompy ciepła, w przypadku której dolnym źródłem miałyby być oczyszczone ścieki oraz otrzymana z nich masa osadowa.

Mimo gęstej zabudowy technologicznej, analizowany teren dysponuje wolnym pasem przestrzeni o powierzchni około 2 100 m², położonym na północ od budynku biurowego oczyszczalni. Opisywany teren przedstawiony został przerywaną linią oraz literą A na rysunku 3.4.8. Kolorem żółtym oznaczono cały teren należący do Zamawiającego.



Rysunek 3.4.8 Teren możliwy do zagospodarowania na terenie Miejskiej Oczyszczalni Ścieków.
Źródło: Opracowanie własne przy wykorzystaniu geoportal.gov.pl

Gęsta zabudowa technologiczna oraz stosunkowo niewielki obszar do wykorzystania sprawiają, iż budowa jednostki biomasowej czy spalarni byłoby praktycznie niemożliwe. Ponadto, brak odpowiednich dróg dojazdowych znacznie utrudniałby dostawę wykorzystywanych paliw. W związku z czym budowa tego typu obiektów w tym miejscu nie powinna być analizowana.

Analogicznie jak kotłownia węglowa, Miejska Oczyszczalnia Ścieków otoczona jest infrastrukturą dystrybucyjną gazu ziemnego, posiadając własne przyłącze przeznaczone do ogrzewania budynku biurowego. W celu określenia możliwości zwiększenia przyłącza do celów przemysłowych Wykonawca wystąpił do operatora sieci dystrybucyjnej o przedstawienie potencjalnych warunków przyłączeniowych, jednak do dnia sporządzania niniejszej pracy nie uzyskano odpowiedzi zwrotnej. Posiadany wolny teren na terenie oczyszczalni jest odpowiedni nie tylko do zabudowy biogazowni, ale idealnie sprawdziłby się również pod kątem zabudowy kontenerowych silników kogeneracyjnych czy kotła gazowego. Mając jednak na uwadze ograniczenia związane z przyłączem w obecnie eksploatowanej kotłowni gazowej na ulicy Trębickiego oraz fakt, iż oczyszczalnia znajduje się w tej samej części miasta, należy spodziewać się, iż uzyskanie przyłącza o odpowiedniej mocy może aktualnie być problematyczne. Optymalnym rozwiązaniem dla danej lokalizacji wydaje się zatem wykorzystanie źródeł opartych o paliwa dostępne bezpośrednio na terenie oczyszczalni.

Znaczącym problemem w danej lokalizacji jest znaczna odległość od sieci ciepłowniczej. Obecnie, najbliższy punkt oddalony jest o około 800 m i znajduje się przy kotłowni gazowej na ulicy Trębskiego. Konieczność budowy nowego rurociągu ciepłowniczego wiąże się nie tylko z dodatkowymi kosztami, ale również z trudnościami z wyznaczeniem jego trasy. Oczyszczalnia znajduje się w bezpośrednim otoczeniu zabudowań mieszkalnych, ze względu na co mogą pojawić się trudności z dobraniem trasy rurociągu wyłącznie mając na uwadze aspekt ekonomiczny. Ponadto, ze względu na fakt, iż nowy punkt wpięcia znajdowałby się przy kotłowni na ulicy Trębskiego, źródła na terenie oczyszczalni byłyby poddane tym samym ograniczeniom co do wyprowadzenia ciepła co ww kotłownia (maksymalne 8 MW, ze względu na gwiazdzysty charakter oraz wąskie gardło w południowo-centralnej części sieci ciepłowniczej). Lokalizacja oczyszczalni oraz najbliższy punkt wpięcia do sieci ciepłowniczej został przedstawiony na rysunku 3.4.9.



Rysunek 3.4.9 Lokalizacja Miejskiej Oczyszczalni Ścieków oraz najbliższego punktu sieci ciepłowniczej. Opracowanie własne przy wykorzystaniu geoportal.gov.pl

3.4.4 Lokalizacja 4 – teren byłej nasycalni podkładów kolejowych

Ostatnią z analizowanych lokalizacji jest teren byłej nasycalni podkładów kolejowych, zlokalizowany w północnej części miasta. Aktualnie na niniejszym terenie nie znajdują się żadne obiekty technologiczne czy infrastruktura mieszkaniowa. Według danych przekazanych przez Zamawiającego uwzględnić należy działki o numerach referencyjnych:

- | | |
|--------------|--------------|
| ▪ 1-1368/31; | ▪ 1-1368/11; |
| ▪ 1-1368/32; | ▪ 1-1368/12; |
| ▪ 1-1368/35; | ▪ 1-1368/13; |
| ▪ 1-3668/28 | ▪ 1-1368/67; |
| ▪ 1-3668/29 | ▪ 1-1368/68; |
| ▪ 1-1368/51; | ▪ 1-1368/78; |
| ▪ 1-1368/50; | ▪ 1-1368/79; |
| ▪ 1-1368/53; | |

Suma powyższych działek tworzy teren o łącznej powierzchni wynoszącej 207 882 m². Teren możliwy do wykorzystania przedstawiony został na rysunku 3.4.10.



Rysunek 3.4.10 Lokalizacja 4

Niezaprzeczalną zaletą niniejszej lokalizacji jest bardzo duży obszar możliwy do wykorzystania. Mimo częściowego zalesienia działek, zwłaszcza w centralnej części obszaru możliwe jest swobodne umiejscowienie nowego układu wytwórczego. Dotyczy to również takich jednostek

jak biomasa czy spalarnia odpadów, które poza samym kotłem wymagają niezbędnej infrastruktury pomocniczej jak wagi samochodowe, magazyny, układy oczyszczania spalin czy hala sezonowania żużla (w przypadku spalarni).

Obszar otoczony jest infrastrukturą przesyłową gazu ziemnego (co zostało dokładnie przedstawione w rozdziale 3.3.1), nie posiadając obecnie własnego przyłącza. Mając jednak na uwadze obecność odpowiedniej infrastruktury podłączenie nie powinno stanowić problemu. W tym celu Wykonawca wystąpił do operatora sieci dystrybucyjnej gazu o przedstawienie potencjalnych warunków przyłączenia, jednak do dnia sporządzania niniejszej pracy nie uzyskano odpowiedzi zwrotnej.

Jednym z głównych problemów niniejszej lokalizacji jest charakter działalności jaka prowadzona była w przeszłości na danym terenie. Realizowany proces nasycania podkładów kolejowych sprawia, iż obecnie chcąc podjąć się jakichkolwiek działań budowlanych należałoby przeprowadzić badania geologiczne gruntu. Konieczne jest przeprowadzenie identyfikacji terenów zanieczyszczonych, zgodnie z wymaganiami rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 1 września 2016 r. *w sprawie sposobu prowadzenia oceny zanieczyszczenia powierzchni ziemi* (Dz. U. 2016 poz. 1395). Istnieje duże prawdopodobieństwo, iż niezbędne będzie przeprowadzenie tzw. remediacji gruntu. W zależności od wyników analiz, może okazać się, iż konieczne będzie wykonanie badań uzupełniających i szczegółowe ich opracowanie oraz zatwierdzenie przez RDOŚ projektu ww remediacji. Szacunkowe koszty remediacji wynoszą około 10 mln/ha. Ponadto, tak jak w przypadku Miejskiej Oczyszczalni Ścieków, teren byłej nasycalni podkładów kolejowych znajduje się w znacznej odległości od najbliższej infrastruktury ciepłowniczej. Z przeprowadzonych szacunków wynika, iż jest to około 2,4 km w linii prostej od najbliższego punktu sieci, znajdujących się przy kotłowni węglowej. Fakt ten w znacznej mierze zwiększy nakłady inwestycyjne danego zadania. Tak duża odległość źródła od punktów odbioru ciepła przełoży się również na zwiększenie strat ciepła w sieci. Należy mieć również na uwadze, iż niniejsza lokalizacja otoczona jest głównie przez drogi lokalne, najprawdopodobniej nie przystosowane do ciężkiego transportu drogowego. Implementacja nowego układu wytwórczego takiego jak spalarnia odpadów może więc wiązać się z koniecznością ich dostosowania i przebudowania.

4

Analiza aktów prawnych i systemów wsparcia

4.1 Obowiązujące akty prawne

4.1.1 Dyrektywa MCP

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. *w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania* reguluje normy emisji trzech zanieczyszczeń powietrza – dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i cząstek stałych (pyłów) dla średniej wielkości obiektów energetycznego spalania, których moc cieplna dostarczona w paliwie jest mniejsza bądź równa 50 MW. W niektórych przypadkach, jak na przykład obiekty energetycznego spalania gazu ziemnego, standardy emisyjne dotyczą tylko emisji tlenków azotu. Pozostałe poziomy emisji dwutlenku siarki i pyłu nie są określone w Dyrektywie MCP, co rozumie się jako brak wymogów koniecznych do spełnienia w zakresie emisji tych związków. Dopuszczalne wielkości emisji (mg/Nm³) dla nowych obiektów, o mocy cieplnej dostarczonej w paliwie większej niż 5 MW, opalanych wybranymi paliwami zaprezentowano w tabeli 4.1.1.

Tabela 4.1.1 Dopuszczalne poziomy emisji NO_x, SO₂ i pyłu do powietrza według Dyrektywy MCP dla nowych obiektów energetycznego spalania

Obiekty energetycznego spalania opalane:	SO ₂	NO _x	Pył
Węglem kamiennym, brunatnym i innymi paliwami stałymi	400	300	30
Biomasa	200	300	30
Paliwem gazowym, inne niż silniki i turbiny gazowe	-	100	-
Paliwem gazowym – silniki gazowe	-	95	-

Obiekty energetycznego spalania opalane:	SO₂	NO_x	Pył
Paliwem gazowym – turbiny gazowe	-	50	-

Dla średnich obiektów energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej większej od 1 MW i mniejszej od 20 MW okresowe pomiary wymagane są raz na trzy lata. W przypadku mocy powyżej 20 MW, pomiary okresowe wymagane są, co najmniej raz w roku. Obowiązek pomiarów dotyczy jedynie CO oraz emitowanych zanieczyszczeń, co do których Dyrektywa MCP określa dopuszczalną wielkość emisji dla danego obiektu.

Dopuszczalna wielkość emisji tlenku węgla nie jest obecnie określana przez Dyrektywę MCP, jednak wymagane jest jego monitorowanie. Jednocześnie treść Dyrektywy wskazuje, że w zależności od oceny Komisji, która wystawiona będzie do dnia 1 stycznia 2023 r., dopuszczalne wielkości emisji dla średnich obiektów energetycznego spalania mogą zostać zaostrzone – w tym również wprowadzone limity emisji tlenku węgla.

4.1.2 Handel uprawnieniami do emisji CO₂

Etapy Europejskiego Systemu Handlu Emisjami

Na mocy porozumienia z dnia 17 grudnia 2008 r. osiągniętego pomiędzy Parlamentem Europejskim i Radą Unii Europejskiej przyjęto rozwiązania legislacyjne zmierzające do kontrolowania i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych na terenie Unii Europejskiej, określanych jako pakiet energetyczno-klimatyczny. Głównymi założeniami regulacji zawartych w pakiecie jest osiągnięcie 20% redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2020 roku, osiągnięcie 20% wzrostu efektywności energetycznej oraz zwiększenie udziału energii z OZE do 20%, w stosunku do stanu z 1990 roku. Kluczowe elementy przyjętego pakietu, które określają ramy prawne zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i w praktyce ustanawiającymi limity emisji dla poszczególnych państw członkowskich UE są:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (dyrektywa EU ETS);
- Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych (decyzja ESD, z ang. Effort Sharing Decision).

Dyrektywa EU ETS zakładała doprowadzenie do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w sektorach objętych systemem EU ETS o 21% w roku 2020 w stosunku do poziomu emisji z 2005 roku. Dyrektywa ta odnosiła się głównie do sektora energetycznego oraz większości przedsiębiorstw przemysłowych. Decyzja ESD (non-ETS) zakładała natomiast redukcję emisji gazów cieplarnianych o 10% w sektorach nieobjętych systemem EU ETS, w takim samym przedziale czasowym. Decyzja ESD obejmuje sektory takie jak: transport, rolnictwo, mieszkalnictwo, instytucje, handel, usługi, odpady, sektor komunalno-bytowy oraz niektóre procesy przemysłowe i spalanie paliw. W ramach obszaru non-ETS unijny cel redukcyjny został

zróznicowany i niektóre państwa członkowskie mogły nawet zwiększyć swoją emisję w okresie 2013-2020.

Rozwinięciem decyzji, przyjętych w ramach rozwiązań legislacyjnych ma rzecz kontrolowania i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych na terenie UE dla lat kolejnych (tj. 2021-2030) jest porozumienie z dnia 24 października 2014 roku, określane jako ramy polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030. Ramy polityki klimatyczno-energetycznej zawierają ogólnounijne założenia i cele polityki na lata 2021-2030, a najważniejsze z nich to: ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 40%, osiągnięcie 32,5% wzrostu efektywności energetycznej oraz zwiększenie udziału energii z OZE do 32%, w stosunku do stanu z 1990 roku.

Zmiany odnoszą się również do elementów, określających ramy prawne zarządzania emisjami gazów cieplarnianych, tj. dyrektywa EU ETS oraz decyzja ESR (zmieniająca decyzję ESD). Sektory objęte unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (ETS) muszą ograniczyć emisję o 43%, w stosunku do roku 2005. Natomiast w ramach obszaru non-ETS decyzja zakłada ograniczenie emisji o 30%, w stosunku do roku 2005.

Etap Europejskiego Systemu Handlu Emisjami

Początkiem działań Unii Europejskiej pod kątem legislacyjnym w sprawie emisji gazów cieplarnianych jest Protokół z Kioto z 1997 roku, który po raz pierwszy w historii wprowadza prawnie wiążące cele w zakresie redukcji emisji w odniesieniu do 37 krajów uprzemysłowionych. Decyzje podjęte w ramach protokołu pociągnęły za sobą konieczność opracowania instrumentów politycznych, które umożliwiłyby osiągnięcie tych celów. W marcu 2000 r. Komisja Europejska opublikowała zieloną księgę, w której przedstawiła pierwsze pomysły dotyczące wprowadzenia systemu EU ETS. Księga ta posłużyła jako podstawa do wielu dyskusji z zainteresowanymi stronami, co pomogło nadać ostateczny kształt temu systemowi. Dyrektywę w sprawie EU ETS przyjęto w 2003 r., a system zaczął działać w 2005 r. Pułap uprawnień do emisji został ustalony na szczeblu krajowym w ramach krajowych planów rozdziału uprawnień. System aktualnie dzieli się na 4 etapy, będące swojego rodzaju ramami czasowymi na wprowadzenie zmian z zakresu redukcji emisji gazów cieplarnianych. Poszczególne etapy to:

- **Etap 1 (2005-2007)** – trzyletni etap pilotażowy, który miał przygotować podwaliny pod etap 2, który zakładał już sprawne funkcjonowanie systemu EU ETS. W ramach etapu 1 stworzono infrastrukturę, służącą do kontroli emisji dwutlenku węgla wytwarzanej przez producentów energii oraz energochłonne gałęzie przemysłu. System ten obejmował prawie 12 tysięcy instalacji, co stanowiło 40% emisji CO₂ w UE. Wprowadzone uprawnienia do emisji CO₂ zostały w większości rozdane bezpłatnie, pozwalało to jednak na wprowadzenie systemu handlu uprawnieniami do emisji oraz stworzenie taryfy za emisje dwutlenku węgla. Wobec braku wiarygodnych danych dotyczących emisji pułapy dla etapu 1 zostały ustalone w oparciu o dane szacunkowe. W konsekwencji suma wydanych uprawnień przekroczyła ilość emisji i z racji podaży znacząco przekraczającej popyt w 2007 r. cena uprawnień spadła do zera (uprawnienia z etapu 1 nie mogły zostać wykorzystane na etapie 2).
- **Etap 2 (2008-2012)** – druga faza rozszerzyła znacząco zakres systemu ETS. Etap 2 zbiegł się również w czasie z pierwszym okresem zobowiązań w ramach protokołu z Kioto, w ciągu którego kraje uczestniczące w EU ETS miały osiągnąć konkretne cele w zakresie

redukcji emisji. Etap ten zakładał zmniejszenie pułapu uprawnień do emisji o około 6,5% w porównaniu z rokiem 2005 oraz redukcję bezpłatnych uprawnień do poziomu 90%.

- **Etap 3 (2013-2020)** – był to etap, który różnił się znacznie od poprzednich etapów, wprowadzając jednolity ogólnounijny limit emisji. Licytacja w ramach etapu 3 była domyślną metodą przydzielania przydziałów (zamiast przydziału bezpłatnego), a zharmonizowane zasady przydziału miały zastosowanie do przydziałów nadal wydawanych bezpłatnie. Dyrektywa wprowadziła również roczny współczynnik redukcyjny na poziomie 1,74%, co odpowiadało za zmniejszenie emisji CO₂ o 20% do roku 2020, w stosunku do roku 2005.
- **Etap 4 (2021-2030)** – aktualnie obowiązujący etap w ramach systemu ETS to kontynuacja etapu 3, wprowadzająca zaostrzone limity emisji oraz niemalże całkowicie wyprowadzająca system bezpłatnych przydziałów uprawnień dla producentów energii oraz przemysłu energochłonnego. Roczny współczynnik emisji został podwyższony do poziomu 2,2%, co odpowiada za redukcję emisji o 40% do roku 2030, w stosunku do roku 2005.

Przydziały uprawnień

Z początku przyjęte zostało, że aukcja uprawnień do emisji w UE jest kluczową metodą przydziału. Takie podejście miało być wdrażane stopniowo od roku 2013, stosując różne kryteria oraz uwzględniając specyfikę poszczególnych sektorów. Państwa członkowskie zgodziły się wtedy, że ponad 90% przydziałów dla sektorów przemysłowych będzie przyznawane bezpłatnie. Dyrektywa EU ETS identyfikuje trzy grupy sektorów: producentów energii elektrycznej, grupę narażoną na ryzyko ucieczki emisji oraz wszystkie inne, w tym wytwarzanie ciepła. W przypadku nowych państw członkowskich UE uzgodniono możliwość zastosowania odstępstw w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, co pozwala na tymczasowy bezpłatny przydział (zamiast 100% licytacji).

Przydział bezpłatnych uprawnień opiera się na wskaźnikach intensywności emisji określonych dla poszczególnych sektorów w decyzji Komisji z dnia 27 kwietnia 2011 r. (2011/278/UE) określającej przejściowe ogólnounijne zasady dotyczące zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji. Każda instalacja działająca w obszarze ETS może ubiegać się o przyznanie nieodpłatnego przydziału uprawnień do emisji. Wnioski o przyznanie powinny się złożyć co najmniej na rok przed planowanym rozpoczęciem działalności przedsiębiorstwa.

Wraz z rozpoczęciem etapu 4 systemu handlem uprawnieniami do emisji nie przewiduje się przyznawania bezpłatnych uprawnień dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła. Bezpłatne uprawnienia przyznawane będą jedynie dla przemysłu wytwórczego, w przypadku gdy narażony jest na ryzyko ucieczki emisji. Sektor narażony na ryzyko ucieczki emisji definiowany jest dla sytuacji, w których koszty związane z polityką klimatyczną przedsiębiorstwa spowodują konieczność przeniesienia produkcji do innych krajów z mniejszymi limitami emisji.

Instalacje objęte systemem ETS

Zgodnie z Ustawą z dnia 12 czerwca 2015 r. *o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych* do instalacji, biorących udział w systemie ETS zalicza się instalacje, spalające paliwa o całkowitej nominalnej mocy cieplnej, przekraczającej próg 20 MW w paliwie. Rozumie się

przez to ilość energii wprowadzonej do instalacji w paliwie w jednostce czasu przy jej nominalnym obciążeniu. Instalacje definiuje się zgodnie z Zasadami Łączenia. Oznacza to, że moc w paliwie instalacji jest sumą nominalnych mocy wyrażonych w paliwie poszczególnych stacjonarnych jednostek technicznych, w których zachodzi spalanie, obejmując w szczególności: wszystkie rodzaje kotłów, palników, turbin, podgrzewaczy, pieców, silników oraz ogniw paliwowych. Zgodnie z załącznikiem I do ww Ustawy przy obliczeniach sumy nominalnych mocy cieplnych nie uwzględnia się:

- stacjonarnych urządzeń technicznych o nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 3 MW,
- stacjonarnych urządzeń technicznych, wykorzystujących wyłącznie biomasę, wykorzystujące paliwa kopalne wyłącznie podczas rozruchu lub wyłączeń,
- stacjonarnych urządzeń technicznych, wykorzystujących paliwa w postaci odpadów komunalnych lub niebezpiecznych.

Dodatkowo, instalacje współpalające odpady zawierające frakcję biomasy liczone są do sumarycznej mocy cieplnej instalacji, która określona jest przez próg instalacji, biorących udział w systemie ETS. Frakcja emisji CO₂, która przyrównywana jest do frakcji (masowej) biomasy zawartej w paliwie nie wymaga jednak zakupu uprawnień do emisji. W przypadku przekroczenia wartości progowej nominalnej mocy cieplnej lub zdolności produkcyjnej jakiegokolwiek rodzaju instalacji, wszystkie stacjonarne urządzenia techniczne, w których dochodzi do spalania innego niż spalanie odpadów niebezpiecznych lub komunalnych, muszą być objęte zezwoleniem na emisję gazów cieplarnianych z instalacji.

Aukcje uprawnień do emisji EU ETS

Z dniem 5 czerwca 2009 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej opublikowano dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE, zmieniającą Dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych (dyrektywa EU ETS). Znowelizowana dyrektywa EU ETS, zgodnie z art. 10 ust. 1, ustanawia aukcję jako podstawową metodę rozdziału uprawnień do emisji. W trzecim oraz czwartym okresie rozliczeniowym, przypadającym kolejno na lata 2013-2020 oraz 2021-2030, wszystkie uprawnienia nie przydzielone bezpłatnie muszą być sprzedawane na drodze aukcji.

Dla Polski – jednego z największych emitentów CO₂ w UE – kwestie związane z wprowadzeniem aukcji mają znaczenie kluczowe. Wynika to z faktu, że nasz sektor elektroenergetyczny i ciepłowniczy oparty jest przede wszystkim na energii wytwarzanej z węgla. Ponadto, blisko 80% funkcjonujących w Polsce instalacji objętych systemem EU ETS, to małe podmioty o stosunkowo niskiej mocy cieplnej. W tej grupie znajdują się np. lokalne ciepłownie dostarczające ciepło komunalne do sieci miejskiej, dla których koszty związane z zakupem uprawnień będą znaczące, co wiąże się również z ryzykiem ich przenoszenia na finalnych odbiorców.

Dyrektywa EU ETS nakłada na państwa członkowskie określone wymagania, jakie aukcja powinna spełniać, są to:

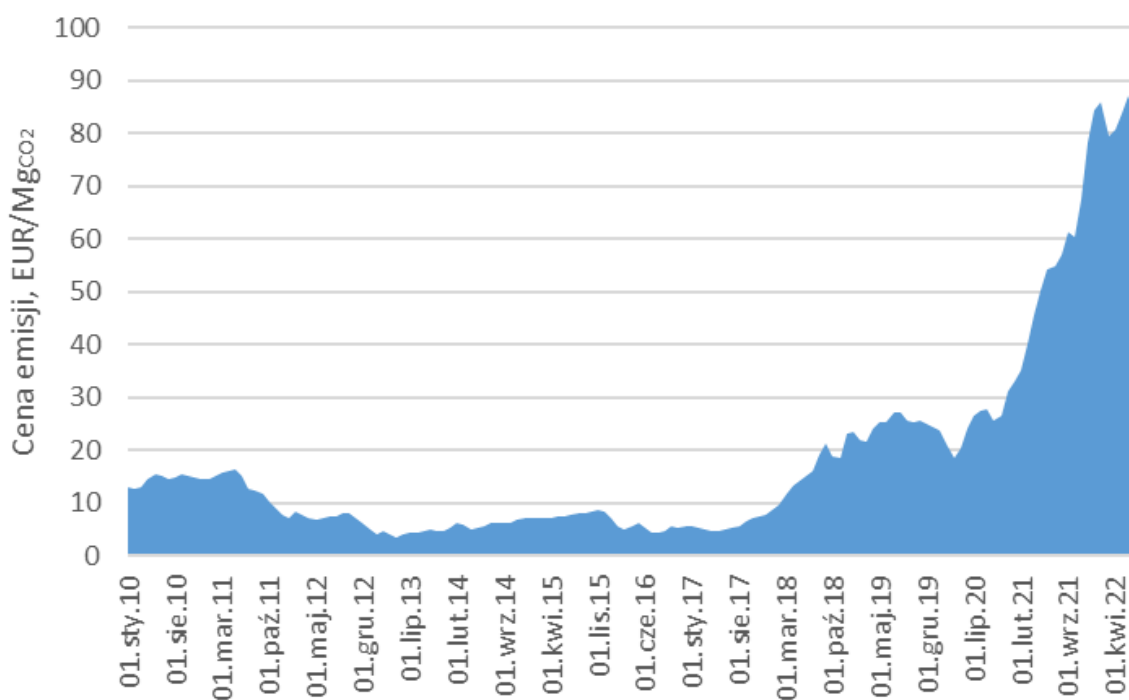
- Zapewnienie operatorom, a w szczególności wszystkim małym i średnim przedsiębiorcom objętym EU ETS, swobodny, sprawiedliwy i równy dostęp do aukcji.
- Zapewnienie wszystkim uczestnikom dostępu do tych samych informacji i w tym samym czasie, by zapobiec zakłóceniu przebiegu aukcji przez uczestników.

- Zapewnienie opłacalności aukcji unikając zbyt wielkich kosztów administracyjnych.
- Zagwarantowanie małym emitentom dostępu do przydziałów uprawnień.

Handel uprawnieniami do emisji w Unii Europejskiej odbywa się głównie na rynku wtórnym. W ramach rynku wtórnego uprawnienia do emisji można zakupić lub sprzedać za pomocą trzech dostępnych kanałów: handlu na giełdzie, handlu na rynku pozagiełdowym (za pośrednictwem brokera) oraz na zasadzie umowy handlowej z jakąkolwiek, dobrowolnie wybraną firmą. Na rynku uprawnień istnieje możliwość handlu wieloma instrumentami finansowymi, z których najważniejsze to kontrakty kasowe *spot* oraz kontrakty terminowe *futures* oraz *forward*.

Ceny uprawnień do emisji CO₂

Rysunek 4.1.1 przedstawia historyczne koszty akcji kontraktów terminowych na emisję CO₂ w funkcji czasu. Koszty akcji osiągają bardzo wysoki rozrzut cen na przestrzeni kilku ostatnich lat. Najwyższą wartość akcji zaobserwowano w lipcu 2019 roku, gdzie cena emisji wynosiła 28,5 EUR/akcję, najniższą natomiast w kwietniu 2013 roku, gdzie cena wynosiła 3,08 EUR/akcję. Z wykresu zauważyć można również bardzo wyraźny trend wzrostowy, który rozpoczął się w połowie 2017 roku.



Rysunek 4.1.1 Koszty akcji kontraktów terminowych na emisję CO₂, źródło: opracowanie własne na podstawie Stooq.pl

Prognozy dotyczące kosztów uprawnień do emisji CO₂ charakteryzują się bardzo dużym rozrzutem cen. Spowodowane jest to występowaniem zarówno czynników planowanych, takich jak zaostrzenie limitów emisji, jak i czynników politycznych i gospodarczych.

4.1.3 Ustawy i rozporządzenia dotyczące podłączenia podmiotów do sieci gazowniczej

Podłączenie podmiotów do sieci gazowniczej odbywa się w oparciu o dwa zasadnicze akty prawne:

- Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r., której aktualny obowiązujący tekst jednolity ogłoszono dnia 23 marca 2018 r. (Dz.U. 2018 poz.755);
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. 2018 poz.640).

Akty te w zakresie swojego brzmienia odnoszą się głównie do operatorów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych. Nakładają na nich obowiązek przyłączenia do sieci gazowniczej podmiotów zainteresowanych oraz sposób prowadzenia rozliczeń dotyczących opłat i kosztów przedkładanych odpowiednim organom.

Odbiorca końcowy gazu ziemnego, tzn. odbiorca dokonujący zakupu gazu ziemnego na własny użytek – inny niż przesył, dystrybucja, magazynowanie oraz skraplanie gazu lub regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego – zobowiązany jest do złożenia w wybranym przedsiębiorstwie energetycznym wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci. Niezbędne jest przedstawienie we wniosku informacji, które zapewnią o spełnieniu szeregu wymagań technicznych i eksploatacyjnych punktu poboru. Zgodnie z Art. 7a Ustawy *Prawo energetyczne* przyłączane do sieci urządzenia i instalacje zapewnić muszą:

- Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego, systemu elektroenergetycznego albo sieci ciepłowniczej oraz współpracujących z tą siecią urządzeń lub instalacji służących do wytwarzania lub odbioru ciepła, zwanych dalej „systemem ciepłowniczym”;
- Zabezpieczenie systemu gazowego, systemu elektroenergetycznego albo systemu ciepłowniczego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci;
- Zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu paliw gazowych lub energii;
- Dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych paliw gazowych i energii;
- Spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach;
- Możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobrane paliwa lub energię.

Ponadto, przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci muszą spełniać także wymagania określone między innymi w przepisach prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania paliw gazowych lub energii i rodzaju stosowanego paliwa.

Innymi słowy, obiekt starający się o przyłączenie do sieci gazowniczej będzie musiał zapewnić bezpieczną eksploatację przyłączanych instalacji i urządzeń – zarówno dla sieci, pracowników,

jak i środowiska. Do czasu złożenia wniosku o przyłączenie niezbędne okaże się więc wykonanie co najmniej koncepcji i/lub projektu instalacji gazowej na terenie obiektu oraz projektu doprowadzenia gazu do obiektu energetycznego spalania (kotła bądź silnika).

4.1.4 Aspekty prawne dotyczące paliwa alternatywnego RDF oraz osadów komunalnych

Wymagania dotyczące procesu termicznego przekształcania odpadów

W myśl obowiązujących w przeszłości przepisów (Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 roku w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dziennik ustaw nr. 260 poz. 2128) w przypadku spalania odpadów innych niż niebezpiecznych w ilości do 1% innych spalanych paliw w danej jednostce wytwórczej, nie podlega ona standardom emisyjnym dla współspalania, a standardom emisyjnym dotyczącym spalania paliw. Oznacza to brak konieczności spełnienia bardziej rygorystycznych wymagań w zakresie emisji szkodliwych związków do atmosfery. Jednakże ww Rozporządzenie zostało uchylone z dniem 25 maja 2011 roku, w wyniku czego nawet w przypadku spalania tak niewielkiej ilości odpadów, instalacja będzie traktowana jako współspalarnia odpadów. Ponadto z Rozporządzenia Ministra Rozwoju z dnia 21 stycznia 2016 roku w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów oraz sposobów postępowania z odpadami powstałymi w wyniku tego procesu (Dz.U. 2016 poz. 108) wynika, że proces dotyczący współspalania odpadów, musi być prowadzony w kotłach w temperaturze 850°C przez co najmniej 2 sekundy co może bezpośrednio wiązać się z koniecznością zmian konstrukcyjnych kotła.

Eksploatacja spalarni odpadów wiąże się z koniecznością zatrudnienia personelu na stanowisko kierownika spalarni. Osoba chcąc pełnić funkcję kierownika spalarni odpadów zobowiązana jest do spełnienia odpowiednich wytycznych, szczegółowo opisanych w Ustawie z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach art. 164-167. Według wskazanych artykułów zawartych w ustawie osoba mająca kierować spalarnią bądź współspalarnią odpadów winna jest posiadać świadectwo stwierdzające kwalifikacje w zakresie gospodarowania odpadami, odpowiednie do prowadzonych procesów przetwarzania odpadów. Świadectwo to wydaje marszałek odpowiedniego województwa, po złożeniu przez zainteresowanego dokumentu potwierdzającego zaliczenie egzaminu z wynikiem pozytywnym w zakresie gospodarowania odpadami. Opłata za tego typu usługę wynosi 1% przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw zarządzania odpadami za ostatni kwartał, ogłaszanego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski". Posiadanie zaliczonego egzaminu państwowego jest warunkiem niezbędnym w celu uzyskania zgody na kierowanie spalarnią odpadów. Tego typu egzamin prowadzony jest w 3 różnych zakresach:

- termicznego przekształcania odpadów;
- składowania odpadów;
- prowadzenia obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych.

Egzamin przeprowadza specjalnie do tego celu wyznaczona przez marszałka województwa komisja egzaminacyjna składająca się z osób posiadających wykształcenie wyższe z zakresu nauk

biologicznych, chemicznych, prawa, ochrony środowiska, inżynierii środowiska, inżynierii chemicznej lub technologii chemicznej. Za przeprowadzenie egzaminu w zakresie gospodarowania odpadami pobiera się opłatę w wysokości 34% przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze zarządzania odpadami. W przypadku negatywnego wyniku egzaminu osoba ubiegająca się o świadectwo kwalifikacji w zakresie zagospodarowania odpadami może ponownie przystąpić do egzaminu po upływie 6 miesięcy od podjęcia poprzedniej próby.

W ramach przygotowania do egzaminu organizowane są specjalne kilkudniowe kursy obejmujące swym zakresem zagadnienia, które niezbędne są to uzyskania pozytywnego wyniku z egzaminu państwowego. Zakres kursu pozwala m.in. zrozumieć niejasności prawne oraz uzyskać porady co do możliwości ich rozwiązania. W ramach kursu przeprowadzane są również egzaminy próbne, które następnie są rzetelnie omawiane z osobami uczestniczącymi w kursie przez osoby prowadzące.

Wymagania w zakresie magazynowania odpadów

Zgodnie z wymaganiami zawartymi m.in. w Ustawie z dnia 14 grudnia 2012 r. *o odpadach*, magazyn odpadów powinien zostać wyposażony w wizyjny system kontroli. Szczegółowe wytyczne dotyczące systemu monitoringu zawarte zostały w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 29 sierpnia 2019 r. w *sprawie wizyjnego systemu kontroli miejsca magazynowania oraz składowania odpadów*. Według rozporządzenia system kontroli musi zostać wykonany w sposób umożliwiający przechowywanie zapisów monitoringu przez minimum jeden miesiąc oraz zapewniający dostęp do danych dla wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska. Zgodnie z wyżej wymienionym rozporządzeniem system kontroli w przypadku magazynowania lub składowania odpadów w zbiornikach (silosach), które nie są przystosowane do przebywania w nich ludzi powinien obejmować:

- powierzchnię w promieniu 5 m od wlotu do zbiornika lub wylotu ze zbiornika, liczonych od wlotu do zbiornika lub wylotu ze zbiornika,
- drogi dojazdowe znajdujące się w miejscu magazynowania lub składowania odpadów, do odległości 15 m od zbiornika.

Parametry techniczne urządzeń systemu kontroli muszą spełniać co najmniej wymagania zawarte w normie PN-EN 62676-4. Zaleca się także zastosowanie laserowych lub termowizyjnych technologii wczesnej detekcji zagrożeń pożarowych lub automatycznego powiadamiania jednostki przeciwpożarowej.

Lokalizacja odpadów w miejscu magazynowania musi zostać odpowiednio oznakowana. Wytyczne w tym zakresie wprowadza Rozporządzenie Ministra Środowiska w *sprawie szczególnych wymagań dla magazynowania odpadów*, które weszło w życie 11 września 2020 r. Oznakowanie zawierać musi co najmniej wskazanie kodów magazynowanych odpadów, zgodnie z przepisami zawartymi w *Ustawie z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach*. Kody odpadów muszą być naniesione cyframi koloru czarnego o wysokości minimum 20 mm i szerokości linii minimum 3 mm. Oznakowanie musi zostać umieszczone w widocznym miejscu w sposób zapewniający odczytanie kodu o każdej porze dnia. Powinno być także odporne na działanie warunków atmosferycznych. Magazyn powinien zostać wykonany w sposób zapewniający

zabezpieczenie przed rozprzestrzenianiem się odpadów poza wyznaczone miejsce magazynowania oraz wpływem czynników atmosferycznych, w sposób ograniczający do minimum wpływ tych czynników na odpady.

Emisje do powietrza dla spalarni odpadów

Standardy emisyjne dotyczące spalarni oraz współspalarni odpadów zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 września 2020 roku *w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów*. Zgodnie z ww. Rozporządzeniem standardy emisyjne dla instalacji i urządzeń spalania odpadów określa załącznik numer 7: „Standardy emisyjne dla instalacji i urządzeń spalania odpadów, dla instalacji i urządzeń współspalania odpadów, w przypadku gdy moc cieplna ze spalania odpadów niebezpiecznych przekracza 40% nominalnej mocy cieplnej instalacji albo urządzenia, dla instalacji i urządzeń współspalania odpadów, w przypadku gdy współspalanie odpadów odbywa się w taki sposób, że głównym celem instalacji albo urządzenia nie jest wytwarzanie energii lub innych produktów, ale termiczne przekształcanie odpadów, oraz dla instalacji i urządzeń współspalania odpadów, w przypadku współspalania niepoddanych przeróbce zmieszanych odpadów komunalnych, z wyjątkiem odpadów innych niż niebezpieczne określonych w przepisach o wydanych na podstawie art. 4 ust. 3 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. z 2020 r. poz. 797 i 875), jako odpady o kodach 20 01 i 20 02” przedstawiono w tabeli 4.1.2.

Tabela 4.1.2 Standardy emisyjne dla instalacji i urządzeń spalania odpadów

Lp.	Nazwa substancji	Standardy emisyjne w mg/m ³ _v (dla dioksyn i furanów w ng/m ³ _v), przy zawartości 11% tlenu w gazach odlotowych ^{1), 2), 3)}		
		średnie dobowe	średnie trzydziestominutowe A	B
1	pył	10	30	10
2	substancje organiczne w postaci gazów i par wyrażone jako całkowity węgiel organiczny	10	20	10
3	chlorowodór	10	60	10
4	fluorowodór	1	4	2
5	dwutlenek siarki	50	200	50
6	tlenek węgla ⁴⁾	50	100 ⁴⁾	150 ⁵⁾
7	tlenki azotu dla nowych instalacji i nowych urządzeń	200	400	200
8	metale ciężkie i ich związki wyrażone jako metal:	średnie z próby o czasie trwania od 30 minut do 8 godzin		
	kadm + tal	0,05		
	rtęć	0,5		

Lp.	Nazwa substancji	Standardy emisyjne w mg/m ³ _u (dla dioksyn i furanów w ng/ m ³ _u), przy zawartości 11% tlenu w gazach odlotowych ^{1), 2), 3)}		
		średnie dobowe	średnie trzydziestominutowe	
			A	B
	antymon + arsen + ołów + chrom + kobalt + miedź + mangan + nikiel + wanad	0,5		
9	dioksyne i furany	średnia z próby o czasie trwania od 6 godzin do 8 godzin		
		0,1 ⁶⁾		

A – średnie trzydziestominutowe wartości stężeń nie przekraczają wartości a standardów emisyjnych

B – 97% średnich trzydziestominutowych wartości stężeń nie przekracza wartości B standardów emisyjnych

- 1) W przypadku gdy odpady są spalane w powietrzu wzbogacanym w tlen, zawartość tlenu w gazach odlotowych może być wyższa, jeżeli jest ona określona w pozwoleniu na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza albo w pozwoleniu zintegrowanym, przy uwzględnieniu szczególnych warunków prowadzenia procesu spalania odpadów.
- 2) W przypadku instalacji spalania odpadów niebezpiecznych, z której gazy odlotowe są wprowadzane do powietrza za pośrednictwem urządzeń ochronnych ograniczających emisję, normalizacja w odniesieniu do zawartości tlenu jest wykonywana tylko wtedy, gdy wynik pomiaru zawartości tlenu prowadzonego w czasie pomiaru wielkości emisji przekracza standardową zawartość tlenu.
- 3) Przy spalaniu olejów odpadowych standardy emisyjne są określone przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych.
- 4) Standard emisyjny tlenku węgla dla instalacji spalania odpadów, w których zastosowano technologię złoża fluidalnego, wynosi 100 mg/m³ jako wartość średnia jednogodzinna.
- 5) Wartość średnia dziesięciominutowa.
- 6) Jako suma iloczynów stężeń dioksyn i furanów w gazach odlotowych oraz ich współczynników równoważności toksycznej.

Zgodnie z Prawem ochrony środowiska, pozwolenie zintegrowane dla instalacji powinno być również zgodne z granicznymi wielkościami emisyjnymi. Zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 4a ustawy *Prawo ochrony środowiska* są to „najwyższe z określonych w konkluzjach BAT wielkości emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami, uzyskiwane w normalnych warunkach eksploatacji z wykorzystaniem najlepszej dostępnej techniki lub kombinacji najlepszych dostępnych technik”.

Oprócz standardów emisyjnych określonych w Rozporządzeniu, instalację będzie więc obowiązywać również Decyzja wykonawcza komisji (UE) 2019/2020 z dnia 12 listopada 2019 r. *ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w odniesieniu do spalania odpadów*. Określone zostały w niej między innymi dopuszczalne poziomy emisji dla spalarni odpadów o wydajności większej niż 3 tony

na godzinę. Wspomniane poziomy emisji do powietrza powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AELs) zestawiono w tabeli 4.1.3.

Tabela 4.1.3 Poziomy emisji powiązane z BAT dla emisji zorganizowanych do powietrza ze spalania odpadów

Lp.	Nazwa substancji	Poziom emisji powiązany z BAT	Jednostka	Okres uśredniania
1	pył	<2-5	mg/Nm ³	Średnia dobową
2	kadm + tal	5-20	µg/Nm ³	Średnia w okresie próbkowania
3	antymon + arsen + ołów + chrom + kobalt + miedź + mangan + nikiel + wanad	0,01-0,3	mg/Nm ³	Średnia w okresie próbkowania
4	chlorowodór	<2-6	mg/Nm ³	Średnia dobową
5	fluorowodór	<1	mg/Nm ³	Średnia dobową lub średnia w okresie próbkowania
6	dwutlenek siarki	5-30	mg/Nm ³	Średnia dobową
7	tlenki azotu	50-120	mg/Nm ³	Średnia dobową
8	tlenek węgla	10-50	mg/Nm ³	Średnia dobową
9	amoniak	2-10	mg/Nm ³	Średnia dobową
10	całkowite lotne związki organiczne	<3-10	mg/Nm ³	Średnia dobową
11	Polichlorowane dibenzo-p-dioksyny i -furany. (PCDD/F) ⁽³⁾	<0,01-0,04	ng/Nm ³	Średnia w okresie próbkowania
		<0,01-0,06	ng/Nm ³	Długotrwały okres próbkowania ⁽⁴⁾
12	Polichlorowane dibenzo-p-dioksyny i -furany + polichlorowane bifenyle (PCDD/F + dioksynopodobne PCB) ⁽¹⁾	<0,01-0,06	ng/Nm ³	Średnia w okresie próbkowania
		<0,01-0,08	ng/Nm ³	Długotrwały okres próbkowania ⁽⁴⁾
13	Rtęć ⁽⁵⁾	<5-20	µg/Nm ³	Średnia w okresie próbkowania
		<1-10	µg/Nm ³	Długotrwały okres próbkowania

Dopuszczalne poziomy emisji powiązane z BAT określone są dla gazów odlotowych o temperaturze 273,15 K, ciśnieniu 101,3 kPa oraz mierzonych przy referencyjnym poziomie tlenu wynoszącym 11% objętościowo w suchym gazie. Do konwersji stężenia emisji w stanie referencyjnym oraz stanie rzeczywistym zmierzonym wykorzystuje się poniższą zależność (4.1).

$$E_R = \frac{21 - O_R}{21 - O_Z} \cdot E_Z \quad (4.1)$$

gdzie:

E_R	-	Stężenie emisji przy poziomie tlenu referencyjnym,
O_R	-	Referencyjny poziom tlenu, % obj.
E_Z	-	Stężenie emisji rzeczywiste (pomiarowe),
O_Z	-	Rzeczywisty (pomiarowy) poziom tlenu, % obj.

W porównaniu do wymogów zawartych w Rozporządzeniu Ministra Środowiska, nowe konkluzje BAT wskazują dodatkowo na konieczność ciągłego monitorowania poziomu emisji Hg oraz NH₃ do powietrza.

Kwalifikowanie części energii odzyskanej z odpadów jako energii odnawialnej

Na potrzeby udziału w aukcjach OZE możliwe jest zaklasyfikowanie części energii wytworzonej w instalacji termicznego przekształcania odpadów jako energii wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która podlega mechanizmowi wsparcia w postaci aukcji OZE. Zasady klasyfikacji energii określa Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. *w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów*.

Wedle jej brzmienia jako energia wytworzona w OZE kwalifikowana jest część energii odpowiadająca udziałowi energii chemicznej frakcji biodegradowalnej w całkowitej energii chemicznej paliw dostarczonych do procesu termicznego przekształcania. Wymogiem do kwalifikacji jest:

- Prowadzenie dokumentacji dotyczącej ilości wytwarzanej energii elektrycznej lub ciepła;
- Prowadzenie pomiarów oraz badań właściwości fizykochemicznych paliw;
- Prowadzenie dokumentacji dotyczącej wyników badań właściwości fizykochemicznych paliw;
- Prowadzenie procesu termicznego przekształcania odpadów zgodnie z odnoszącymi się do niego przepisami oraz zachowaniem dopuszczalnych poziomów emisji do powietrza.

W przypadku termicznego przekształcania więcej niż jednego rodzaju odpadu oraz towarzyszącego mu paliwa wspomagającego, możliwe jest wyznaczenie udziału OZE zgodnie z zależnością (4.2).

$$E_{OZE} = \frac{\sum_i^n M_{fBOi} \cdot q_{fBOi} + \sum_j^m R_{Oj} \cdot M_{ORj} \cdot q_{ORj}}{\sum_k^o M_{Kk} \cdot q_{Kk} + \sum_i^n M_{Oi} \cdot q_{Oi} + \sum_j^m M_{ORj} \cdot q_{ORj}} \cdot E \quad (4.2)$$

gdzie:

- E_{OZE} - ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych z odnawialnych źródeł energii, MWh lub GJ;
- M_{fBOi} - masa frakcji biodegradowalnych zawartych w odpadach przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczanie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań, Mg;
- q_{fBOi} - wartość opałowa (w stanie roboczym) frakcji biodegradowalnych odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczanie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań, MJ/Mg;
- Ro_j - udział ryczałtowy (0-1) dla odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych;
- M_{ORj} - masa całkowita odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych;
- M_{Kk} - masa paliwa innego niż odpady zawierające frakcje biodegradowalne, przekształconego termicznie w instalacji termicznego przekształcania odpadów, Mg;
- q_{Kk} - wartość opałowa (w stanie roboczym) paliwa innego niż odpady zawierające frakcje biodegradowalne, przekształconego termicznie w instalacji termicznego przekształcania odpadów, MJ/Mg;
- M_{Oi} - wartość opałowa (w stanie roboczym) paliwa innego niż odpady zawierające frakcje biodegradowalne, przekształconego termicznie w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w MJ/Mg;
- q_{Oi} - wartość opałowa (w stanie roboczym) odpadów, dla których przyjęto oznaczanie udziału frakcji biodegradowalnych metodą badań, MJ/Mg;
- E - ilość energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w instalacji termicznego przekształcania odpadów, MWh lub GJ.

Przy czym:

$$M_{fBOi} = M_{Oi} \cdot Y_{BOi} \quad (4.3)$$

gdzie:

Y_{BOi} - udział frakcji biodegradowalnych określonych na podstawie badań.

Aby skorzystać ze wsparcia dla OZE, część instalacji wytwarzająca energię kwalifikowaną jako odnawialną, powinna posiadać osobny układ wyprowadzenia mocy.

Efektywność energetyczna

Zgodnie z Załącznikiem 1 do Ustawy o odpadach z dnia 14 grudnia 2012 r. nowa spalarnia odpadów komunalnych (które otrzymały zezwolenie po dniu 31 grudnia 2008 r.) może prowadzić proces R1, jeżeli osiągnięty jest wskaźnik efektywności energetycznej na poziomie nie mniejszym niż 0,65. Efektywność energetyczna wyznaczona jest za pomocą zależności 4.4.

$$\text{Efektywność energetyczna} = \frac{(E_p - (E_f + E_i))}{0,97 \cdot (E_w + E_f)} \quad (4.4)$$

gdzie:

E_p – ilość energii produkowanej rocznie jako energia cieplna lub elektryczna; oblicza się ją przez pomnożenie ilości energii elektrycznej przez 2,6, a energii cieplnej wyprodukowanej w celach komercyjnych przez 1,1 (GJ/rok);

E_f – ilość energii wprowadzanej rocznie do systemu, pochodzącej ze spalania paliw biorących udział w wytwarzaniu pary (GJ/rok);

E_w – roczna ilość energii zawartej w przetwarzanych odpadach, obliczanej przy zastosowaniu dolnej wartości opałowej odpadów (GJ/rok);

E_i – roczna ilość energii wprowadzanej z zewnątrz z wyłączeniem E_w i E_f (GJ/rok);

0,97 – współczynnik uwzględniający straty energii przez popiół denny i promieniowanie.

Zgodnie z dokumentem referencyjnym dotyczącym najlepszych dostępnych technik dla termicznego przekształcania odpadów należy wynik otrzymany z powyższej zależności przemnożyć o współczynnik związany z klimatem (CCF). W przypadku instalacji, które otrzymały zezwolenie po dniu 31 sierpnia 2015 r. współczynnik ten wyznacza się następująco:

- CCF = 1, jeżeli HDD $\geq 3\,350$;
- CCF = 1,12, jeżeli HDD $\leq 2\,150$;
- CCF = $-(0,12/1200) \cdot \text{HDD} + 1,335$, kiedy $2\,150 < \text{HDD} < 3\,350$.

Wartość HDD (stopniodnie grzania) oznacza średnią wartości rocznych HDD dla lokalizacji obiektów przekształcania termicznego z 20 kolejnych lat przed rokiem, za który oblicza się CCF. Dla niniejszej lokalizacji HDD przyjęto na poziomie 2923.

4.2 Analiza systemów wsparcia

Dostarczanie ciepła jest działalnością przynoszącą przychód. Ceny usług są regulowane. Kalkulacja kosztów uzasadniająca ustalenie cen obejmuje amortyzację i koszty finansowe. W kosztach tych muszą być uwzględnione także koszty uzasadnionych i dających w końcowym rozrachunku pewność działania i zmniejszających koszty eksploatacji inwestycji w nowe oraz modernizowane źródła ciepła. Po zakończeniu inwestycji przedsiębiorstwo będzie mogło podnieść cenę, żeby spłacić zadłużenie wraz z odsetkami. Okres spłaty zadłużenia można dopasować do czasu życia finansowanych aktywów, na przykład 20 lat.

Cena wzrośnie, co jest ważnym bodźcem ekonomicznym, zaś po stronie odbiorców pojawi się motywacja do oszczędzania energii. Termomodernizacja stanie się bardziej opłacalna. Jej realizacja przyniesie odbiorcom korzyści finansowe, ale przyniesie też efekt ekologiczny poprzez zmniejszenie zużycia ciepła, a w dalszej kolejności poprzez zmniejszenie emisji do powietrza. Ceny, które odzwierciedlają rzeczywiste koszty świadczenia usług, prowadzą do racjonalnego rachunku ekonomicznego.

Dobór instrumentów finansowych powinien być powiązany z ekonomiką inwestycji.

Istnieją liczne instrumenty wspierające transformację energetyczną, zarówno unijne jak i krajowe. W Polsce dostępne są rozwiązania, które wspierają efektywność energetyczną i odnawialne źródła energii. Program pożyczkowo-gwarancyjny może być sfinansowany z:

- Funduszu Modernizacyjnego,
- funduszy unijnych,
- NFOŚiGW,
- Europejskiego Banku Inwestycyjnego,
- Funduszy Norweskich.

W opracowaniu omówiono aktualnie dostępne formy finansowania inwestycji w nowe i modernizowane źródła ciepła. Niemniej patrząc na skalę i ambitność celów klimatycznych oraz działań nakierowanych na poprawę efektywności należy w niedalekiej przyszłości spodziewać się kolejnych programów wsparcia.

4.2.1 Kierunki rozwoju

Przyszłość małych i średnich systemów ciepłowniczych zależy od tego, czy poprzez modernizację zmienia status prawny z nieefektywnych na efektywne. Jest to warunek konieczny uzyskania pomocy publicznej na inwestycje lub działalność operacyjną. Niska emisyjność CO₂ w przeliczeniu na jednostkę ciepła jest istotnym kryterium konkurencyjności ciepła systemowego (sieciowego) względem innych nośników ciepła. Im niższe emisje CO₂, tym łatwiej przedsiębiorstwu ciepłowniczemu przyłączyć nowo budowane lub modernizowane obiekty do sieci. Aktualnie w Polsce funkcjonują następujące systemy wsparcia:

- **Fundusz Termomodernizacji i Remontów** (zarządzany przez Bank Gospodarstwa Krajowego) oferuje wsparcie finansowe w postaci niskoprocentowanych pożyczek. Przez wiele lat od jego powołania w 1999 r. Fundusz stanowił jedyny sposób uzyskania wsparcia na przedsięwzięcia termomodernizacyjne. Środki Funduszu pochodzą z budżetu państwa i od początku istnienia został zasilony kwotą 2,7 mld zł. Oszczędności kosztów energii wynikające ze zrealizowanych przedsięwzięć wyniosły ponad 1 mld zł. W związku z unijną falą renowacji, to właśnie tego typu instrument może stanowić gotowy sposób na szybką absorpcję unijnych środków.
- **Program Czyste Powietrze**. Jego celem jest likwidacja smogu, a ponieważ w Polsce główną przyczyną zanieczyszczenia powietrza są spaliny emitowane przez kotły i piece na paliwa stałe w gospodarstwach domowych, wspiera wymianę źródeł ciepła. Z założenia ma także wspierać poprawę efektywności energetycznej, rozwój lokalnych odnawialnych źródeł energii, ograniczyć zanieczyszczenie powietrza i pomóc w walce z ubóstwem energetycznym.
- **Program Mój Prąd**. To program dotacyjny wspierający rozwój energetyki odnawialnej. Celem programu jest zwiększenie możliwości produkcji energii elektrycznej z mikroinstalacji fotowoltaicznych w Polsce. Całkowita dostępna kwota dotacji wynosi do 235 mln EUR, finansowanych z wpływów Polski z ETS (System handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych UE). Program będzie działał do wyczerpania środków lub najpóźniej do 2025 roku. Pieniądze pozwolą na dofinansowanie do 200 000 instalacji, które

mogą wygenerować ok. 1 TWh zielonej energii rocznie (wszystkie gospodarstwa domowe w Polsce konsumują ok. 30 TWh). Podobnie jak Czyste Powietrze program ten może służyć do zagospodarowania i dystrybucji środków unijnych.

- **Ciepłownictwo powiatowe** (program zakończył się w 2021 r., ale nie jest wykluczone, że powróci w nowej formie). Jego celem było zmniejszenie negatywnego oddziaływania przedsiębiorstw ciepłowniczych na środowisko, w tym poprawa jakości powietrza, poprzez wsparcie przedsięwzięć inwestycyjnych, które miały w efekcie doprowadzić do zmniejszenia zużycia pierwotnych surowców i energii oraz dać ograniczenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery. Preferowane były rozwiązania kogeneracyjne, a wynikiem modernizacji miały być wymierne oszczędności.
- **Fundusz Transportu Niskoemisyjnego**. W 2018 roku Polska utworzyła nowy fundusz na rozwój infrastruktury i pojazdów napędzanych paliwami alternatywnymi. Fundusz jest finansowany z akcyzy i opłat emisyjnych nakładanych na producentów paliw. W związku z tym ma stabilne źródła finansowania na poziomie ok. 1 mld PLN rocznie. Wspiera zarówno zakup prywatnych pojazdów, lekkich samochodów dostawczych, jak i stacji ładowania. Koncentruje się silnie na paliwach alternatywnych i pojazdach niskoemisyjnych, w tym gazie ziemnym, nie tylko na samochodach elektrycznych.
- **FEnIKS** to praktycznie kontynuacja szerszego, wieloletniego, strategicznego projektu pn. „Czyste Powietrze”, często nazywana „Czyste Powietrze Plus”, na który składały się dwa wcześniejsze Programy Operacyjne Infrastruktura i Środowisko (POLiŚ) 2007-2013 i 2014-2020. Program jest przygotowywany do absorpcji środków zewnętrznych z Krajowego Planu Odbudowy (KPO) oraz programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027 (FEnIKS). Proponowane są wyższe niż wcześniej poziomy dofinansowania oraz nowe, dogodniejsze zasady wypłacania dotacji (prefinansowanie nawet do 79 tys. zł), których celem jest kompleksowa termomodernizacja budynków i usunięcie z trzech milionów domów jednorodzinnych tzw. kopciuchów, będących w Polsce główną przyczyną powstawania smogu. Priorytetem jest likwidacja w polskim społeczeństwie zjawiska ubóstwa energetycznego, a program przewiduje znacznie podwyższone kwoty dotacji dla najmniej zarabiających.

Wynikają one wprost z przyjętych przez Polskę, omówionych poniżej programów i strategii Unii Europejskiej.

4.2.1.1 „Zielony Ład”

Europejski Zielony Ład (EZŁ, ang. European Green Deal) to strategia rozwoju, która ma przekształcić Unię Europejską w obszar neutralny klimatycznie. Jest odpowiedzią na kryzys klimatyczny i silne procesy degradacji środowiska. Wedle ogólnych założeń Green Deal - Unia Europejska ma stać się społeczeństwem neutralnym klimatycznie, sprawiedliwym i dostatnim, z nowoczesną, zasobooszczędną i przyjazną środowisku gospodarką.

Za główny cel Unia Europejska postawiła sobie osiągnięcie do 2050 r. neutralności klimatycznej. Europejski Zielony Ład rozpoczyna nowy etap zielonej i cyfrowej transformacji i uruchamia jeszcze większe fundusze, nie tylko na lata 2021-27, ale planuje perspektywę do 2030 i 2050 roku.

Założeniem podstawowym Europejskiego Zielonego Ładu jest transformacja technologiczna i gospodarcza oraz zapobieżenie recesji wywołanej pandemią i stworzenie nowych trwałych miejsc pracy. To plan przejścia na czystą gospodarkę o obiegu zamkniętym, w której zostanie zmniejszony poziom zanieczyszczeń i utrzymana zostanie różnorodność biologiczna. Ważnym aspektem są kwestie społeczne – sprawiedliwa transformacja i zobowiązanie, by nikogo nie pozostawić samemu sobie. Zatem Europejski Zielony Ład znacznie wykracza poza obszar ekonomii, pokazując nową, społecznie i środowiskowo zrównoważoną wizję rozwoju.

W ramach Europejskiego Zielonego Ładu funkcjonuje Krajowy Plan Odbudowy, który określił priorytety dla MŚP (m. in.):

- odporność i konkurencyjność gospodarki – 18,6 mld zł:
 - Inwestycje dla przedsiębiorstw (mikro i MŚP) w produkty, usługi i kompetencje pracowników oraz kadry związane z wprowadzaniem "zielonych" rozwiązań,
 - Transformacja strukturalna w obszarach kluczowych dla rozwoju polskiej gospodarki – Przemysł 4.0, Gospodarka Obiegu Zamkniętego (Innowacje związane z zapobieganiem powstawania odpadów, tworzeniem rynku surowców wtórnych, wykorzystania odpadów jako surowców wtórnych, projektowania dla recyklingu, wydłużania życia produktów i obniżanie negatywnego oddziaływania na środowisko),
- zielona energia i zmniejszenie energochłonności – 28,6 mld zł:
 - Czyste powietrze: Inwestycje w źródła ciepła (chłodu) w systemach ciepłowniczych,
 - Wymiana źródeł ciepła i efektywność energetyczna budynków mieszkaniowych,
 - Termomodernizacja szkół,
 - Poprawa warunków dla rozwoju odnawialnych źródeł energii,
 - Instalacje OZE realizowane przez społeczności energetyczne (klastry energii, spółdzielnie energetyczne, zbiorowe porozumienia prosumentów oraz ewentualne przyszłe formy organizacyjne) – wsparcie doradcze, wsparcie inwestycyjne.

4.2.1.2 Fit for 55

Czyli „Gotowi na 55”. Jest to pakiet wniosków ustawodawczych mających zmienić i uaktualnić unijne przepisy oraz wprowadzić nowe inicjatywy, dzięki którym polityka UE będzie zgodna z celami klimatycznymi uzgodnionymi przez Radę i Parlament Europejski. W europejskim prawie o klimacie, będącym częścią europejskiego zielonego Ładu, UE wyznaczyła sobie wiążący cel: osiągnięcie do roku 2050 neutralności klimatycznej. Oznacza to, że w najbliższych dekadach emisje gazów cieplarnianych muszą znacznie zmaleć. Pośrednim krokiem ku neutralności klimatycznej ma być ambitniejszy cel polegający na obniżeniu emisji do 2030 roku o co najmniej 55%. W ramach tego programu przewiduje się także zwiększenie środków finansowych udostępnianych z funduszu modernizacyjnego i funduszu innowacyjnego.

4.2.1.3 Dyrektywa RED

Jest to Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych w kontekście Europejskiego Zielonego Ładu. Jej celem jest wspieranie odnawialnych form energii, gdyż stanowi ona istotny element pakietu środków koniecznych do redukcji emisji gazów cieplarnianych i wypełnienia unijnych zobowiązań klimatycznych (zmniejszenia emisji o co najmniej 40% do 2030 r.). Reguluje ona szczegółowo zasady dotyczące wsparcia finansowego na rzecz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz dotyczące prosumpcji takiej energii elektrycznej, wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w sektorze ogrzewania i chłodzenia oraz w sektorze transportu, gwarancji pochodzenia, procedur administracyjnych oraz informacji i szkoleń. Określa ona również kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych dla biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy.

Dyrektywa obecnie jest na etapie przygotowania. Do 2023 r. Komisja przeprowadzi ocenę możliwości jej wdrożenia. Ocena ta będzie zorientowana na analizę potrzeby zobowiązania państw członkowskich do częściowego otwarcia możliwości udziału w ich systemach wsparcia na rzecz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych dla producentów zlokalizowanych w innych państwach członkowskich, z myślą o osiągnięciu 5 % otwarcia tych systemów do 2025 r. i 10 % otwarcia tych systemów do 2030 r.

4.2.1.4 Rynek Mocy

Potrzeba zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w przyszłości była jednym z powodów przygotowania rozwiązań legislacyjnych, których głównym celem jest stworzenie zachęt inwestycyjnych do budowy nowych i modernizacji istniejących jednostek wytwórczych energii elektrycznej. Rozwiązania te mają również na celu aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na energię elektryczną. Dla realizacji tych celów powstał rynek mocy.

Wprowadzenie rynku mocy oznacza zmianę architektury rynku energii z rynku jednotowarowego, na rynek dwutowarowy, gdzie transakcjom kupna-sprzedaży będzie podlegać nie tylko wytworzona energia elektryczna, ale również moc dyspozycyjna netto, czyli gotowość do dostarczania energii do sieci.

Wybór jednostek rynku mocy, które za odpowiednim wynagrodzeniem będą oferować nową usługę, zostanie dokonany w wyniku aukcji typu holenderskiego tj. aukcji składających się z wielu rund z ceną malejącą. Jednostki rynku mocy, które zostaną dopuszczone do udziału w aukcji, po pozytywnym zakończeniu procesu certyfikacji ogólnej, a następnie procesu certyfikacji do aukcji głównej, będą opuszczać aukcję, kiedy cena kolejnej rundy nie będzie już zapewniać ich oczekiwanego wynagrodzenia za moc. W efekcie, aukcje będą wygrywać najtańsze oferty przy zachowaniu neutralności technologicznej.

Obowiązki mocowe ukształtowane w wyniku aukcji będą mogły podlegać dalszemu obrotowi na rynku wtórnym.

Płatności za spełnienie obowiązku mocowego stanowią pomoc publiczną, której zasadność została zatwierdzona przez Komisję Europejską.

4.2.1.5 KPGO 2028 oraz Ocena luki inwestycyjnej

Zgodnie z art. 35 ust. 9 *Ustawy z dnia 14 grudnia 2012 o odpadach* warunkiem dopuszczalności finansowania budowy, rozbudowy lub modernizacji instalacji przeznaczonych do przetwarzania odpadów komunalnych ze środków Unii Europejskiej lub funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej jest ich ujęcie w planie inwestycyjnym, o którym mowa w art. 35a; warunek ten nie dotyczy instalacji do recyklingu odpadów. Dlatego chcąc się ubiegać o wsparcie finansowe na budowę instalacji termicznego przekształcania odpadów lub biogazowni dla bioodpadów, należy wystąpić do Marszałka Województwa Mazowieckiego z wnioskiem o wpisanie do Planu Inwestycyjnego. Nie oznacza to jednak, że każda, ujęta w planie inwestycyjnym inwestycja otrzyma wsparcie finansowe.

W ramach niniejszego rozdziału dokonano analizy dwóch strategicznych dokumentów dotyczących gospodarki odpadami:

- *Ocena luki inwestycyjnej (potrzeb inwestycyjnych) w kraju w zakresie zapobiegania powstawaniu odpadów oraz gospodarowania odpadami w związku z nową unijną perspektywą finansową 2021-2027 oraz informacje o źródłach dochodów dostępnych w celu pokrycia kosztów eksploatacji i utrzymania infrastruktury zagospodarowania odpadów,*
- *Projekt Krajowego Planu Gospodarki Odpadami 2028 (KPGO 2028).*

W przypadku pierwszego z dokumentów w rozdziale 7 zawarto *Podsumowanie oszacowania zapotrzebowania na inwestycje w zakresie wszystkich przedsięwzięć*. Zestawienie potrzeb wraz z nakładami inwestycyjnymi, które zawarto w niniejszym rozdziale przedstawiono w rozdziale 4.2.1.

Tabela 4.2.1 Rodzaje technologii stosowanych do redukcji NO_x, SO₂ i pyłów

Rodzaj odpadu	Rodzaj inwestycji	Wymagane nakłady w mld na lata	
		2020-2028	2029-2034
Odpady zbierane selektywnie	Budowa nowych i modernizacja części istniejących PSZOKów przyjmujących rzeczy używane przeznaczone do ponownego użycia oraz punktów napraw	4,00	0,40
Odpady zbierane selektywnie	Budowa nowych instalacji do sortowania zautomatyzowanego (doczyszczania) selektywnie zebranych odpadów papieru, tworzyw sztucznych, odpadów wielomateriałowych, metali	4,95	0,93
Bioodpady	Budowa nowych instalacji do przetwarzania bioodpadów w procesach tlenowych i beztlenowych (recykling organiczny)	4,30	0,96
Odpady szkła	Instalacje do uzdatniania stłuczki szklanej przed przekazaniem do recyklingu	0,225	0,075

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Rodzaj odpadu	Rodzaj inwestycji	Wymagane nakłady w mld na lata	
		2020-2028	2029-2034
Odpady papieru i tektury	Budowa instalacji recyklingu	1,70	2,60
Odpady tworzyw sztucznych	Budowa instalacji recyklingu	3,44	0,86
Odpady metali nie-żelaznych	Separatory metali nieżelaznych w sortowniach	0,11	0,01
Razem		18,725	5,835

Pominięcie w niniejszej tabeli instalacji do termicznego przekształcania odpadów wydaje się nieprzypadkowe zważywszy na zapisy w KPGO 2028. „W przypadku utrzymania się w najbliższych latach obecnego poziomu współspalania odpadów w cementowniach, do realizacji pozostają instalacje o łącznej wydajności ok. 1 mln Mg/rok. Należy jednakże pamiętać, że w przypadku dalszej znaczącej poprawy selektywnego zbierania odpadów oraz zwiększenia potencjału rynku recyklingu oraz zmian wprowadzanych w związku z systemem kaucyjnym (...). Udział procentowy zagospodarowania odpadów pochodzących z przetwarzania odpadów komunalnych w procesach termicznego przekształcania odpadów będzie zmienny w czasie i w przypadku zwiększania poziomów recyklingu będzie ulegał obniżeniu.”

Oznacza to, że inwestycje związane z budową spalarni odpadów mogą nie być objęte żadnymi programami wsparcia w przyszłości. W związku z powyższym istnieje wysokie ryzyko konieczności finansowania budowy przyszłych instalacji termicznych ze środków własnych lub komercyjnych kredytów, bez możliwości umorzenia części kredytu.

Na przeciwnym biegunie mogą być natomiast biogazownie na bioodpady. Tutaj możliwość otrzymania wsparcia jest znacznie większa. W projekcie KPGO 2028 zawarte zostały następujące konkluzje:

- „Polska posiada duży potencjał substratów do produkcji biogazu (głównie obornika, gnojowicy, pomiotu, a także słomy, zbóż, rzepaku, słomy kukurydziej, odpadów z przetwórstwa żywności, cukrowni, rzeźni, ubojni, mleczarni, gorzelni oraz przeterminowanej żywności). Potencjał produkcji biogazu szacuje się na ok. 13,5 mld m³ biogazu, czyli ok. 3,6 GW mocy elektrycznej (30,5 TWh energii elektrycznej rocznie). Analizując potencjał i liczbę biogazowni w Polsce i w Europie należy sądzić, że sektor ten powinien w najbliższym czasie podlegać gwałtownemu rozwojowi.”
- „Identyfikacja problemów: (...) zbyt mała liczba i wydajność biogazowni dla zagospodarowania bioodpadów.”

4.2.2 Przegląd aktualnych programów wsparcia inwestycyjnego i planów działania

4.2.2.1 Nowa energia

Nowa energia to program Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Celem programu jest podniesienie poziomu innowacyjności gospodarki poprzez wsparcie wdrożenia projektów w zakresie nowoczesnych technologii energetycznych, ukierunkowa-

nych na rozwój bezemisyjnej energetyki, bezemisyjnego przemysłu, jak również rozwiązań systemowych pozwalających na uzyskanie maksymalnej efektywności wytwarzania, zagospodarowania oraz wykorzystania energii.

Informacja o naborach wniosków na oferty finansowania w tym programie dostępne są na stronie www - <https://www.gov.pl/web/nfosigw/informacja-o-naborach-wnioskow-w-roku--2021>

Aktualnie trwa nabór wniosków na następujące programy wsparcia:

- **Dobra jakość powietrza** - Moje Ciepło (program priorytetowy finansowany ze środków zgromadzonych na rachunku Funduszu Modernizacyjnego) – nabór ciągły do 31.12.2026 r. (Nr PP 5.11),
- **Czyste powietrze** – Wojewódzkie FOŚiGW, nabór ciągły do 30.06.2027 r. (Nr PP 5.1),
- **Stop Smog** - nabór ciągły do 31.12.2024 r. (Nr PP 8.2.2),
- Liczne programy dotyczące zagospodarowania odpadów i zanieczyszczeń, np. Racjonalne gospodarowanie odpadami i ochrona ziemi, Racjonalna gospodarka odpadami, Wykorzystanie paliw alternatywnych na cele energetyczne – nabór ciągły do 30.12.2022 r. (Nr PP 2.1 część 3, dotacja i pożyczka).

4.2.2.2 Efektywny system ciepłowniczy

Środki na budowę nowych lub modernizację istniejących instalacji ciepłowniczych można pozyskać w ramach funduszu modernizacyjnego. Programem Priorytetowym w ramach środków z Funduszu Modernizacyjnego dla ciepłownictwa jest „Wykorzystanie paliw alternatywnych na cele energetyczne”:

Program dedykowany przedsiębiorcy w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców. Program i jego główne założenia:

- zmniejszenie presji gospodarki na środowisko naturalne oraz zwiększenie neutralności klimatycznej poprzez przekształcenie sektora energetycznego w kierunku redukcji emisji gazów cieplarnianych,
- poprawa efektywności energetycznej poprzez optymalizację gospodarki cieplnej i energetycznej z wykorzystaniem paliw alternatywnych zamiast konwencjonalnych, co przyczyni się do poprawy jakości powietrza i klimatu,
- wykorzystanie przetworzonych odpadów jako paliwa alternatywnego, które zmniejsza zużycie paliw naturalnych, zmniejszając ilość emisji do atmosfery gazów, które byłyby emitowane podczas spalania paliw konwencjonalnych. Przy rosnących cenach paliw pierwotnych energia pozyskiwana z odpadów jest bardzo atrakcyjną alternatywą dla ciepłownictwa i przemysłu.
- Wsparciem objęte zostaną następujące projekty: Budowa nowych, rozbudowa lub modernizacja istniejących instalacji termicznego przekształcania odpadów wytworzonych z odpadów komunalnych z wytwarzaniem energii w warunkach wysokosprawnej kogeneracji,
- Okres kwalifikowalności kosztów od 01.01.2021 r. do 31.12.2030 r.
- Formy dofinansowania – dotacja do 50% kosztów kwalifikowanych nie więcej niż 100 mln PLN, pożyczka do 100 % kosztów kwalifikowanych - 400 mln PLN,
- Budżet programu to 3 mld PLN,

Nabór wniosków trwa i jest planowany w terminie do 30.12.2022 r.

4.2.3 Aukcje OZE

Aukcje OZE są to przetargi ogłaszane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, dzięki którym możemy sprzedawać energię wygenerowaną przez nasze instalacje OZE.

Tego typu aukcje organizowane są co najmniej raz w roku – informacje na ten temat ogłaszane są nie później niż 30 dni przed ich rozpoczęciem. Ogłoszenia publikowane są w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki (BIP URE) i zamieszczane są w nich wszystkie niezbędne informacje na ich temat. Oznacza to, że każde ogłoszenie o przyszłej aukcji OZE mówi o jej typie oraz parametrach, które musi spełnić osoba, chcąc sprzedać wygenerowaną energię. Jak już wspomnieliśmy, aukcje OZE przeprowadzane są nie rzadziej niż raz do roku i tworzone są odrębnie dla wytwórców danego typu, przedziałów mocy oraz koszyka technologicznego. Ogłoszenie o aukcji OZE zawiera również informacje na temat maksymalnej ilości oraz wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana podczas danej aukcji.

4.2.4 Aukcje CHP

Aukcje CHP to instrument przeznaczony dla podmiotów zainteresowanych udziałem w naborze lub aukcji na premię kogeneracyjną (combined heat and power, CHP). Aukcje CHP organizuje i przeprowadza Urząd Regulacji Energetyki. Premia kogeneracyjna jest dopłatą do wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji przez wytwórcę w nowej lub znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW. Podjęcie decyzji inwestycyjnej (rozpoczęcie prac) może nastąpić dopiero po dniu wygrania aukcji i uzyskaniu wsparcia wyłącznie w postaci premii gwarantowanej. Tegoroczna (2022 r.) aukcja CHP nie została rozstrzygnięta ze względu na brak wniosków.

4.2.4.1 Wykup wierzytelności dla dłużnika BGK

Jest to oferta Banku Gospodarstwa Krajowego oferowana jako alternatywa dla klasycznej formy finansowania, która pozwala na rozterminowanie należności wynikających z realizacji kontraktów zawartych pomiędzy klientem (dłużnikiem) a jego kontrahentem (zbywcą wierzytelności). BGK wykupuje od zbywcy należności finansowe z tytułu dostarczonych towarów i usług lub wykonanych projektów inwestycyjnych ustalając jednocześnie dla dłużnika nowe, korzystniejsze terminy płatności. Korzyści:

- realizacja inwestycji w formule „Zbuduj i sfinansuj” bez konieczności przeprowadzania odrębnych postępowań przetargowych na realizację inwestycji i jej finansowanie,
- rozłożenie spłaty wierzytelności na dłuższy okres, dopasowany do możliwości finansowych dłużnika,
- jednoczesna realizacja większej liczby inwestycji,
- zawarcie umowy pomiędzy zbywcą wierzytelności a bankiem albo umowy wspólnej pomiędzy bankiem, zbywcą wierzytelności i dłużnikiem.

Wykup wierzytelności przez BGK to:

- finansowanie dostępne w walutach PLN, EUR lub USD,
- możliwość wykupu pojedynczych wierzytelności lub wielu wierzytelności jednego dłużnika w ramach przyznanego limitu,
- dopasowanie parametrów do indywidualnych potrzeb zbywcy i dłużnika,
- współpraca z polskim bankiem, którego misją jest wspieranie rozwoju społeczno-gospodarczego Polski.

Warunkiem udostępnienia produktu jest zawarcie przez BGK umowy o wykup wierzytelności i jest to uzależnione od spełnienia następujących warunków:

- posiadania przez Zbywcę i Dłużnika zdolności kredytowej,
- ustanowienia prawnego zabezpieczenia.

5

Przegląd stanu techniki

5.1 Kotły węglowe wodne

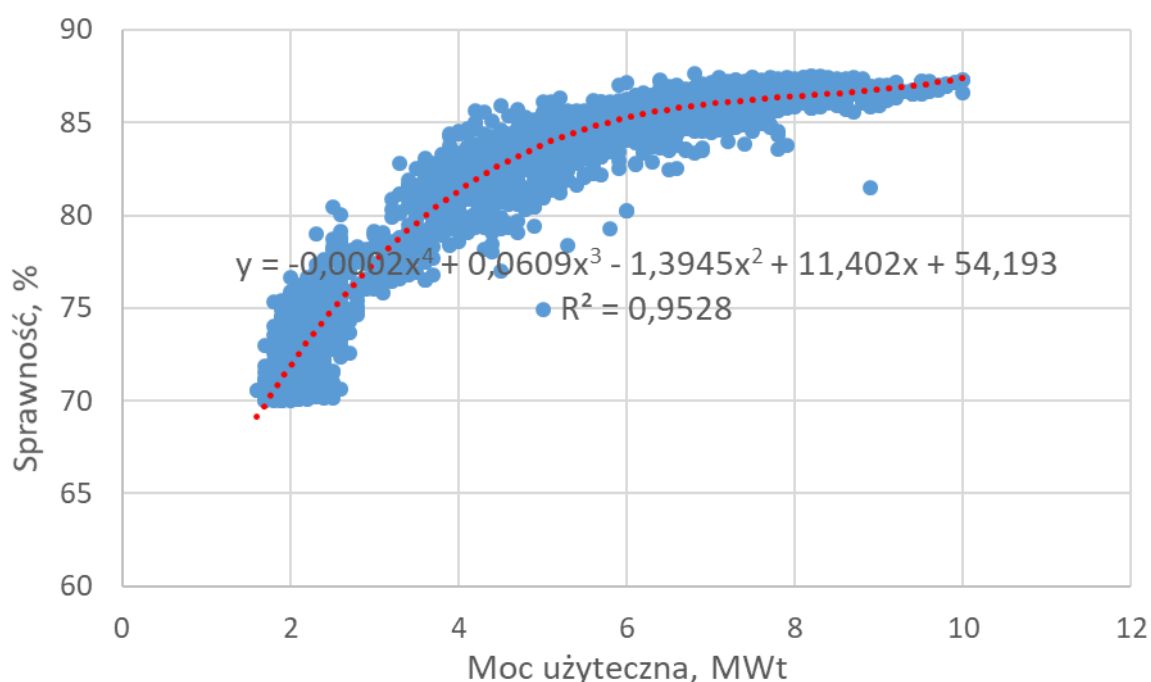
Tego typu urządzenia były najczęściej stosowanymi źródłami ciepła w małych i średnich miejskich systemach ciepłowniczych do roku 2000. Kotły wodne o mocy cieplnej od kilku do kilkudziesięciu megawatów były najczęściej budowane w technologii rusztowej. W przypadku kotłów węglowych wodnych jednostkami o większych mocach (niż kotły rusztowe) stosowane były także kotły pyłowe. Technologie tego typu są sprawdzone i bezpieczne w użytkowaniu. Głównym powodem, który wpływa na odchodzenie od wodnych kotłów węglowych jest wysoka emisyjność uciążliwych dla środowiska substancji powstających przy spalaniu węgla. W przypadku takich zanieczyszczeń jak tlenki azotu, tlenki siarki oraz pyły (np. PM 10, PM 2,5) istnieją dojrzałe technologie redukcji emisji tych związków. Technologie te zostały przedstawione w tabeli 5.1.1.

Tabela 5.1.1 Rodzaje technologii stosowanych do redukcji NO_x, SO₂ i pyłów

Redukcja NO _x	Redukcja SO ₂	Redukcja pyłów
Metody pierwotne: - stopniowanie ilości podawanego powietrza pierwotnego i wtórnego, - recyrkulacja spalin	Sucha metoda redukcji spalin (sodowa lub wapniowa)	Filtry workowe
SNCR (niekatalityczna redukcja tlenków azotu) - rzadko stosowana w tego typu kotłach z uwagi na niskie temperatury w kotle	Półsucha metoda oczyszczania spalin (wapniowa lub De-emis)	Elektrofiltry- rzadko stosowana w tego typu kotłach z uwagi na wysokie koszty implementacji
SCR (katalityczna redukcja tlenków azotu) - rzadko stosowana w tego typu kotłach z uwagi na wysokie koszty implementacji	Mokra metoda oczyszczania spalin - rzadko stosowana w tego typu kotłach z uwagi na wysokie koszty implementacji	

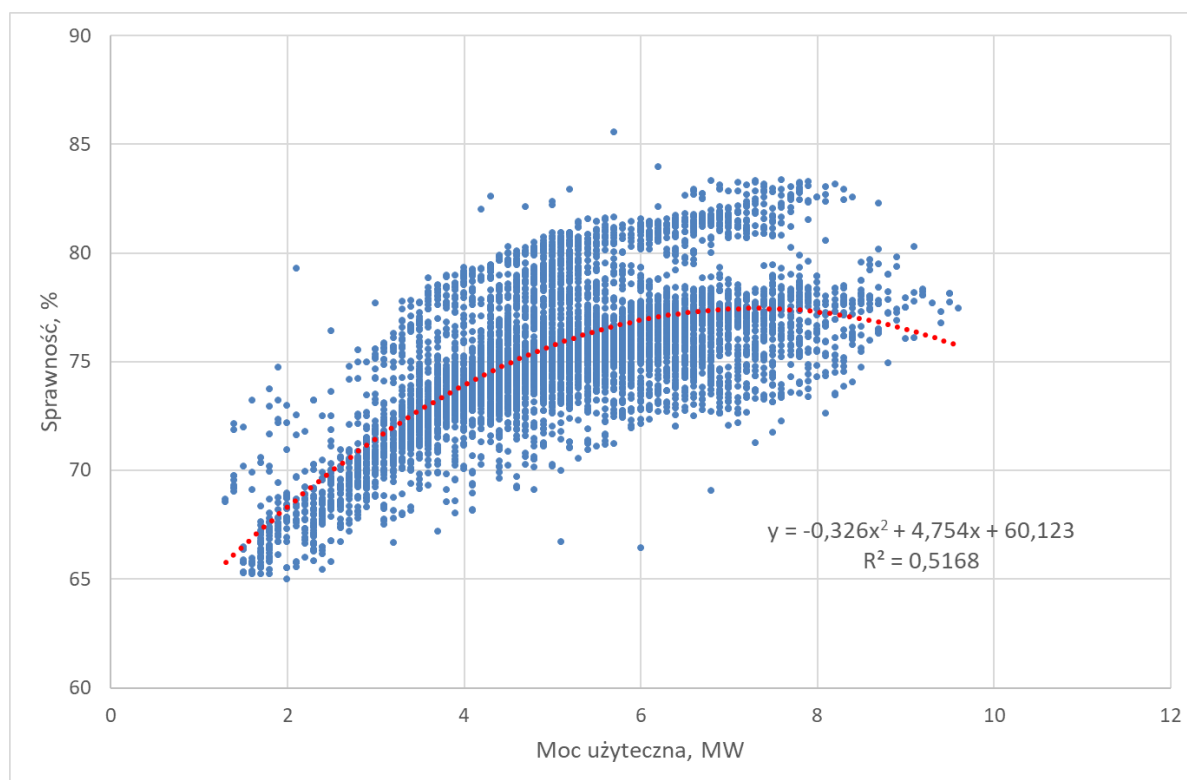
Należy jednak mieć na uwadze, że obecnie stosowane rozwiązania oczyszczające spaliny nie rozwiązują problemu wysokich emisji gazów cieplarnianych (CO₂). W świetle dążenia do neutralności klimatycznej budowa nowych i wykorzystywanie starych kotłów węglowych będzie ograniczana.

W chwili obecnej Zamawiający użytkuje trzy wodne kotły węglowe. Informacje o nich przedstawiono w rozdziale 3.1.1. W ramach rozdziału dokonano oceny sprawności niniejszych źródeł wytwórczych. Do wyznaczenia sprawności kotłów węglowych K1, K2 i K3 wykorzystano dane historyczne (od Zamawiającego) dotyczące temperatury spalin, koncentracji tlenu w spalinach, wartość opałową węgla, zawartość substancji mineralnych w węglu. Do obliczenia sprawności kotła wykorzystano uproszczoną¹ metodę pośrednią. Przyjęto jednocześnie następujące założenia: w przypadku kotłów K1 i K2 zawartość części palnych w żużlu i popiele wynosi 10%, a w przypadku kotła K3, który posiada ruszt narzutowy - 25%. W obliczeniach pominięto stratę niezupełnego spalania, która ma niewysoki udział w sumie strat cieplnych kotła. Na podstawie obliczeń wyznaczono charakterystyki sprawności kotłów w zależności od mocy wytwórczej. Zostały one przedstawione na rysunkach 5.1.1-5.1.3.

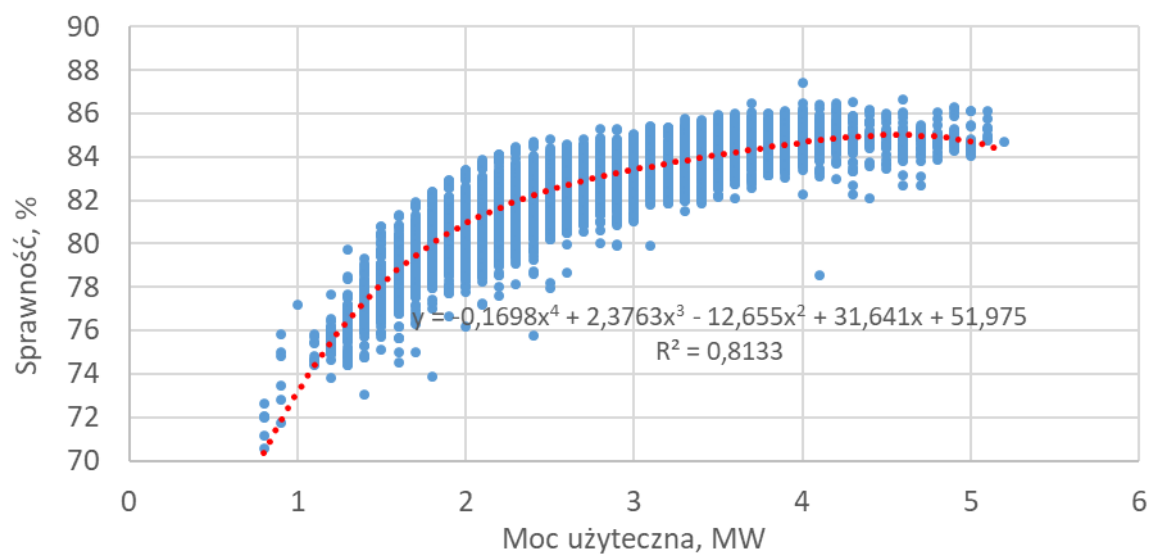


Rysunek 5.1.1 Zależność sprawności kotła K1 do mocy użytecznej

¹ http://www.itcmp.pwr.wroc.pl/~miernic/02dyd/download/instrukcje/14_badanie_kotla_parowego.pdf (10.12.2022 r.)

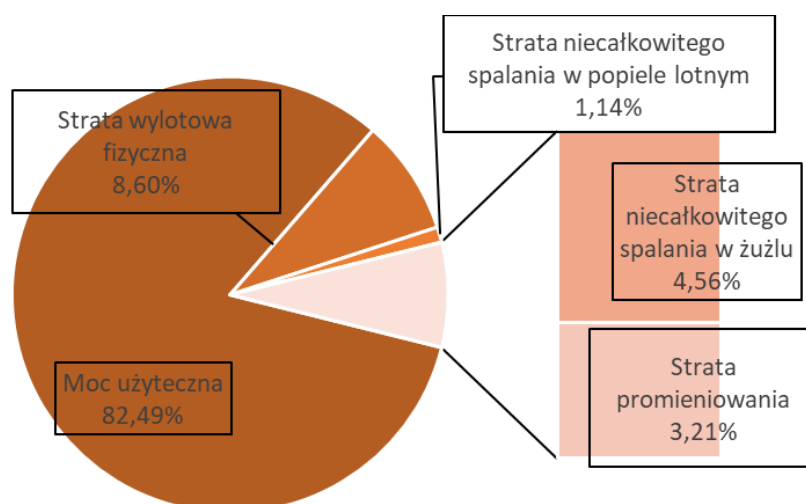


Rysunek 5.1.2 Zależność sprawności kotła K2 do mocy użytecznej



Rysunek 5.1.3 Zależność sprawności kotła K3 do mocy użytecznej

Na rysunku 5.1.4. dla kotła K1 (przykładowo) przedstawiono średniookresowy rozkład strat ciepłych.



Rysunek 5.1.4 Rozkład strat na przykładzie danych średniookresowych dla kotła K1

Z uwagi na fakt, iż użytkowane (przez Zamawiającego) źródła węglowe są w stanie pracować zgodnie ze standardami emisyjnymi, przynajmniej do końca 2029 roku, nie ma aktualnie konieczności przeprowadzenia gruntownych zmian w instalacjach analizowanych kotłów, a jedynie prace dotyczące utrzymania kotłów w co najmniej, obecnym stanie technicznym.

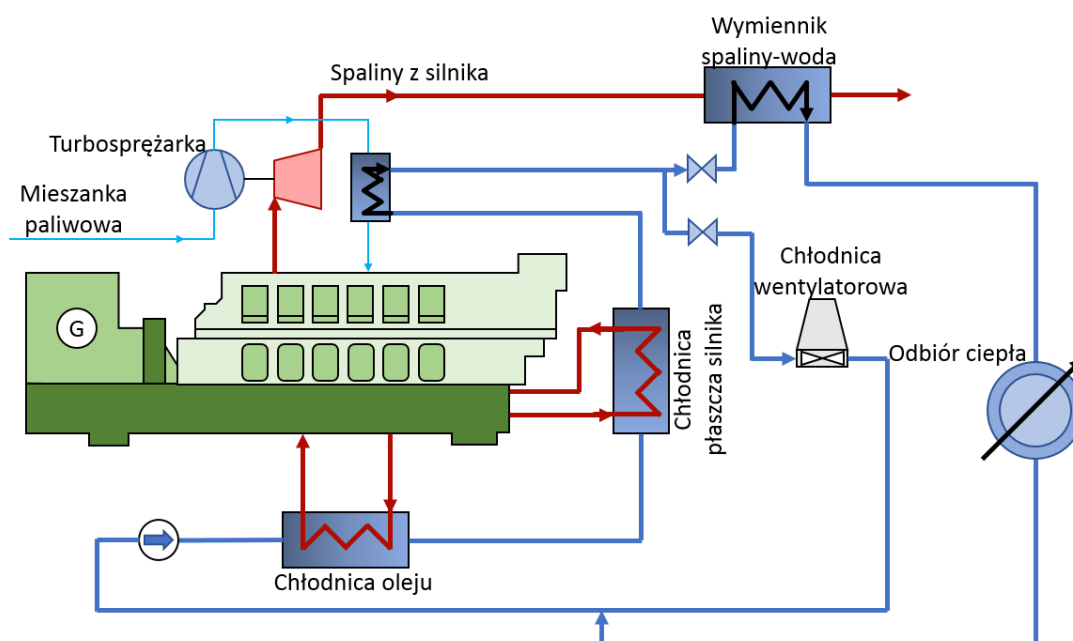
Jednakże z uwagi na zapis w Załączniku 1 Ustawy z dnia 15 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw, możliwe jest dokonanie zmian w mocach wytwórczych kotłów. W przypadku ograniczenia mocy kotłowni w paliwie, poniżej 20MW możliwe jest - w wyniku zredukowania kosztów zakupu uprawnień do emisji - ograniczenie kosztów jej działalności.

Przed podjęciem działań w kierunku zmniejszenia mocy kotłów węglowych typu WR5m konieczne jest uzgodnienie tych działań z lokalnym Urzędem Dozoru Technicznego, który będzie tak zmodernizowane kotły dopuszczał do eksploatacji. Uzyskanie wymaganej redukcji mocy może odbyć się dwiema drogami: przeprowadzenie modernizacji z uwzględnieniem zmniejszenia gabarytów kotła lub ingerencję wyłącznie w układy automatyki kotłowej. Sposobem tańszym i prostszym jest ingerencja wyłącznie w układ AKPiA. Należy jednak pamiętać, że dopuszczenia do pracy kotła po przeprowadzeniu zmian dokonuje pracownik Urzędu Dozoru Technicznego, który może nie dopuścić tak zmodernizowanego kotła do pracy. Każdą ingerencję należy poprzedzić analizą parametrów pracy kotła i systemu zabezpieczeń uwzględniając wymogi współpracujących urządzeń i instalacji w taki sposób, aby praca kotła z nowym obciążeniem nie stwarzała zagrożenia dla poprawnej pracy zakładu.

5.2 Silniki kogeneracyjne CHP

Jedną z zalet wytwarzania energii elektrycznej w silnikach kogeneracyjnych jest możliwość odzysku części ciepła odpadowego. Źródłem odpadowego ciepła niskotemperaturowego z silników jest płaszcz silnika oraz misa olejowa, a źródłem wysokotemperaturowym są spaliny, których temperatura osiąga 500°C. Sprawności elektryczne w zależności od wielkości i wydajności silnika (bez odzysku ciepła) wahają się od około 38% do 48%. Ciągły postęp w dziedzinie od-

zysku ciepła pozwala obecnie na osiąganie sprawności całkowitej układu na poziomie 90%. Silniki charakteryzują się ponadto możliwością szybkiego uruchomienia, a w pracy wyłącznie, w trybie produkcji energii elektrycznej stosowane są obiegi awaryjnego zrzutu ciepła, stanowiące niezależny i oddzielny układ chłodzenia. Jedną z wad stosowania układów CHP z silnikiem tłokowym jest wysoka współzależność mocy elektrycznej oraz ciepła (korelacja wielkościowa). Ponadto w układach CHP niemożliwe jest osiągnięcie wysokich parametrów ($> 100^{\circ}\text{C}$) czynnika grzewczego. W przypadku tradycyjnej sieci ciepłowniczej przy maksymalnym zapotrzebowaniu na ciepło koniecznym jest podgrzewanie ciepłej wody dodatkowym źródłem ciepła. Schemat układu kogeneracyjnego przedstawiono na rysunku 5.2.1.



Rysunek 5.2.1 Uproszczony schemat przykładowego układu kogeneracyjnego zasilanego gazem

Gazowe agregaty kogeneracyjne z powodzeniem stosowane są w elektrociepłowniach, w Polsce. Stosowane w elektrociepłowniach kogeneracyjne silniki gazowe charakteryzują się mocą elektryczną od kilkuset kilowatów do ok. 18 MW_e. Wybrane przykłady ich zastosowania przedstawiono w tabeli 5.2.2.

Tabela 5.2.1 Wybrane przykłady zastosowania gazowych silników tłokowych w Polsce

Lokalizacja	Producent agregatu/ów	Liczba zainstalowanych jednostek	Całkowita moc elektryczna, MWe	Całkowita moc cieplna, MWt
OPEC Gdańsk - Wejcherowo	Rolls-Royce	1	7,4	6,8
MPEC Leszno	Rolls-Royce	1	7,4	6,8
EC Rzeszów	Rolls-Royce	4	29,5	26
Ciepłownia Miejska Legionów	Caterpillar	3	6,0	6,0

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Lokalizacja	Producent agregatu/ów	Liczba zainstalowanych jednostek	Całkowita moc elektryczna, MWe	Całkowita moc cieplna, MWt
Ciepłownia Miejska nr 1 - Kutno	Caterpillar	3	6,0	6,0
EC Moczenica	Caterpillar	2	8,0	8,0
MEC Piła	Jenbacher	3	10,0	10,0
ZEC Białogard	Jenbacher	3	3,6	3,6
EC Zawidawie	Jenbacher	1	2,7	2,5
PEC Brodnica	Jenbacher	3	2,8	3,6

Poniżej przedstawiono zalety i wady oraz szanse i ryzyka omawianej technologii.

Tabela 5.2.2 Zalety, wady, szanse i ryzyka użytkowania silników gazowych

Zalety	Wady
Produkcja energii elektrycznej podczas produkcji ciepła.	Konieczność częstego serwisowania silników przez firmę zewnętrzną
Możliwość zastosowania różnego rodzaju paliwa: gaz LNG, biogaz, gaz sieciowy.	Wysokie ceny paliwa gazowego
Silniki mogą płynnie pracować przy zmiennych obciążeniach szybko reagując na zmiany w zapotrzebowaniu i szybko osiągać stan ustalony	Stosunkowo krótka żywotność silnika - do 60 000h (następnie konieczne jest przeprowadzenie remontu kapitalnego lub wymiana)
Brak konieczności magazynowania paliwa (w przypadku gazu ziemnego)	Możliwa konieczność dobudowy katalizatorów w celu ograniczenia emisji NO _x
Niska emisja zanieczyszczeń do atmosfery (brak pyłów i tlenków siarki) - brak konieczności budowy instalacji ochrony powietrza	Stosunkowo wysoki nakład inwestycyjny w przeliczeniu na 1 MW ciepła
Mniejsza emisja CO ₂	
Szanse	Ryzyka
Możliwy rozwój technologii pod kątem przyjmowania tzw. „zielonego wodoru” - wówczas byłoby to źródło OZE	Paliwo importowane- wysoka zmienność cen surowca
	Możliwe wysokie koszty napraw w razie wystąpienia dużych awarii

W przypadku silników mogących współpracować z siecią ciepłowniczą w Ostrowi Mazowieckiej rozpatrywane mogą być głównie urządzenia o mocy kilku megawatów. Z uwagi na wysokie koszty inwestycyjne w przeliczeniu na megawat ciepła, zalecana jest maksymalizacja czasu pracy agregatu w ciągu roku. W związku z tym, że zapotrzebowanie na ciepło w okresie letnim wynosi ok. 2 MW, należy rozpatrywać montaż urządzeń o odpowiedniej mocy. Urządzenia takie charakteryzują się następującymi właściwościami:

Tabela 5.2.3 Parametry silników gazowych o mocy ok. 2 MW

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Parametr	Wartość	Jednostka
Sprawność elektryczna	42-43	%
Sprawność cieplownicza	45-51	%
Temperatura obiegu wtórnego wylot/wlot	70/90	°C
Zalecany przedział obciążeń	35-100	%
Miejsce posadowienia	kontener	-
Główni producenci	▪ MTU – ROLLS-ROYCE (polski dystrybutor- Horus Energia), ▪ Tedom, ▪ INNIO (Jenbacher), ▪ Wartsila, ▪ MAN.	-

W skład kompletnego układu kogeneracyjnego wchodzi następujące elementy:

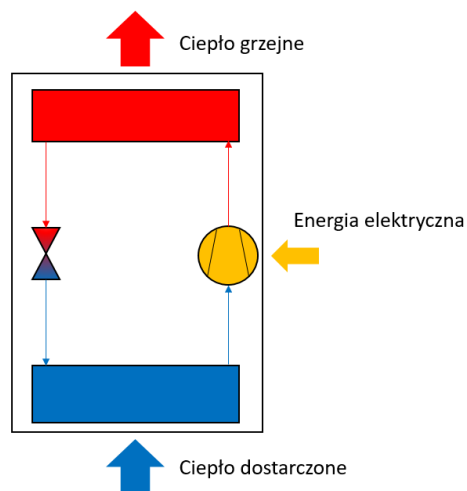
- silnik gazowy,
- prądnica,
- instalacja gazowa (filtry, zawory, rurociągi, automatyka),
- moduł odzysku ciepła (nisko i wysokotemperaturowego),
- dźwiękoszczelny kontener na ramie fundamentowej,
- układ wyprowadzenia spalin,
- układ awaryjnego chłodzenia,
- układ elektryczny i AKPiA,
- układ olejowy.

5.3 Pompy ciepła

Pompa ciepła jest urządzeniem, które wymusza przepływ ciepła z ośrodka o niższej temperaturze do ośrodka o temperaturze wyższej. Proces ten przebiega wbrew naturalnemu kierunkowi przepływu ciepła i zachodzi dzięki dostarczonej z zewnątrz energii mechanicznej (w pompach ciepła sprężarkowych) lub ciepła (w pompach absorpcyjnych). Pompy ciepła ze względu na rodzaj dolnego źródła ciepła, można wyróżnić następująco:

- powietrzne pompy ciepła (ASHP),
- gruntowe pompy ciepła (GSHP),
- wodne pompy ciepła (WSHP).

Na rysunku 5.3.1 przedstawiono uproszczony schemat pompy ciepła.



Rysunek 5.3.1 Schemat pompy ciepła

Podstawowym parametrem charakteryzującym pompę ciepła jest jej współczynnik efektywności grzewczej COP. Jest to stosunek mocy grzewczej do mocy elektrycznej sprężarki. Do najpopularniejszych, najprostszych w budowie urządzeń, zalicza się powietrzne pompy ciepła charakteryzujące się COP na poziomie 3,0 - 4,2.

Rozwiązaniem wymagającym dodatkowych prac ziemnych oraz instalacyjnych są gruntowe pompy ciepła - COP 4,3 - 5.

Sz szczególnie atrakcyjnym rozwiązaniem jest wykorzystanie, jako dolnego źródła ciepła, ścieków. Z powodu wyższej niż powietrza i gruntu temperatury ścieków ich wykorzystanie może być bardziej efektywne. Spotykane są układy wykorzystujące ciepło ścieków o COP mieszczącym się w szerokim zakresie od 2 do 6 w zależności od różnicy temperatur w jakich pracuje pompa ciepła.

Na terenie Ostrowi Mazowieckiej znajduje się oczyszczalnia ścieków należąca do Zakładu Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. Przedsiębiorstwo to w trakcie trwania audytu w procesie połączenia stało się właścicielem Zakładu Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Ostrowi Mazowieckiej. W ramach usprawnień proponuje się wyposażyć oczyszczalnię ścieków w instalację pompy ciepła wykorzystującej jako dolne źródło ciepła ścieki komunalne. Pompa ciepła mogłaby wesprzeć produkcję ciepła w ramach integracji z lokalną siecią ciepłowniczą.

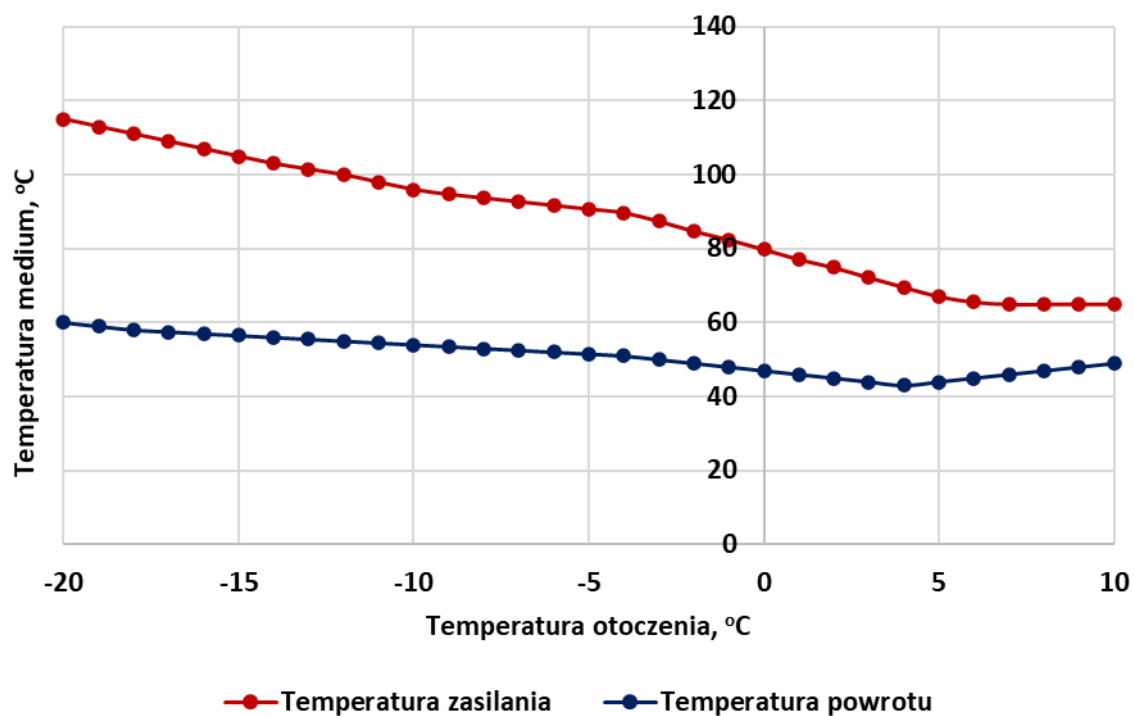
5.3.1 Analiza danych wejściowych

Do najważniejszych danych przekazanych przez Zamawiającego, które posłużyły do wyznaczenia możliwego do uzyskania efektu energetycznego, zalicza się:

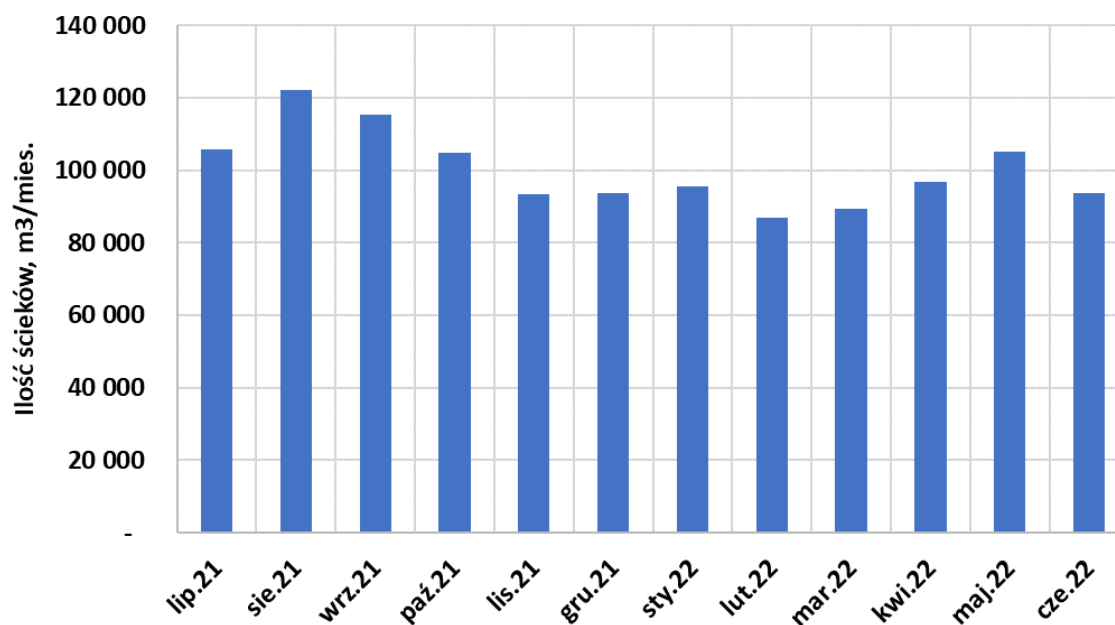
- temperaturę ścieków surowych (10-13 °C – w miesiącach zimowych) oraz (18-20 °C w miesiącach letnich),
- spadek temperatury ścieków surowych podczas procesu wstępnego oczyszczania (2-4 K),
- tabelę regulacyjną sieci ciepłowniczej,

- zestawienie ilości ścieków dopływających na oczyszczalnię.

Do obliczeń pompy ciepła przyjęto średnie wartości temperatury ścieków oraz spadku temperatury. Zestawienie ilości ścieków dopływających na oczyszczalnię, na potrzeby obliczeń przyjęto dla przedziału lipiec 2021 – czerwiec 2022.



Rysunek 5.3.2 Tabela regulacyjna sieci ciepłowniczej



Rysunek 5.3.3 Zestawienie ilości ścieków dopływających na oczyszczalnię

5.3.2 Analiza możliwości zastosowania

Pierwszym krokiem niniejszej analizy było wyznaczenie ilości ciepła możliwego do uzyskania z dolnego źródła – oczyszczonych ścieków. Zostało to zrealizowane za pomocą zależności 5.1 oraz 5.2.

$$\dot{Q}_d = \dot{V} c_p (T_{mp} - T_{sw}) \quad (5.1)$$

$$T_{mp} = T_{sg} - 1,5 \quad (5.2)$$

gdzie:

- $\dot{Q}_d$ – moc dolnego źródła ciepła pompy (ciepło ścieków), kW;
- $\dot{V}$ – ilość przepływających ścieków, m³/s;
- c_p – ciepło właściwe ścieków (przyjęto na poziomie 4,19 kJ/kgK);
- T_{mp} – temperatura medium pośredniczącego °C;
- T_{sg} – temperatura ścieków na wejściu do instalacji °C;
- T_{sw} – temperatura ścieków za instalacją, °C.

Przyjęto ponadto, iż minimalna temperatura ścieków na wyjściu z instalacji wynosić będzie 4°C natomiast maksymalna różnica ścieków na wejściu i wyjściu z instalacji nie może przekraczać 10°C.

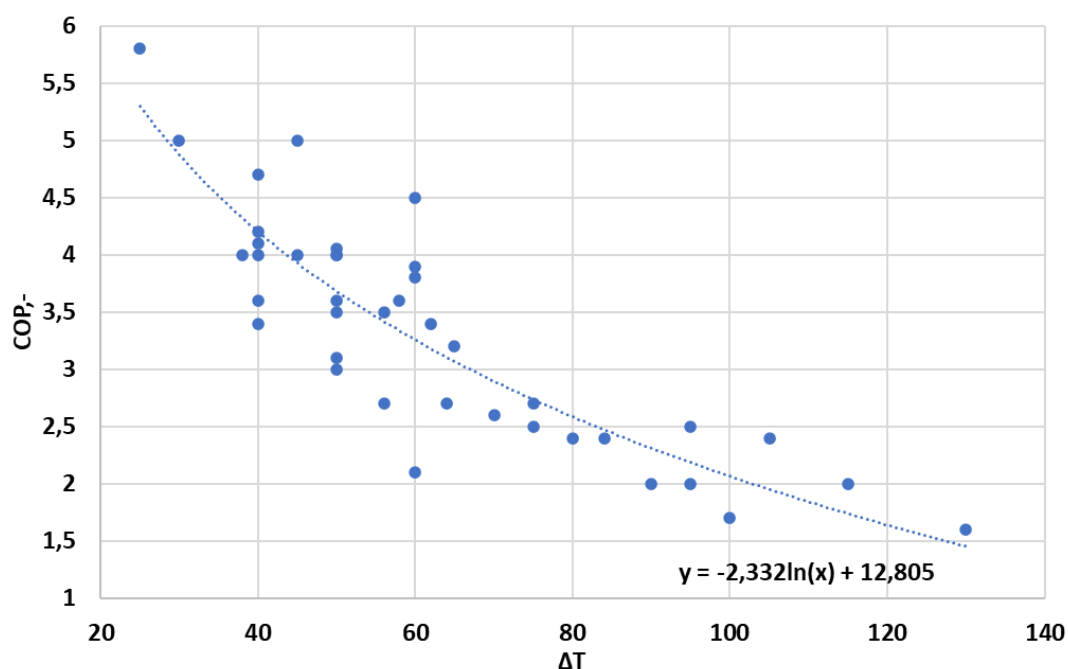
W dalszym etapie wyznaczono moc elektryczną, jaka doprowadzona musi zostać w danych warunkach do instalacji pompy ciepła. Wartość ta wyznaczona została za pomocą zależności 5.3.

$$N_{el} = \frac{\dot{Q}_d}{COP - 1} \quad (5.3)$$

gdzie:

- N_{el} – moc elektryczna dostarczana do układu pompy ciepła, kW;
- $\dot{Q}_d$ – moc dolnego źródła ciepła, kW;
- COP – współczynnik efektywności grzewczej, -.

Wykorzystywany w równaniu 5.3. współczynnik efektywności grzewczej wyznaczono na podstawie charakterystyki empirycznej COP w zależności od różnicy temperatur pomiędzy górnym oraz dolnym źródłem ciepła, która przedstawiona została na rysunku 5.3.4.



Rysunek 5.3.4 Zależność COP od różnicy temperatur między dolnym, a górnym źródłem ciepła

Moc grzewczą pompy ciepła określono za pomocą zależności 5.4.

$$\dot{Q}_g = \dot{Q}_d + N_{el} \quad (5.4)$$

$\dot{Q}_g$ – maksymalna moc z jaką mogłaby pracować pompa ciepła, kW;

$\dot{Q}_d$ – maksymalna moc dolnego źródła ciepła (ciepło ścieków), kW;

N_{el} – moc elektryczna dostarczana do układu pompy ciepła, kW.

Tabela 5.3.1 Zastawienie wyników obliczeń dotyczących pracy pompy ciepła

Miesiąc	$\dot{Q}_d$, MW	N_{el} , MW	$\dot{Q}_g$, MW
Styczeń	0,606	0,321	0,927
Luty	0,678	0,331	1,009
Marzec	0,756	0,361	1,117
Kwiecień	1,126	0,461	1,587
Maj	1,482	0,577	2,059
Czerwiec	1,361	0,512	1,873
Lipiec	1,489	0,560	2,049
Sierpień	1,719	0,669	2,388
Wrzesień	1,342	0,541	1,883
Październik	0,886	0,355	1,241
Listopad	0,679	0,312	0,991

Miesiąc	Q_d , MW	N_{el} , MW	Q_g , MW
Grudzień	0,594	0,333	0,927

Maksymalne ciepło jakie można byłoby odzyskać ze ścieków wynosi ok. 1,719 MW co pozwoliłoby na osiągnięcie mocy cieplnej rzędu 2,388 MW. Wartość ta dotyczy sezonu letniego, do czego przyczynia się wyższa temperatura ścieków w oczyszczalni. Dla sezonu grzewczego są to wartości o wiele niższe – możliwość odzysku ciepła ze ścieków na poziomie maksymalnie 0,886 MW, co pozwoliłoby na osiągnięcie mocy cieplnej wynoszącej ok. 1,241 MW.

Instalacja pompy ciepła mogłaby być szczególnie korzystnym rozwiązaniem poprzez integrację układu z biogazownią oraz silnikiem kogeneracyjnym, dzięki czemu zapotrzebowanie na energię elektryczną byłoby całkowicie pokrywane przez źródła własne, bez konieczności zakupu elektryczności z zewnątrz. Ponadto wykorzystanie źródła OZE, przy odpowiedniej produkcji energii z opisywanej instalacji oraz ewentualnego, dodatkowego silnika kogeneracyjnego, umożliwiłoby uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

5.4 Kotły gazowe i olejowe

Technologia kotłów gazowych jak i olejowych jest technologią dobrze znaną i sprawdzoną. Poszczególne typy kotłów klasyfikuje się według typu konstrukcji, rodzaju spalanego paliwa oraz ciśnienia roboczego. Urządzenia te, dla zdefiniowanego zakresu mocy, budowane są w technologii płomienicowo-płomieniówkowej. W tego typu kotłach spaliny oddają ciepło w rurach (płomienicach i płomieniówkach). Przykładowymi dostawcami technologii kotłów płomienicowo-płomieniówkowych są: Viessmann, Danstoker, Hoval, Sefako, Loos, Unical. W przypadku zasilania tego typu urządzeń gazem ziemnym z sieci brak jest konieczności budowy magazynu paliwa, a przestrzeń związana z zabudową kompletniej instalacji ogranicza się jedynie do kontenera lub małego budynku kotłowni. W przypadku droższego paliwa jakim jest LNG lub olej opałowy konieczne jest jedynie dobudowanie zbiornika na paliwo. Analiza SWOT technologii kotłów gazowych i olejowych została ukazana w tabeli 5.4.1.

Tabela 5.4.1 *Zalety, wady, szanse i ryzyka występujące podczas użytkowania kotłów gazowych i olejowych*

Zalety	Wady
Płynna praca	Konieczność magazynowania paliwa w zbiornikach oleju lub LNG
Duży zakres modulacji	Możliwość wystąpienia atmosfery wybuchowej w razie awarii instalacji gazowej
Wysoki stopień wykorzystania paliwa	Konieczność instalacji rozbudowanych systemów alarmowych, wentylacyjnych oraz przeciwpożarowych
Wysokie sprawności urządzeń (ok. 95%)	Konieczność budowy stacji gazowej oraz uzyskania od dostawcy gazu sieciowego warunków przyłączenia na daną moc
Czystsze spaliny względem kotłów węglowych	Stosunkowo drogie paliwo
Szybka reakcja na zmiany	

Brak konieczności magazynowania paliwa – gaz sieciowy

Szanse	Ryzyka
Niski koszt instalacji urządzeń	Niepewna sytuacja na rynku cen gazu i oleju
Możliwość szybkiej budowy urządzeń	Możliwość rozszczelnienia zbiornika paliwa (w przypadku paliw innych niż gaz sieciowy), lub instalacji paliwowej
Rozwój technologii produkcji zielonego wodoru- możliwość wykorzystania paliwa OZE	

Z uwagi na fakt, że kotły tego typu charakteryzują się niskim nakładem inwestycyjnym, ale wysokim operacyjnym z uwagi na wysokie ceny paliwa, są urządzeniami, które z powodzeniem stosuje się jako urządzenia szczytowo-rezerwowe. Zamawiający posiada już jedno urządzenie tego typu o mocy 4 MW, zasilane gazem ziemnym sieciowym wraz z budynkiem kotłowni przystosowanej do zabudowy dodatkowego kotła o analogicznej mocy. Obecny brak drugiego kotła wynika z ograniczeń przyłącza do sieci gazowniczej. W przypadku zwiększenia przez Polską Spółkę Gazownictwa możliwości przesyłowych zaistnieje możliwość zabudowy dodatkowego kotła w kotłowni przy ulicy Trębickiego. Dlatego też ewentualna budowa nowego kotła gazowego powinna być rozpatrywana w pierwszej kolejności na terenie obecnej kotłowni gazowej celem ograniczenia dodatkowych kosztów związanych z budową nowej kotłowni (budynki, rurociąg, pompy).

5.5 Kotły biomasowe

Proces spalania biomasy pochodzenia leśnego lub rolnego w przemysłowych i zawodowych kotłach realizowany jest w technologii rusztowej lub fluidalnej. Kotły rusztowe są najpopularniejszą metodą spalania biomasy w kotłach o małej i średniej mocy (do ok. 20 MW_t). Obecnie, najczęściej wykorzystywane są ruszty ruchome, które pozwalają na odpowiednie przemieszanie spalanego paliwa. Dzieli się je na poziome i pochyle oraz ze względu na sposób ich chłodzenia: wodne i powietrzne. Paliwo biomasowe przed podaniem do kotła jest najczęściej pelletowane lub odpowiednio rozdrabniane. Kotły rusztowe są szczególnie zalecane, jeśli biomasę stanowi słoma. Wynika to głównie z tendencji do spiekania się słomy. W przeciwieństwie do kotłów pyłowych oraz fluidalnych proces spalania w oparciu o paleniska rusztowe jest trudniejszy do kontrolowania, a sprawność konwersji jest odpowiednio niższa. W tabeli 5.5.1 przedstawiono informacje na temat producentów i parametrów kotłów rusztowych na biomasę.

Tabela 5.5.1 Zestawienie producentów kotłów wodnych rusztowych biomasowych

Producent	Lokalizacja	Konstrukcja kotła	Moc nominalna, MW
Rafako S.A.	Polska	rusztowy	b.d.
Sefako S.A.	Polska	z rusztem schodkowym	4 - 12

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Producent	Lokalizacja	Konstrukcja kotła	Moc nominalna, MW
Danstoker	Dania	rusztowy	do 15
Cannon Bono Energia	Włochy	z rusztem posuwisto- zwrotnym	1 – 6
E Energija	Litwa	rusztowy	b.d.
Enerstena	Litwa	rusztowy	1 - 20
Wehrle-Werk AG	Niemcy	rusztowy	1 - 15
Lin-ka	Dania	z rusztem schodkowym	do 15

Wybór dedykowanego typu kotła biomasowego uzależniony jest od mocy kotła oraz od rodzaju spalanej biomasy. W tabeli 5.5.2 przedstawione zostały układy zasilane biomasą o parametrach kilku, kilkunastu MW, czyli takich, jakie mogą zostać zainstalowane do zaspokojenia potrzeb ciepłowniczych w Ostrowi Mazowieckiej.

Tabela 5.5.2 Wdrożenia kotłów wodnych biomasowych w Polsce

Lokalizacja	Rok budowy	Paliwo	Moc cieplna, MW	Producent/ typ kotła
Nowy Sącz	-	Biomasa leśna	7	UAB Enerstena /rusztowy
Krosno	-	Biomasa leśna (zrębki drewna)	7	E-Energija/ rusztowy
Nidzica	2019	Biomasa leśna	7,5	b.d./rusztowy
Działdowo	w trakcie budowy, planowane ukończenie 2021r.	Biomasa	5,1	b.d.
Zambrów	W trakcie wyboru wykonawcy	Biomasa leśna	8	b.d
Łomża	2020	Biomasa leśna (zrębki)	12,5	UAB Enerstena/rusztowy-schodkowy
Pisz	2003	Biomasa leśna	21	Polytechnik /rusztowy schodkowy
Choroszcz	-	Biomasa leśna	4	Eurobiomass Integra

Poniżej przedstawiono zalety, wady, szanse oraz ryzyka omawianej technologii.

Tabela 5.5.3 Zalety, wady, szanse i ryzyka występujące podczas użytkowania kotłów biomasowych

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Zalety	Wady
Technologia zaliczana do OZE	Konieczność magazynowania paliwa
Traktowana jako zeroemisyjne paliwo	Konieczność dostaw paliwa transportem drogowym
Możliwość zastosowania lokalnego paliwa	Konieczność uzupełniania zasobników kotłowych i przygotowania paliwa
Stabilna podaż paliwa	Niska wartość opałowa
	Konieczność utrzymywania układów podawania paliwa do kotła w dobrym stanie technicznym
	Konieczność składowania i utylizacji pozostałości po spalaniu
Szanse	Ryzyka
Możliwość uzyskania dofinansowania	Wysoka konkurencyjność na lokalnym rynku biomasy
Możliwe uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczemu (po spełnieniu wymagań)	Podwyższone ryzyko pożarowe- możliwość wystąpienia samozapłonu
	Możliwe usunięcie biomasy z grupy OZE w przyszłości

Technologia spalania biomasy na ruszcie jest dojrzała i szeroko w ostatnich latach stosowana. Biomasa agro w okresie jesienno-zimowym charakteryzuje się niższymi cenami, co jest zaletą w przypadku źródeł ciepła, które użytkowane będą w takim okresie. Niemniej jednak zauważa się 2 główne, nietechniczne problemy. Po pierwsze, jak zauważono w rozdziale 3.3.2, na lokalnym rynku biomasy może wystąpić wysoki popyt na niniejsze paliwo z uwagi na dużą ilość źródeł biomasowych. Po drugie, z uwagi na analizowane lokalizacje, sporym problemem może być znalezienie miejsca pod budowę magazynu biomasy. W ramach niniejszego rozdziału dokonano analizy przykładowych lokalizacji, gdzie występują źródła biomasowe. Przedstawiono je na rysunkach 5.1.1-5.1.3.



Rysunek 5.5.1 Teren magazynu biomasy w Pisz (źródło: geoportal.gov.pl)



Rysunek 5.5.2 Teren magazynu biomasy w Nowym Sączu (źródło: geoportal.gov.pl)



Rysunek 5.5.3 Teren magazynu biomasy w Grudziądzu (źródło: geoportal.gov.pl)

Wśród analizowanych w rozdziale 3.4 lokalizacji potencjalną możliwość implementacji źródła biomasowego zauważa się jedynie na terenie byłej nasycalni. Z uwagi na jej odległość od obecnie istniejącej sieci ciepłowniczej, a także stosunkowo wysokie koszty inwestycyjne, niniejsza lokalizacja wydaje się być nieatrakcyjna dla tego typu technologii. Zarówno teren przy ulicy Trębickiego, teren oczyszczalni, jak i teren przy obecnej kotłowni węglowej może okazać się niewystarczający do budowy na tym terenie kotłowni wraz z magazynem biopaliwa. Powierzchnia terenu przy obecnej ciepłowni węglowej została przedstawiona na rysunku 5.5.4. Wynosi ona jedynie 4360 m². W przypadku tej lokalizacji dodatkowym problemem może być utrudniona logistyka dostaw biomasy transportem kołowym - brak bezpośredniej drogi dojazdowej dla ciężarówek oraz fakt, że ZGK nie jest właścicielem tego terenu.



Rysunek 5.5.4 Potencjalny teren inwestycyjny przy obecnym źródle węglowym (źródło: geoportal.gov.pl)

5.6 Kotły na RDF i odpady inne niż niebezpieczne

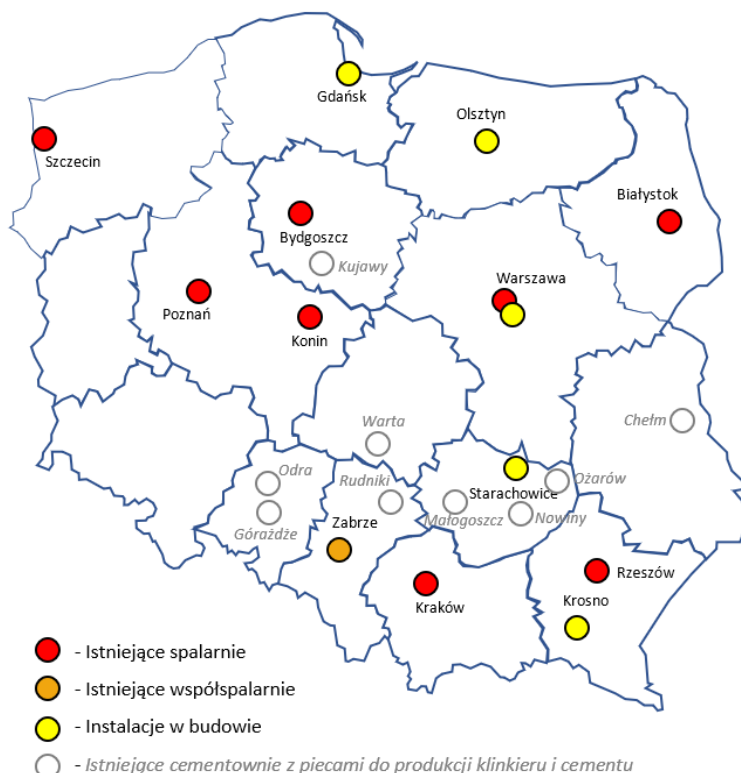
W celu energetycznego wykorzystania odpadów, draft dokumentu referencyjnego BREF dla spalarni odpadów wskazuje cztery typy kotłów stosowanych do spalania odpadów. Są to: kotły rusztowe, piece obrotowe, kotły fluidalne oraz wyspy zgazowania. Wybór odpowiedniej technologii uzależniony jest przede wszystkim od rodzaju odpadów. Wyróżnia się następujące typy odpadów:

- komunalne,
- niebezpieczne,

- medyczne,
- inne niż niebezpieczne,
- osady ściekowe.

Obecnie najczęściej stosowaną techniką termicznej utylizacji odpadów komunalnych jest spalanie w kotłach rusztowych. Kotły fluidalne są zaś najczęściej spotykane w przypadku spalania osadów ściekowych oraz w układach wielopaliwowych. Technika spalania w piecach obrotowych jest natomiast stosowana w przypadku odpadów niebezpiecznych.

W ostatnich latach na terenie Polski powstało i powstaje wiele instalacji do termicznego przekształcania odpadów. Ich rozmieszczenie zostało przedstawione na rysunku 5.6.1. Natomiast ich parametry zostały przedstawione w tabeli 5.6.1.



Rysunek 5.6.1 Rozmieszczenie instalacji termicznego przekształcania odpadów w Polsce (źródło: Krajowy Plan Gospodarki odpadami 2028 (projekt))

Tabela 5.6.1 Spalarnie i współspalarnie odpadów w Polsce

Lokalizacja	Wydajność, tys. Mg/rok	Status	Typ paleniska	Moc elektryczna, MW	Moc cieplna, MW
Bełchatów	180	Planowana	b.d.	17	40
Białystok	120	Istniejąca spalarnia	Rusztowe	9	17
Bydgoszcz	180	Istniejąca spalarnia	Rusztowe	13	17
Gdańsk	160	Istniejąca spalarnia	Rusztowe	11	45
Konin	94	Istniejąca spalarnia	Rusztowe	7	15
Kraków	220	Istniejąca spalarnia	Rusztowe	8	32
Krosno	22	W trakcie budowy	b.d.	1,6	6,4
Łódź	200	Planowana	Rusztowe	23	50
Olsztyn	100	W trakcie budowy	Rusztowe	10	28
Poznań	210	Istniejąca spalarnia	Rusztowe	18	34
Rzeszów	180	W trakcie rozbudowy	Rusztowe	8	20
Starachowice	30	W trakcie budowy	Rusztowe	1,86	7,83
Szczecin	150	Istniejąca spalarnia	Rusztowe	13	32
Warszawa	305	W trakcie rozbudowy	Rusztowe	17	54
Zabrze	250	Istniejąca współspalarnia (RDF + węgiel + biomasa)	Fluidalne	75	145

Powyższe oznacza, że wszystkie dotychczas powstałe, jak i planowane instalacje do termicznego przekształcania odpadów, oparte są o układ kogeneracyjny o minimalnej wydajności 22 tys. Mg/rok. Za wyjątkiem układu wielopaliwowego zlokalizowanego w Zabrze zasilającego w ciepło Zabrze i Bytom, wszystkie układy wyposażone są w kotły rusztowe.

Poniżej przedstawiono zalety, wady, szanse oraz ryzyka tej technologii.

Tabela 5.6.2 Zalety, wady, szanse i ryzyka występujące podczas użytkowania kotłów na RDF

Zalety	Wady
Odzysk energii z odpadów nienadających się do ponownego użycia oraz do recyklingu	Opory społeczne
Powstałe żużle nadają się do wykorzystania w przemyśle drogowym	Wysokie koszty budowy
Niższe emisje w porównaniu ze spalaniem paliwa węglowego (z uwagi na rygorystyczne wymagania środowiskowe wyposażone muszą być w systemy głębokiego oczyszczania spalin)	Uciążliwości dla mieszkańców z uwagi na ciągły transport odpadów
Zmniejszenie zapotrzebowania na wywóz i składowanie odpadów	Konieczność maksymalizacji czasu pracy z uwagi na ograniczenia w magazynowaniu odpadów
Paliwo po ujemnej cenie (dopłata za odbiór)	
Szanse	Ryzyka
Zwiększanie się produkcji odpadów komunalnych	Potencjalny problem z dostępnością kalorycznych odpadów w przyszłości
	Kończące się linie wsparcia finansowego dla budowy spalarni odpadów w Polsce

5.6.1 Analiza kotła wodnego na paliwo alternatywne

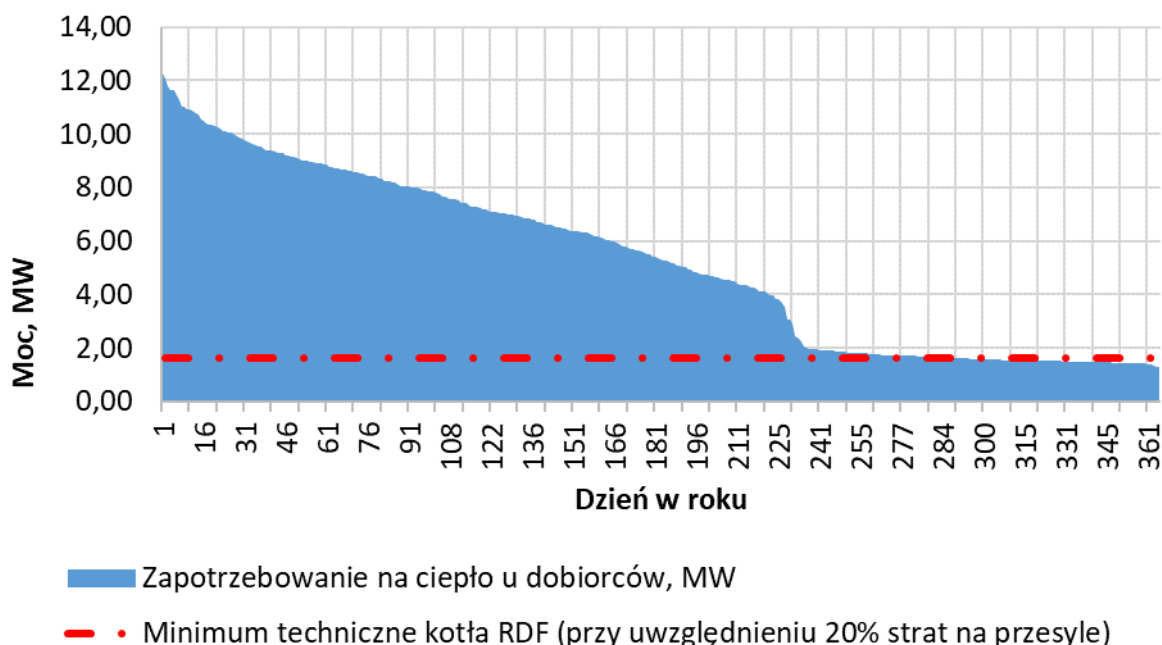
Na podstawie podjętych konsultacji z renomowanym dostawcą kotłów wodnych na m.in. paliwa alternatywne uzyskano informację, że najmniejszy kocioł, jaki są w stanie zaoferować, to kocioł o mocy 5 MWt. Przy czym sugeruje, że z uwagi na wysokie koszty stałe przy budowie spalarni odpadów, zaleca się zastosowanie większego kotła, np. WRS16 o mocy cieplnej na poziomie 16 MWt. Wynika to głównie z konieczności ciągłego prowadzenia spalania odpadów – umożliwiającego utrzymania temperatury spalin na minimalnym poziomie 850°C przez 2 sekundy po ostatnim podaniu powietrza do komory paleniskowej (art. 2 Rozporządzenia Ministra Rozwoju z dnia 21 stycznia 2016r., w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów oraz sposobów postępowania z odpadami powstałymi w wyniku tego procesu). Wiąże się to z koniecznością budowy dużej, pustej komory spalania, która może zapewnić takie warunki. Ponadto kocioł taki wymaga zastosowania dodatkowego palnika na paliwo gazowe lub olejowe (art. 4 ust. 2 ww. rozporządzenia). Dodatkowo, niezależnie od mocy kotła należy

dostarczyć urządzenia pozwalające na doczyszczanie spalin do wartości wskazanych w Konkluzjach BAT². Oznacza to, że każdy układ musi zostać wyposażony w urządzenia umożliwiające redukcję tlenków azotu (np. SNCR/SCR) oraz związków kwaśnych (np. metody suche sodowe, metody mokre), odpylacze (np. filtry workowe).

Główną funkcjonalnością kotłów na paliwo alternatywne powinna być ciągła utylizacja odpadów niezależnie od pory roku czy zapotrzebowania na energię. W przypadku kotłów wodnych, wydajność utylizacji odpadów uzależniona jest od zapotrzebowania na ciepło. Jeżeli zapotrzebowanie na ciepło jest za niskie, wówczas ograniczona jest możliwość utylizacji odpadów. W przypadku kotła rusztowego na odpady, minimum techniczne wynosi 40% mocy znamionowej. Dodatkowo dla tego rzędu mocy proces spalania jest jednak słabo kontrolowalny i wymaga większego niż w przypadku warunków nominalnych, spalania dodatkowo, drogiego, paliwa gazowego lub olejowego.

W przypadku najmniejszego, możliwego do wybudowania kotła o mocy znamionowej 5 MW_t, minimum techniczne wynosi 2 MW_t. Zakładając straty na przesyle w wysokości 20%, zapotrzebowanie w mieście powinno wynosić minimum 1,6 MW_t. Na rysunku 5.6.2 skorelowano zapotrzebowanie na ciepło z minimalnym obciążeniem kotła. Z analizy wynika, że z uwagi na minimum techniczne czas pracy kotła może zostać skrócony do ok. 7000 h/rok (przy zalecanych 8000 h/rok).

² DECYZJA WYKONAWCZA KOMISJI (UE) 2019/2010 z dnia 12 listopada 2019 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w odniesieniu do spalania odpadów



Rysunek 5.6.2 Analiza możliwości zastosowania kotła wodnego przy obecnym zapotrzebowaniu na ciepło

Dodatkowo, praca kotła blisko minimum technicznym może czynić pracę nieekonomiczną i powodować występowanie licznych stanów awaryjnych. W związku z powyższy zauważa się potencjalne ryzyko ograniczenie ciągłej pracy kotła w okresie letnim, co jest wysoce niepożądanym zjawiskiem. Na podstawie powyższej analizy zaleca się zastosowania alternatywy dla kotła wodnego, czyli kotła parowego zintegrowanego z układem prądotwórczym.

5.6.2 Analiza układu kogeneracyjnego na paliwo alternatywne

Z informacji przekazanych przez Zamawiającego wynika, że ZUOK w Starym Lubiejewie jest w stanie dostarczyć po przeprowadzeniu modernizacji, ok. 18 tys. Mg paliwa alternatywnego rocznie. Z uwagi na dość niską wartość opałową paliwa $9,66 \text{ MJ/kg}^3$ - ilość ta jest zbyt niska, by rozważać budowę układu kogeneracyjnego. W związku z powyższym założono budowę układu o wydajności 40 tysięcy ton odpadów rocznie. Zakłada się, że do układu dostarczane będą odpady z okolicznych terenów. Ponadto po konsultacjach z dostawcami technologii przyjęto następujące założenia:

Tabela 5.6.3 Przyjęte założenia przy określeniu parametrów spalarni

Parametr	Wartość	Jednostka
Roczny strumień paliwa	40 000	Mg/rok

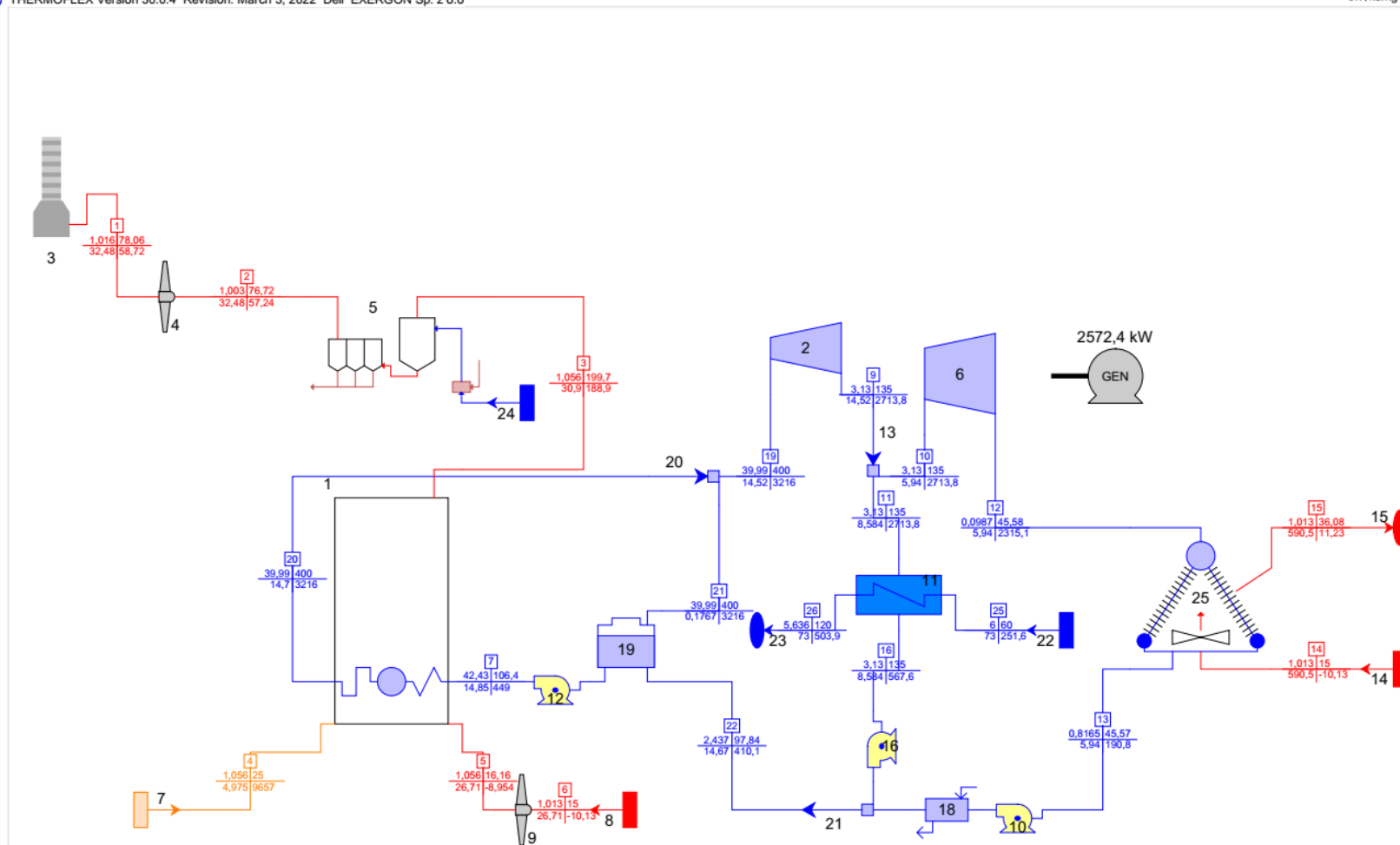
Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

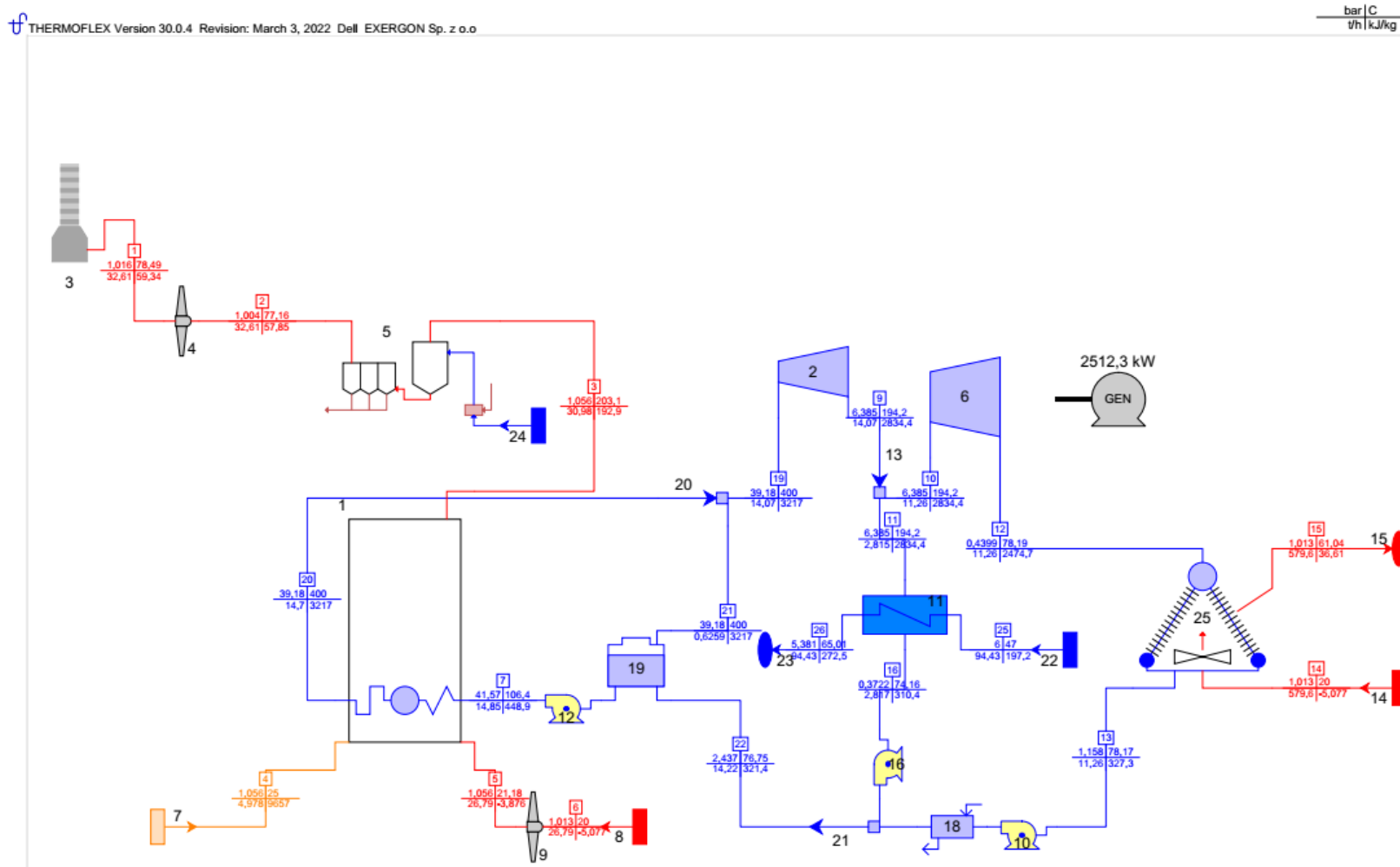
Parametr	Wartość	Jednostka
Dyspozycyjność instalacji	8 000	h/rok
Kaloryczność paliwa (wartość opałowa)	9,66	MJ/kg
Temperatura pary świeżej	400	°C
Ciśnienie pary świeżej	40	Bar
Temperatura wody zasilającej kocioł	105	°C
Sprawność kotła nominalna	85	%

Dodatkowo na podstawie otrzymanych informacji założono budowę układu opartego o:

- kocioł rusztowy, schodkowy chłodzony powietrzem,
- turbinę upustowo-kondensacyjną,
- skraplacz chłodzony powietrzem,
- wymiennik ciepłowniczy zasilany z upustu turbiny,
- układ oczyszczania spalin składający się z: niekatalitycznej redukcji tlenków azotu (SNCR), suche odsiarczanie metodą sodową, filtr workowy.

Przy niniejszych założeniach opracowano model spalarni w oprogramowaniu *Thermoflex 30*. Obliczenia wykonano dla stanu nominalnego oraz dwóch charakterystycznych stanów (m.in. lato (2 MW) i zima (5,1 MW)). Wyniki obliczeń przedstawiono na rysunkach 5.6.3.-5.6.5. Podsumowanie najważniejszych wyników zaprezentowano w tabeli 5.6.4.





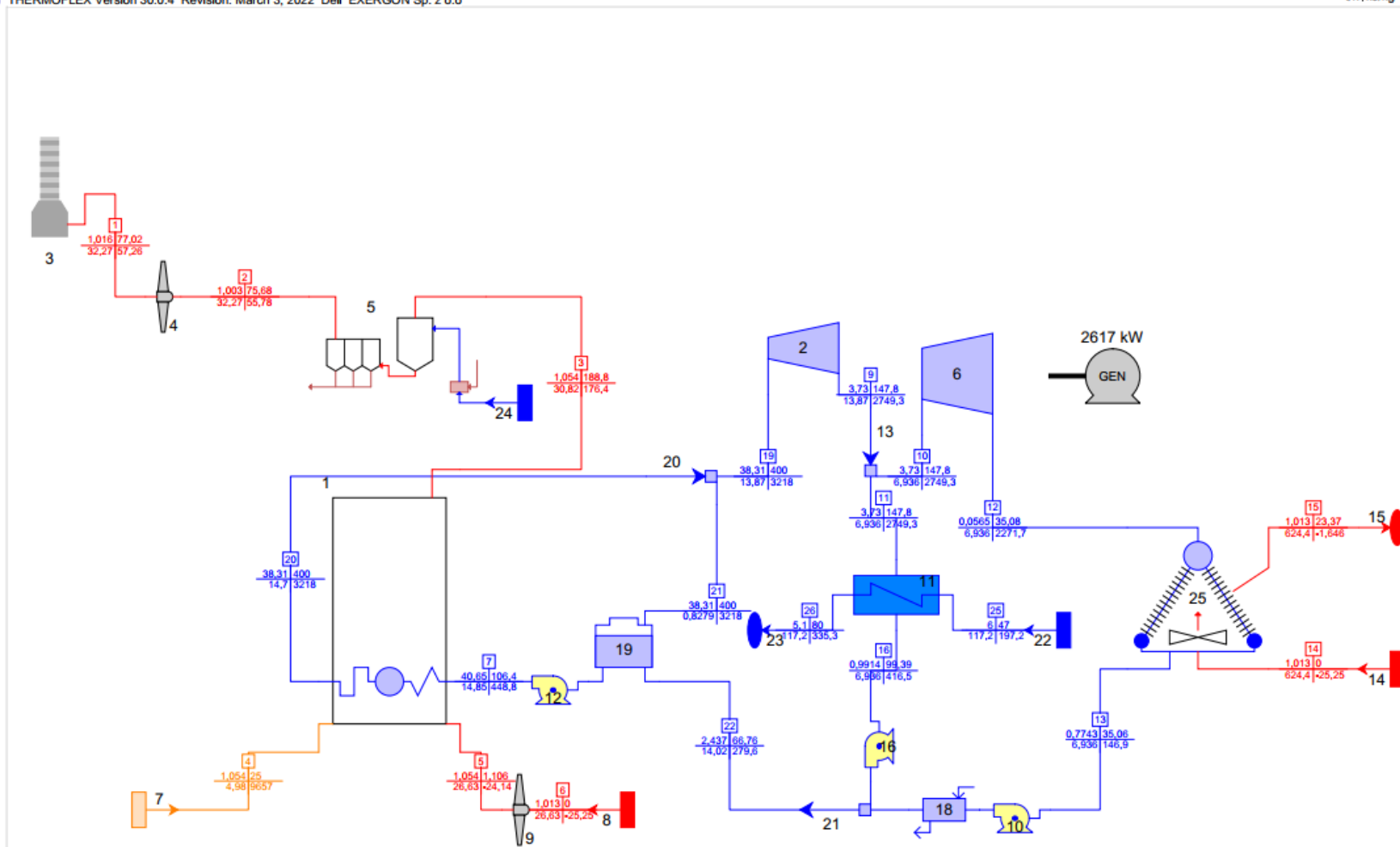
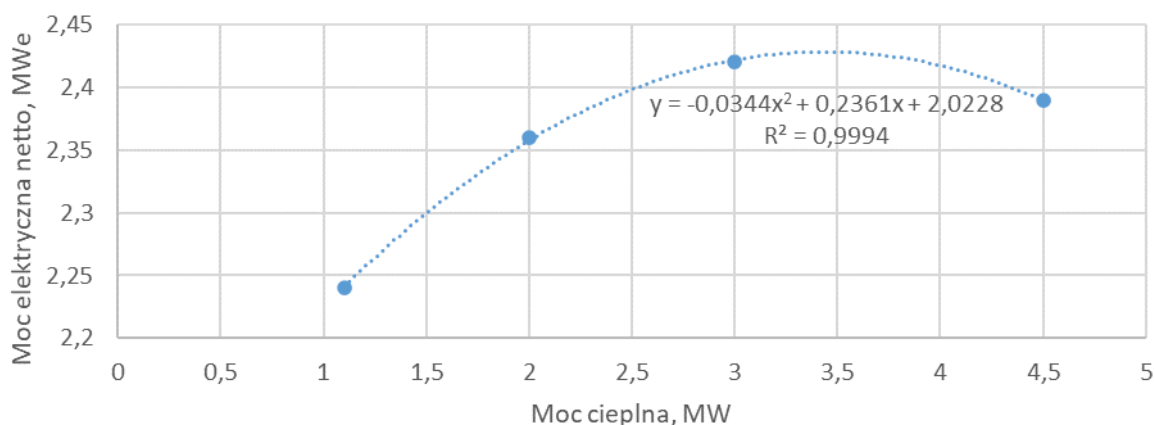


Tabela 5.6.4 Podsumowanie wyników obliczeń energetycznych dla wybranych przypadków

	Okres letni- 2 MW _t	Zima, temperatur a 0°C (maks. Produkcja ciepła)	Początek okresu grzewczego 3 MW _t	Okres letni- 1 MW _t	Stan projektowy
Moc elek- tryczna brutto, MW	2,57	2,6	2,63	2,46	2,57
Potrzeby wła- sne elek- tryczne, MW	0,21	0,21	0,21	0,22	0,21
Moc elek- tryczna netto, MW	2,36	2,39	2,42	2,24	2,36
Moc cieplna, MW	2	4,5	3	1,1	5,1 (ok. 11,1 MW w przypadku zrzućcenia pary na SRS)
Moc w paliwie, MW	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
Strumień odp- adów, t/h	5	5	5	5	5

W każdym powyższym przypadku założono maksymalną, możliwą wydajność kotła. Na podstawie niniejszych obliczeń wykonano charakterystykę zależności mocy cieplnej od mocy elektrycznej. Przy wykonywaniu obliczeń uwzględniono parametry charakterystyczne występujące w czasie analizowanego zapotrzebowania (temperaturę otoczenia, parametry wody ciepłowniczej). Charakterystyka została przedstawiona na rysunku 5.6.6.



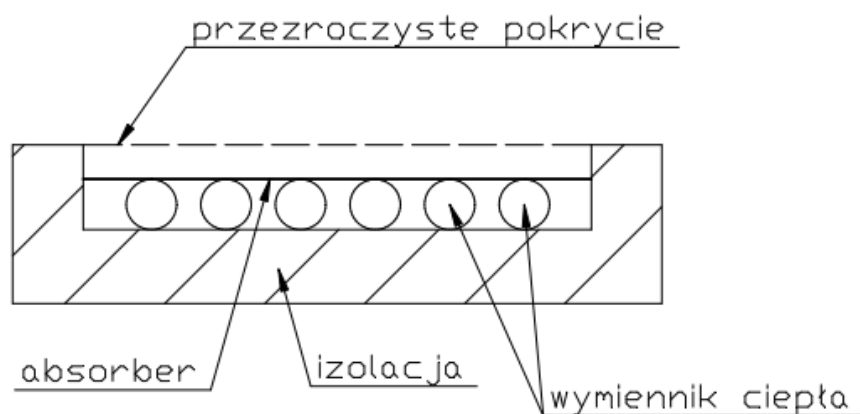
Rysunek 5.6.6 Zależność produkcji energii elektrycznej do cieplnej w spalarni odpadów na 40000 ton odpadów rocznie

Analiza wykazała możliwość wykorzystywania niniejszego układu przez założony czas, w związku z czym został on wykorzystany do dalszych obliczeń.

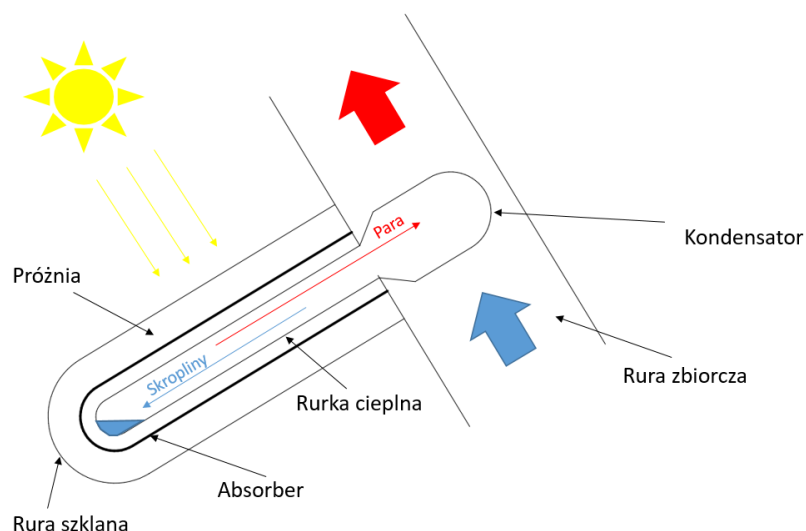
5.7 Kolektory słoneczne

Kolektory słoneczne to urządzenia służące do konwersji energii promieniowania słonecznego w ciepło. W zależności od rodzaju konstrukcji kolektory można podzielić na: kolektory płaskie, próżniowo-rurowe, płaskie próżniowe oraz skupiające.

W kolektorach płaskich promieniowanie cieplne po przekroczeniu przezroczystego pokrycia jest absorbowane przez co podgrzewa czynnik obiegowy. Najczęściej czynnikiem obiegowym jest glikol lub woda z domieszką tego czynnika (zabezpieczenie przez zamarzaniem). W przypadku kolektorów próżniowych wymiana ciepła zachodzi w obecności zmiany stanu skupienia. Kolektory te charakteryzują się niższą temperaturą parowania/kondensacji przez co mają większą wydajność w porównaniu do np. kolektorów płaskich. Chcąc zmaksymalizować potencjał padającego promieniowania często kolektory słoneczne wyposaża się w zwierciadła. Obecnie istnieją rozwiązania technologiczne umożliwiające przekierowywanie promieni słonecznych lub poruszanie kolektorem pod kątem optymalizacji kąta padania promieni słonecznych. Zasadę działania kolektorów słonecznych przedstawiono na rysunku 5.7.1 oraz 5.7.2.



Rysunek 5.7.1 Schemat (przekrój) kolektora płaskiego



Rysunek 5.7.2 Schemat ideowy działania kolektora próżniowego

W tabeli 5.7.1 zestawiono producentów kolektorów słonecznych różnego rodzaju natomiast w tabeli 5.7.2 przykłady wdrożeń ciepłowniczych farm kolektorów słonecznych.

Tabela 5.7.1 Zestawienie producentów kolektorów słonecznych

Producent	Kraj	Rodzaj
Viessmann	Niemcy	płaskie, próżniowo - rurowe
Soleko	Polska	płaskie, próżniowo - rurowe
Hewalex	Polska	płaskie
Vaillant	Niemcy	płaskie, próżniowo - rurowe
Ensol	Polska	płaskie, próżniowo - rurowe
Sunex	Polska	płaskie, próżniowo - rurowe

Tabela 5.7.2 Wdrożenia instalacji produkującej ciepło w oparciu o kolektory słoneczne

Miejscowość	Rok budowy	Moc cieplna, MW	Powierzchnia, m ²
Olsztyn	b.d.	0,55	701
Wołomin	2015	0,005	b.d.
Nowy Sącz	b.d.	b.d.	100
Dębica	b.d.	0,2	b.d.
Prudnik	2012	b.d.	70
Akershus (Norwegia)	2013	8,8	12 500
Toftlund (Dania)	2013	18,2	26 000
Silkeborg (Dania)	2016	110	156 700

Poniżej przedstawiono zalety, wady, szanse oraz ryzyka omawianej technologii.

Tabela 5.7.3 Zalety, wady, szanse i ryzyka występujące podczas użytkowania kolektorów słonecznych

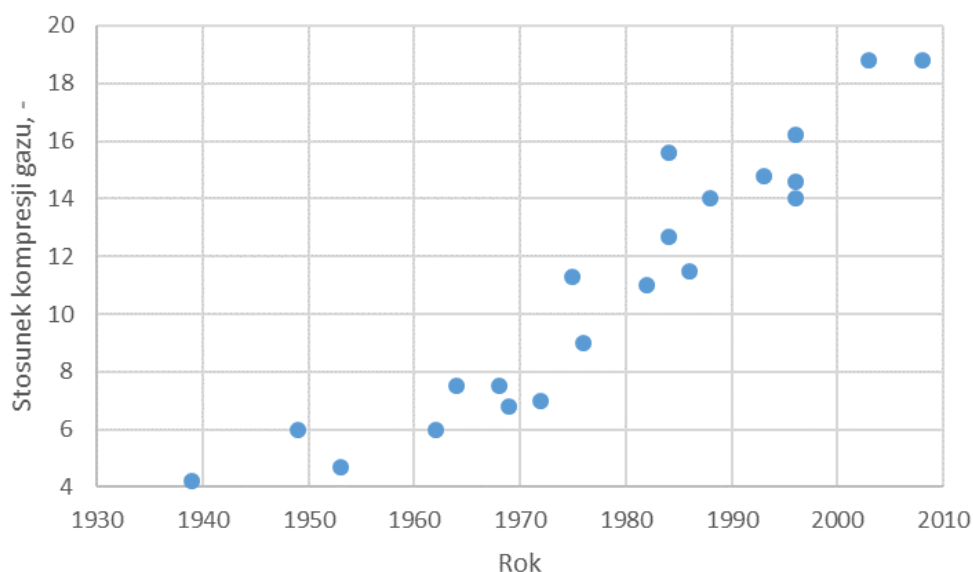
Zalety	Wady
Odnawialne źródło energii	Moc zależna od warunków nasłonecznienia
Bezawaryjność	Konieczna duża powierzchnia w przypadku chęci uzyskania dużej mocy
Bezobsługowa instalacja	Niska wydajność w okresach zimowych
Szanse	Ryzyka
Wsparcie dla OZE	Problem z utylizacją kolektorów
Możliwość otrzymania efektywnego systemu energetycznego przy spełnieniu odpowiednich warunków	Problem z uzyskaniem odpowiedniej mocy w okresie grzewczym

Powyższe wskazuje, że kolektory słoneczne nie mogą stanowić podstawy systemu grzewczego w mieście. Choć rozwiązanie to ma wiele zalet, to urządzenia te można traktować jedynie jako uzupełnienie systemu ciepłowniczego, zwłaszcza w lecie. Dodatkowym problemem jest tutaj fakt konieczności zagospodarowania dużych terenów. Takowym miasto może dysponować po zakupie terenu byłej nasycalni, która jednak zlokalizowana jest w dużej odległości od obecnego systemu ciepłowniczego.

5.8 Turbiny gazowe

Turbiny gazowe działające w oparciu o cykl Brytona składają się z trzech podstawowych części: sprężarki, komory spalania oraz turbiny. Poprzez sprężarkę powietrze atmosferyczne jest zasysane i sprężane do pożądanego zakresu ciśnień. W komorze spalania w obecności sprężonego powietrza paliwo gazowe ulega utlenieniu. W wyniku tej reakcji powstają spaliny, które następnie ulegają rozprężeniu w turbinie, która ze sprężarką połączona jest jednym wałem.

Głównym parametrem wpływającym na moc oraz sprawność jest temperatura spalin za komorą spalania. Im jest ona wyższa, tym turbina gazowa osiąga wyższe sprawności. Stały rozwój inżynierii materiałowej spowodował, że obecnie dostępne na rynku układy osiągają temperatury do 1600°C. Wyższe wartości temperatur są obecnie niemożliwe ze względu na ograniczenia wytrzymałościowe materiałów, z których wytwarzane są łopatki turbin. Dodatkowo wpływ na sprawność turbiny gazowej ma wartość stosunku kompresji gazu. Stały rozwój sprawności sprężarek w turbinach gazowych daje możliwość uzyskiwania wyższych stopni kompresji urządzeń. Rozwój tego parametru na przestrzeni lat ukazano na rysunku 5.8.1.



Rysunek 5.8.1 Zmiana wartości stosunku kompresji gazu na przestrzeni lat

Z uwagi na stosunkowo niskie zapotrzebowanie na ciepło, w ramach niniejszej pracy przeanalizowano turbiny gazowe małej mocy. Nie osiągają one maksymalnych parametrów, które przedstawiono na rysunku 5.8.1, ale posiadają one możliwość szybkiego startu. Możliwe jest osiągnięcie pełnej mocy turbiny gazowej w kilka minut.

Tabela 5.8.1 Zestawienie wiodących producentów turbin gazowych małej mocy

Producent	Model	Moc elektryczna, MW _e	Sprawność elektryczna, %	Temperatura spalin na wylocie z turbiny, °C
Siemens	SGT-100	5,05 – 5,4	30,2 – 31	541 – 545
	SGT-300	7,9	30,6	542
	SGT-A05 (KB5S)	4,0	29,7	560
	SGT-A05 (KB7S)	5,4	32,3	494
	SGT-A05 (KB7HE)	5,8	33,2	522
MAN	MGT6000 (1-wa-łowe)	6,6-7,8	32,2-33,2	490-505
	MGT6000 (2-wa-łowe)	6,9-8,3	34,0-35,0	460-480
Kawasaki	M7A-01	5,41	82,5* (termiczna)	545
	M7A-01D	5,28	82,3* (termiczna)	545
	M7A-02	6,59	80* (termiczna)	519
	M7A-02D	6,53	79,8* (termiczna)	516
	M7A-03	7,67	83,2* (termiczna)	526

Producent	Model	Moc elektryczna, MW _e	Sprawność elektryczna, %	Temperatura spalin na wylocie z turbiny, °C
	M7A-03D	7,67	83,2* (termiczna)	526

Ze względu na wysoką temperaturę gazów spalinowych opuszczających turbinę gazową, istnieje możliwość wykorzystania entalpii fizycznej spalin do produkcji pary w kotle odzysknicowym. Układy CCGT z parowym kotłem odzysknicowym są jednak układami dużej mocy. W tabeli 5.8.2 zestawiono przykładowe bloki gazowo-parowe w Polsce.

Tabela 5.8.2 Zestawienie bloków gazowo-parowych w Polsce⁴

Elektrociepłownia	Moc elektryczna, MW _e	Moc cieplna, MW _t	Producent turbiny gazowej
EC Lublin-Wrotków	235	150	Ansaldo / Siemens
EC Zielona Góra	198	135	GE
EC Nowa Sarzyna	116	70	GE
EC Rzeszów	101	76	Ansaldo / Siemens
EC Gorzów (nowy blok EC III)	138	100	
EC Polkowice	45	40	Turbomach
EC Kostrzyn (blok I i II)	40,4	169	
PEC Siedlce	50	58	
EC Włocławek	470		GE
EC Stalowa Wola	450	240	GE
EC Warszawa Żerań	450	255	

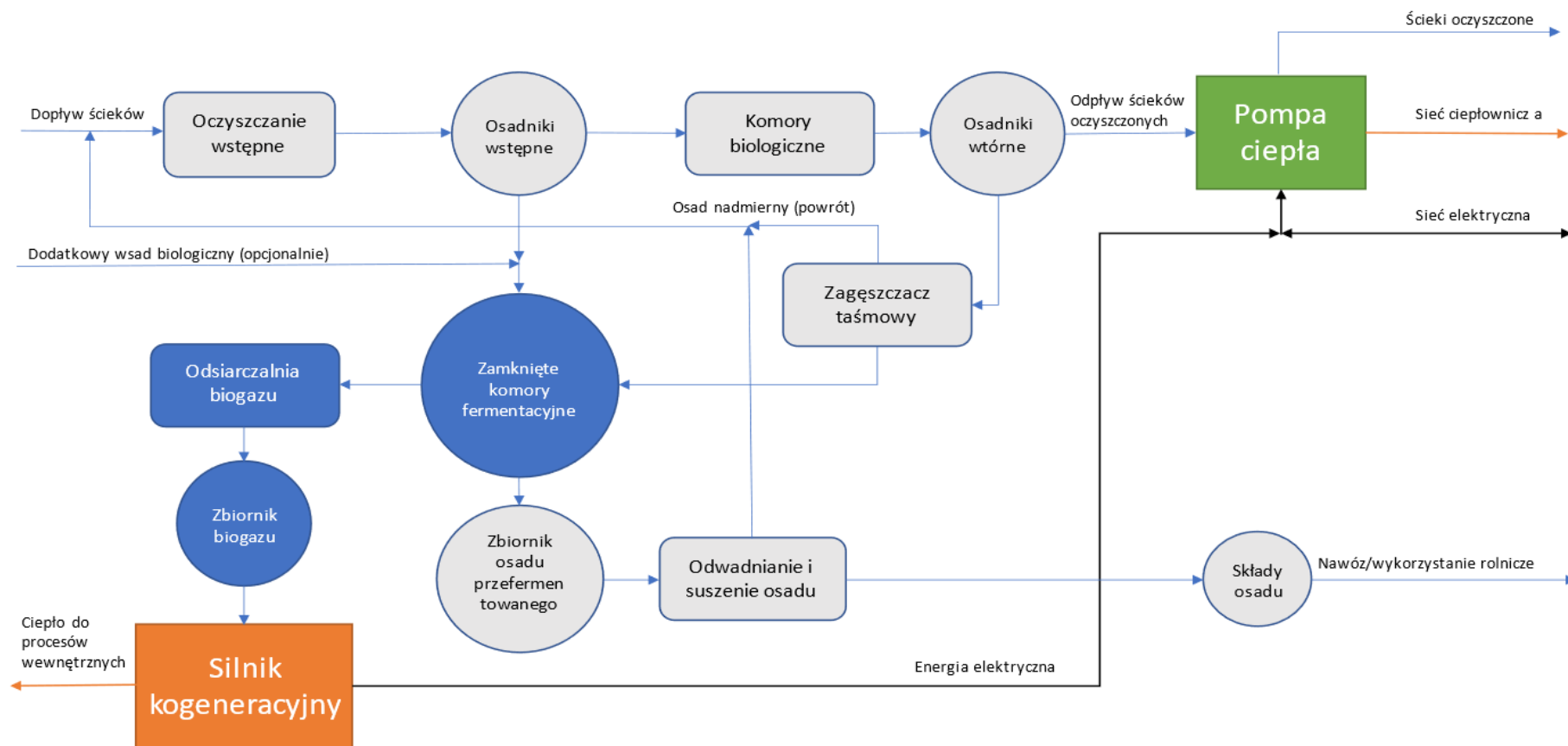
W przypadku turbin zestawionych w tabeli 5.8.1 brak jest możliwości pracy w układzie CCGT, dlatego jedynym sposobem odzysku energii spalin jest wodny kocioł odzysknicowy. Podobnie jak w przypadku silników gazowych, układy CCGT z kotłem wodnym posiadają wysoką korelację wytwarzanej energii elektrycznej do ciepła. Dlatego w układach tych przy braku zapotrzebowania na energię elektryczną nie może być wytwarzane ciepło użytkowe. Ponadto, nawet w przypadku najmniejszych dostępnych na rynku turbin gazowych, uzyskiwana w ten sposób moc cieplna wynosi ok. 15 MW_t. Jest to ponad 7 razy większa moc od zapotrzebowania na ciepło w okresie letnim. **W związku z powyższym stwierdza się, że układy oparte o turbinę gazową są nieodpowiednie dla występującego w Ostrowi Mazowieckiej zapotrzebowania na ciepło.**

⁴ <https://inzynieria.com/>

5.9 Biogazownie

Budowa biogazowni w Ostrowi Mazowieckiej jest możliwa poprzez modernizację i rozbudowę części istniejącej infrastruktury oczyszczalni ścieków. Pozwoli to na efektywniejsze wykorzystanie osadów poprzez produkcję biogazu w zamkniętych komorach fermentacyjnych (obecnie są one otwarte). Gaz ten może zasilić silnik kogeneracyjny, z którego ciepło zostanie wykorzystane do celów procesów wewnętrznych (ogrzewanie budynków, cwu, wstępne podgrzewanie komór fermentacyjnych). Natomiast energia elektryczna wyprodukowana przez silnik zasili pompę ciepła pracującą na ściekach odpływających z oczyszczalni po oczyszczeniu ich z osadów. Potencjalny nadmiar energii elektrycznej będzie oddany do sieci energetycznej, natomiast ciepło wytworzone przez pompę ciepła trafi do sieci ciepłowniczej. Schemat działania biogazowni pracującej na ściekach komunalnych pokazano na rysunku 5.9.1.

Schemat przykładowej oczyszczalni ścieków z biogazownią i pompą ciepła



Rysunek 5.9.1 Schemat działania biogazowni z pompą ciepła pracującej na ściekach komunalnych

Ważną w tym konkretnym przypadku do rozważenia jest sprawa skalowania wielkości (mocy) biogazowni do możliwości i potrzeb całego systemu. Jak wspomniano w analizie przeprowadzonej w punkcie 3.3.4, ilość ścieków dopływających do oczyszczalni ścieków nie jest zbyt duża, dlatego budowa biogazowni przy obecnej ilości osadu niezbędnego do procesu fermentacji jest na skraję opłacalności. Tabela 5.9.1 pokazuje dane z 12 ostatnich miesięcy (wg raportów zamawiającego), na podstawie których wyliczona została moc biogazowni pracującej wyłącznie na ściekach wpływających obecnie do oczyszczalni.

Do wyliczeń przyjęto następujące założenia odnośnie parametrów biogazu: uśredniona wydajność produkcji biogazu $525 \text{ m}^3/(\text{Mg s.m.org.})$ oraz typowa wartość opałowa biogazu $19,85 \text{ MJ/m}^3$ (źródło https://www.cire.pl/pliki/2/persp_biog_gminn.pdf) oraz gęstość osadu ściekowego 1000 kg/m^3 (źródło <https://www.climate-policy-watcher.org/wastewater-sludge/physical-and-biological-properties.html>).

Natomiast pozyskanie dodatkowego komponentu w postaci bioprzetwarzalnych odpadów (np. z funkcjonującej w okolicy mleczarni lub odpadów porolniczych, np. kiszonki) zdecydowanie poprawiłoby parametry pracy biogazowni oraz dobór urządzeń o większych mocach, a zatem mogących w końcowym efekcie dostarczyć większą ilość ciepła do sieci ciepłowniczej. Wyliczenie mocy biogazowni i ilości potrzebnego wsadu dodatkowego pokazuje tabela 5.9.2. Natomiast w tabeli 5.9.3 pokazano wyliczenie ilości dodatkowego wsadu niezbędnego do procesu fermentacji osadów dla biogazowni o zwiększonej mocy w postaci kiszonki, jednak możliwe jest także wykorzystanie odpadów i osadów z przetwórstwa rolno-spożywczego.

Tabela 5.9.1 Wyliczenie mocy biogazowni pracującej na ściekach wpływających obecnie do oczyszczalni

Mies.	Ilość osadów m³/mies.	Sucha masa %	Substancje organiczne % s.m.	Ilość suchej masy organicznej Mg	Produkcja biogazu m³/mies.	Energia chemiczna biogazu MJ/mies.	Potencjał produkcji elektryczn. MWh	Potencjał produkcji ciepła GJ	Moc elektr. MW _e
lip.21	2 402	4,70%	59,20%	67	35 086	696 451	77	348	0,10
sie.21	2 193	4,70%	59,20%	61	32 034	635 867	71	318	0,09
wrz.21	2 679	4,70%	59,20%	75	39 134	776 805	86	388	0,12
paź.21	2 155	4,70%	59,20%	60	31 481	624 900	69	312	0,09
lis.21	3 057	4,70%	59,20%	85	44 655	886 410	98	443	0,14
gru.21	1 716	4,70%	59,20%	48	25 064	497 529	55	249	0,07
sty.22	1 496	4,50%	38,70%	26	13 678	271 514	30	136	0,04
lut.22	2 828	4,50%	38,70%	49	25 856	513 243	57	257	0,08
mar.22	3 088	4,50%	38,70%	54	28 232	560 413	62	280	0,08
kwi.22	3 024	4,50%	38,70%	53	27 648	548 814	61	274	0,08
maj.22	3 593	4,50%	38,70%	63	32 849	652 061	72	326	0,10
cze.22	2 953	4,50%	38,70%	51	26 998	535 910	60	268	0,08
Razem	31 184			691	362 716				0,09

Tabela 5.9.2 Wyliczenie mocy biogazowni i ilości potrzebnego wsadu dodatkowego

Miesiąc	Ilość osadów m ³ /mies.	Sucha masa %	Substancje organiczne % s.m.	Ilość suchej masy organicznej Mg	Produkcja biogazu, m ³ /mies.	Energia chemiczna biogazu, MJ/mies.	Potencjał produkcji elektryczn. MWh	Potencjał produkcji ciepła, GJ	Moc elektr. MW _e	Moc cieplna, MW _t
lip.21	46 262,27	4,70%	59,20%	1 287	675 781	13 414 248	1 490	6 707	2,00	2,59
sie.21	42 237,91	4,70%	59,20%	1 175	616 994	12 247 340	1 361	6 124	1,83	2,29
wrz.21	51 599,84	4,70%	59,20%	1 436	753 750	14 961 934	1 662	7 481	2,31	2,79
paź.21	41 509,46	4,70%	59,20%	1 155	606 354	12 036 119	1 337	6 018	1,80	2,32
lis.21	58 880,44	4,70%	59,20%	1 638	860 102	17 073 024	1 897	8 537	2,63	3,19
gru.21	33 048,74	4,70%	59,20%	920	482 763	9 582 842	1 065	4 791	1,43	1,85
sty.22	28 815,40	4,50%	38,70%	502	263 456	5 229 594	581	2 615	0,78	0,98
lut.22	54 469,71	4,50%	38,70%	949	498 010	9 885 493	1 098	4 943	1,63	1,85
mar.22	59 475,80	4,50%	38,70%	1 036	543 780	10 794 029	1 199	5 397	1,61	2,23
kwi.22	58 244,84	4,50%	38,70%	1 014	532 525	10 570 626	1 175	5 285	1,63	1,97
maj.22	69 202,34	4,50%	38,70%	1 205	632 708	12 559 260	1 395	6 280	1,88	2,42
cze.22	56 875,39	4,50%	38,70%	990	520 005	10 322 091	1 147	5 161	1,59	1,93
	600 622,14				6 986 227				1,76	2,20

Tabela 5.9.3 Wyliczenie ilości dodatkowego wsadu niezbędnego do procesu fermentacji osadów dla biogazowni o zwiększonej mocy

Parametr	Wartość
Produkcja biogazu z dodatkowym wsadem, m ³ /rok	6 986 227
Produkcja biogazu na samych ściekach, m ³ /rok	362 716
Różnica, m ³ /rok	6 623 511
Jednostkowy stosunek kiszonki do ilości biogazu Mg/m ³ biogazu	0,0058
Dodatkowa ilość kiszonki, Mg/rok	38 108

Jak wynika z powyższych wyliczeń, aby biogazownia produkowała biogaz w ilości wystarczającej do zasilenia sieci ciepłowniczej mocą cieplną ok. 2,2 MW_t niezbędne jest dostarczanie do komór fermentacyjnych ok. 100 Mg dodatkowego wsadu dziennie, a jeśli miałyby to odbywać się wyłącznie w dni robocze to nawet ponad 140 Mg każdego dnia. Wówczas konieczne może się okazać posiadanie większego zbiornika (silosu) na dodatkowy wsad, a w efekcie także większego zbiornika biogazu, by zapewnić ciągłą pracę pompy ciepła.

6

Podsumowanie analizy technicznej i lokalizacyjnej

6.1 Określenie możliwych kierunków rozwoju

Na podstawie wyników analizy lokalizacyjnej, analizy rynku ciepła i paliw oraz analizy technologii do dalszej analizy sformułowano 4 warianty obliczeniowe różniące się między sobą zastosowaną technologią, lokalizacją i zakresem prac. Przyjęto następujące kryteria wyboru wariantu obliczeniowego:

- Wariant I: Wariant umożliwiający ograniczenie kosztów produkcji ciepła dla mieszkańców, najniższym kosztowo możliwym sposobem.
- Wariant II: Wariant zakładający budowę spalarni odpadów na terenie miasta.
- Wariant III: Wariant zakładający uzyskanie efektywnego systemu ciepłowniczego poprzez możliwą implementację źródeł OZE oraz wysokosprawnej kogeneracji.
- Wariant IV: Umożliwiający zmarginalizowanie udziału źródeł węglowych kotłowni na ulicy Lipowej, celem opuszczenia tego terenu w przyszłości.

6.2 Charakterystyka analizowanych wariantów do dalszej analizy

6.2.1 Wariant I

Wariant ten uchodzi jako najprostszy we wdrożeniu i wydaje się być najtańszym w realizacji. Polega on na niewielkiej ingerencji w istniejącą infrastrukturę i lokalizację obiektów ZGK. Zakłada rozbudowę ciepłowni gazowej zlokalizowanej przy ulicy Trębskiego (budynek został wybudowany z założeniem wyposażenia go docelowo w dwa kotły gazowe, co obrazuje rysunek 3.4.2) o drugi kocioł gazowy o analogicznej mocy 4 MW_t oraz utrzymanie dotychczasowych obiektów i kotłów węglowych zlokalizowanych przy ulicy Lipowej, jednak z ograniczeniem mocy w paliwie dwóch kotłów typu WR5m (K1 i K2) z 2x11,6 MW_t do odpowiednich mocy

6,3 i 5,8 MW_t (2x7,0 MW_t). W wyniku tej modernizacji moc kotłowni węglowej ulegnie zmniejszeniu do 19,8 MW_t, co w założeniu powinno pozwolić na wyjście kotłowni z systemu ETS. Powstałą w ten sposób lukę zapełni zmodernizowana kotłownia gazowa. Moc kotłowni gazowej powiększy się nie tylko o moc kolejnego kotła gazowego, ale też o moc obecnie nie wykorzystywaną przez pierwszy z kotłów, z uwagi na ograniczoną w tym obiekcie moc dostępną z sieci gazowniczej, tj. nastąpi łączny wzrost mocy o 5,8 MW_t. Oznacza to, że sumaryczna maksymalna moc wytwórcza źródeł należących do ZGK osiągnie 24,6 MW_t. Aby przeprowadzić niniejszą inwestycję konieczne jest poczynienie inwestycji na sieci ciepłowniczej. Choć wedle analizy wykonanej w rozdziale 3.1 moce pomp wody ciepłowniczej są wystarczające do przesłania odpowiedniej mocy ciepłowniczej w lecie do odbiorców końcowych, to z uwagi na ok. 100 metrowy fragment sieci ciepłowniczej o średnicy DN125 (2 x 100 m), który stanowi tzw. „wąskie gardło”, należy dokonać jego wymiany na rurociąg o średnicy minimum DN200. Niniejsza modernizacja jest niezbędna do przesłania planowanej do zainstalowania mocy ciepłowniczej.

Schemat obrazujący konieczne inwestycje w źródłach ciepła został pokazany na rysunku 6.2.1. Natomiast w tabeli 6.2.1 przedstawiono zakres niezbędnych modernizacji w stosunku do stanu obecnego.

Zaznaczyć należy również, że w tym wariantcie dalsza działalność wciąż będzie oparta głównie o źródła węglowe. W związku z tym może okazać się konieczne przeprowadzenie odpowiednich inwestycji w istniejące systemy oczyszczania spalin przed 2030 rokiem. Dotyczy to zwłaszcza istniejącego systemu odpylania.

Jak przedstawiono w rozdziale 5.1 zakres zmian w przypadku ograniczenia mocy wytwórczej kotłów węglowych uzależniony jest od lokalnego Urzędu Dozoru Technicznego, dlatego konieczne jest przeprowadzenie wcześniejszych konsultacji.

Moc osiągalna w systemie ciepłowniczym po przeprowadzeniu wskazanych modernizacji (24,6 MW) jest niższa niż średnia moc zamówiona przez mieszkańców w roku 2023 (26,82 MW). Należy jednak zwrócić uwagę na niejednoczesny charakter odbioru ciepła. Ponadto, można przyjąć, że długotrwałe okresy występowania nadzwyczajnie niskich temperatur mogą pojawiać się coraz rzadziej ze względu na ocieplenie klimatu. Dodatkowo operatorzy sieci mogą obniżyć ryzyko niedotrzymania mocy poprzez wcześniejsze podniesienie parametrów w sieci, przez co część ciepła zostanie zakumulowana w sieci ciepłowniczej.

Niemniej z uwagi na fakt, że w tym wariantcie moc zamówiona jest większa od mocy zainstalowanej, a w podstawie pracować będą głównie kotły węglowe, zalecane jest wykonanie gruntownego remontu kotła K2 oraz wymiana podgrzewaczy kotłów K1 oraz K3. Dobry stan techniczny kotłów jest kluczowy do zapewnienia ciągłości dostaw ciepła do mieszkańców miasta. Z uwagi na brak uregulowania własności gruntu, na terenie której mieści się kotłownia węglowa, przed przystąpieniem do istotnych inwestycji w infrastrukturę wytwórczą na tym terenie, należy tą sytuację uregulować prawnie.



Rysunek 6.2.1 Schemat modernizacji systemu ciepłowniczego - Wariant I

Tabela 6.2.1 Niezbędne modernizacje w przypadku wariantu 1- podsumowanie

Lokalizacja	Źródło obecne	Obecna moc w paliwie, MW	Obecna moc użyteczna, MW	Docelowe źródła	Docelowa moc w paliwie, MW	Docelowa moc użyteczna, MW
Lipowa 4	Kocioł węglowy K1	11,6	8	Kocioł węglowy K1	7,0	6,3
	Kocioł węglowy K2	11,6	8	Kocioł węglowy K2	7,0	5,8
	Kocioł węglowy K3	5,8	4,5	Kocioł węglowy K3	5,8	4,5
Trębickiego 3	Kocioł gazowy	2,2	2,0	Kocioł gazowy	4,4	4,0
	-	-	-	Kocioł gazowy nr 2	4,4	4,0
Podsumowanie źródła	Obecne źródła	31,2	22,5	Przyszłe źródła	28,6	24,6
Sieć ciepłownicza	Odcinek 100 m (2 x 100 m) przy ulicy Partyzantów	DN125 (maksymalna przepustowość od strony kotłowni Trębickiego 1,6 MW (w lecie) i 4,1 MW (w zimie - przy temperaturze zewnętrznej -20°C)		Odcinek 100 m (2 x 100 m) przy ulicy Partyzantów	DN200 (maksymalna przepustowość od strony kotłowni Trębickiego 4,0 MW (w lecie) i 10,5 MW (w zimie - przy temperaturze zewnętrznej -20°C)	

Gospodarka paliwowa

Warunkiem modernizacji ciepłowni gazowej zlokalizowanej przy ulicy Trębickiego jest otrzymanie przez ZGK zaktualizowanych warunków przyłączenia do sieci gazowniczej, co jest możliwe po jej rozbudowie, planowanej przez przedsiębiorstwo gazownicze na lata 2023-2024, o czym wspomniano w pkt 3.1.1 niniejszego opracowania. Znajdująca się na terenie kotłowni gazowej infrastruktura gazowa jest przystosowana do zasilenia dwóch kotłów gazowych o mocy 4 MWt każdy, a jedynym obecnie ograniczeniem jest przepustowość dostępna na przyłączy do sieci gazowniczej nienależącej do Zamawiającego. Gaz ziemny jest paliwem nieodnawialnym, charakteryzującym się z założenia wysoką stabilnością dostaw. Zmniejszenie mocy kotłów węglowych i jednocześnie przejście na zwiększone ilości wolumenowe paliwa gazowego, dostarczanego w sposób ciągły siecią gazowniczą pozwoli zmniejszyć zapotrzebowanie na węgiel i koszty jego transportu, dzięki czemu częściowej poprawie ulegnie bezpieczeństwo dostaw.

Ponadto zmianie w tym wariancie musi ulec reżim pracy ciepłowni gazowej, która z uwagi na wysokie ceny gazu ziemnego w 2022 r. funkcjonuje jako jednostka rezerwowo-szczytowa. Po modernizacji nadal nie będzie ona pracowała w podstawie, jednak dużo częściej będzie musiała ona pokryć zapotrzebowanie sieci ciepłowniczej na moc dostarczaną obecnie z kotłowni węglowej, która ulegnie zauważalnemu zmniejszeniu. Zwiększy się zatem także zapotrzebowanie na gaz ziemny, który jest paliwem droższym, ale pozwalającym jednocześnie na znaczące obniżenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery.

Gospodarka odpadowa

Zmniejszenie ilości spalanego w kotłach węgla ograniczy zauważalnie ilość żużlu i popiołów, które są pozostałościami po procesie spalania węgla. Zmniejszeniu ulegną zatem koszty ich utylizacji. Zmniejszy się także w podobnym zakresie ilość pyłów, które muszą być wyłapywane na wylocie spalin przez odpylacze i filtry workowe, co powinno także poprawić uciążliwości związane z ich eksploatacją, czyszczeniem i wymianą.

Wykaz przewidywanych odpadów powstających z eksploatacji urządzeń gazowych i węglowych pokazano w tabeli 6.2.2.

Tabela 6.2.2 Przewidywane odpady z urządzeń gazowych i węglowych

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Metoda dalszego przetwarzania*
10 01 22	Uwodnione szlamy z czyszczenia kotłów zawierające substancje niebezpieczne	D9, D13, D10
10 01 23*	Uwodnione szlamy z czyszczenia kotłów inne niż wymienione 10 01 22	D9, D13, D10
10 01 01	Żużle i pyły paleniskowe i pyły z kotłów (z wyłączeniem pyłów z kotłów wymienionych w 10 01 04)	R5

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Metoda dalszego przetwarzania*
10 01 19	Odpady z oczyszczania gazów odlotowych inne niż wymienione w 10 01 05, 10 01 07, 10 01 18	R5, R12, D5
10 01 25	Odpady z przechowywania i przygotowania paliw dla opalanych węglem elektrowni (piryty)	D5

*) NIEWYCZERPUJĄCY WYKAZ PROCESÓW ODZYSKU ORAZ NIEWYCZERPUJĄCY WYKAZ PROCESÓW UNIESZKODLIWIANIA zgodnie z załącznikiem 1 i załącznikiem 2 do ustawy z dnia 14 grudnia 2012r.o odpadach

Analiza lokalizacyjna

Wariant I nie przewiduje zmian lokalizacji kotłowni, co oznacza wykorzystywanie źródeł znajdujących się w aktualnych lokalizacjach pokazanych na rysunku 3.1.1. Jak już wspomniano, obiekt przy ulicy Trębeckiego oraz jego infrastruktura zostały przystosowane do instalacji i eksploatacji dwóch kotłów gazowych o mocy 2x4MW_t, co pokazano na rysunku 3.4.2. W związku z powyższym jedyną rozważaną lokalizacją nowego kotła gazowego powinna być kotłownia przy ulicy Trębeckiego. Jednakże niniejsza inwestycja powinna zostać przeprowadzona po zmianie warunków przyłączenia, gdyż na dzień dzisiejszy ograniczona moc dostępna z sieci gazowniczej uniemożliwia pracę z pełną mocą nawet jednego kotła gazowego.

W przypadku źródeł przy ulicy Lipowej ograniczenie mocy kotłów wpłynie jedynie na zmniejszenie ilości wykorzystywanego paliwa i produkowanych ubocznych produktów spalania. Aspekty lokalizacyjne nie ulegną zmianie.

Wymagania środowiskowe

Obecne wielkości emisji oraz obecne i przyszłe wymagania określa tabela 6.2.3.

Tabela 6.2.3 Obecna wielkość emisji w stosunku do obecnych i przyszłych wymagań

Kocioł	Związek	Emisja rzeczywista, mg/Nm ³	Emisja wymagana, mg/Nm ³	
			Obecna	Od 2025*
Kotłownia węglowa	Pył	18,7 – 49,0	100	50
	SO ₂	855,2 - 1 068,2	1500	1100
	NO _x	379,3 – 388,6	400	400
Kotłownia gazowa	Pył	-	100	-
	SO ₂	-	1500	-
	NO _x	-	400	200

* W przypadku braku uzyskania derogacji o których mowa w art. 6 pkt. 5 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego I Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

W przypadku uzyskania derogacji dla kotłów węglowych zgodnie z art. 6 pkt. 5 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego I Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania możliwa będzie dalsza praca źródeł węglowych bez ponoszenia dodatkowych inwestycji za wyjątkiem planowanych remontów. Z powyższego artykułu wynika, że do dnia 1

stycznia 2030 r. państwa członkowskie mogą zwolnić istniejące średnie obiekty energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW z obowiązku przestrzegania dopuszczalnych wielkości emisji określonych w załączniku II, pod warunkiem, że co najmniej 50 % ciepła użytkowego wytwarzanego w tych obiektach, określonego jako średnia krocząca z pięciu lat, jest dostarczane w postaci pary lub gorącej wody do publicznej sieci ciepłowniczej. W przypadku kotłowni węglowej warunek ten jest spełniony.

Dalsza praca kotłowni węglowej z dużą dozą prawdopodobieństwa będzie wymagała jej głębokiej modernizacji. Wynika to głównie z poziomu emisji pyłów. Choć obecne poziomy wskazują na możliwość osiągnięcia przyszłych wymagań, to należy mieć na uwadze, że wynika to głównie z faktu, że w kotłowni niedawno wymieniono worki w filtrach. Alternatywą może być częstsza wymiana worków, co zwiększy koszty eksploatacyjne. Dodatkowo trzeba zaznaczyć, że na emisję tlenków siarki wpływ ma zasilanie paliwa, gdyż żaden z kotłów nie jest wyposażony w instalację odsiarczania. Powoduje to problem w postaci uzależnienia dalszej pracy kotłów od parametrów kupowanego paliwa. W przypadku ograniczenia podaży tego rodzaju węgla również może to implikować konieczność dostarczenia technologii odsiarczania spalin.

W przypadku kotłów gazowych brak jest zagrożenia niedotrzymania przyszłych wymagań emisyjnych.

Kwalifikacja energii i system ETS

Przyjmuje się, że dzięki zmniejszeniu mocy kotłów węglowych i rozbudowie ciepłowni gazowej wzrośnie średnia sprawność całego układu. Kotły gazowe cechują się dużą elastycznością pracy, co umożliwi pracę kotłów przy wciąż wysokiej i zadowalającej sprawności - nawet w stanach częściowego obciążenia. Jednakże, w świetle przepisów prawnych paliwo gazowe jest paliwem, którego spalanie wiąże się z emisją gazów cieplarnianych, w tym CO₂.

Analogicznie jak w przypadku gazu ziemnego, spalanie węgla kamiennego wiąże się z produkcją CO₂, przy czym emisja ta jest prawie dwukrotnie większa niż w przypadku gazu ziemnego (w przeliczeniu na 1 J energii). Jednakże, w świetle *Załącznika 1 do Ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*, systemem EU-ETS obecnie objęte są jedynie działania w postaci: „Spalania paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW”. Przy czym moc cieplna jest definiowana jako: „Ilość energii wprowadzonej do instalacji w paliwie w jednostce czasu przy jej nominalnym obciążeniu”. Rozdzielenie mocy wytwórczych na dwie lokalizacje, spowoduje, że na każdej z nich zainstalowane będą źródła o mocy poniżej 20 MW. W związku z powyższym w wyniku zmniejszenia mocy kotłowni węglowej poniżej 20 MW w paliwie ZGK zostanie zwolniony z ponoszenia kosztów wynikających z EU-ETS, czyli uprawnień do emisji CO₂. Przywołać w tym miejscu należy definicję instalacji: stacjonarne urządzenie techniczne lub zespół takich urządzeń, w których są prowadzone jedno lub więcej działań określonych w Załączniku nr 1 do ustawy oraz wszelkie inne czynności posiadające bezpośredni techniczny związek ze wskazanymi działaniami prowadzonymi w danym miejscu, które powodują emisję lub mają wpływ na jej wielkość. W przypadku posiadania 2 instalacji działanie w postaci spalania paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy przekraczającej 20 MW w danym miejscu nie będzie miało miejsca.

Realizacja wariantu nie przyczyni się jednak do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego z uwagi na brak kogeneracji, wykorzystania OZE lub energii odpadowej. Wiąże się to z brakiem możliwości ubiegania się o dofinansowanie inwestycji ze środków unijnych.

6.2.2 Wariant II

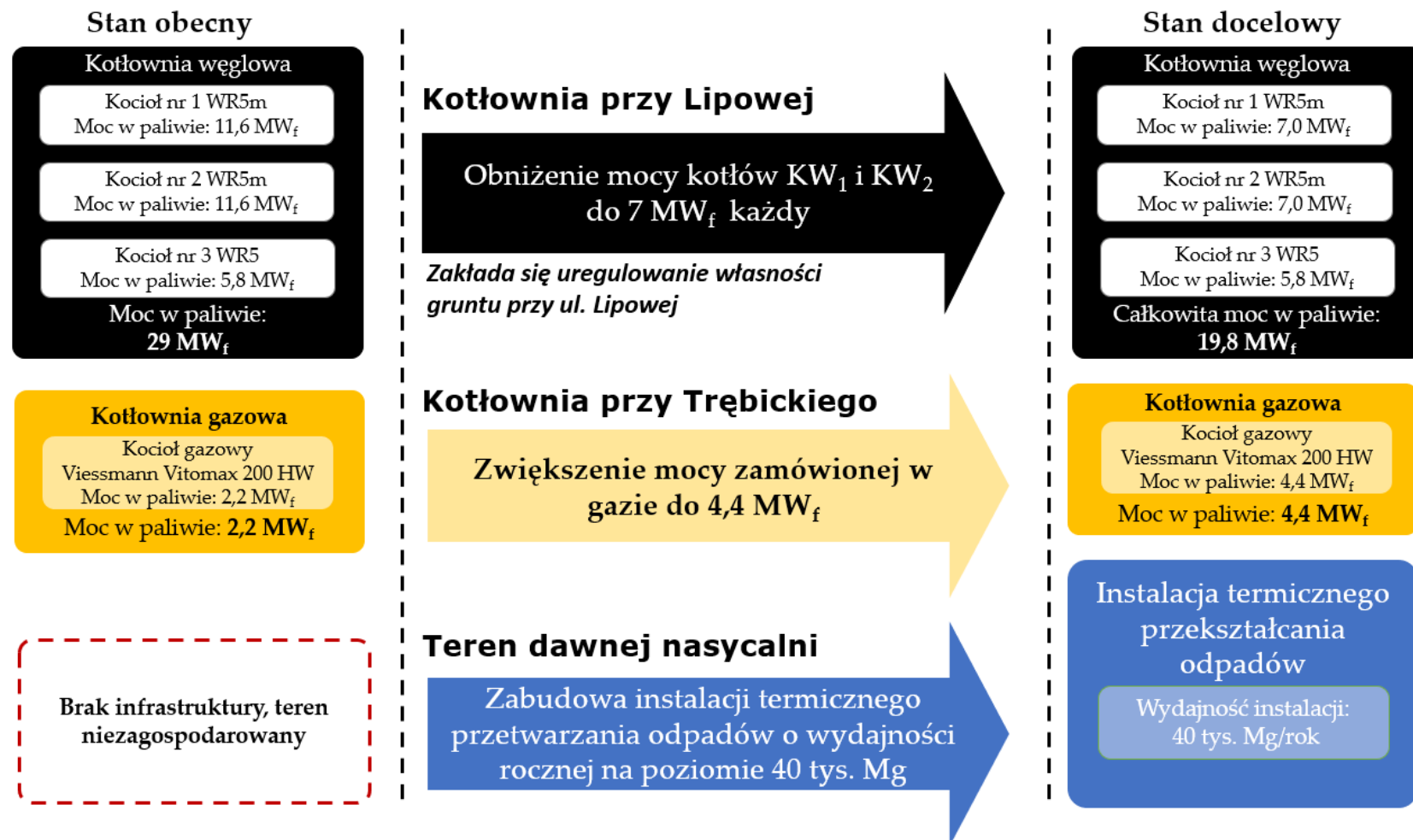
Wariant ten przewiduje w głównej mierze budowę nowej spalarni odpadów przy jednoczesnym ograniczeniu mocy wytwórczych w ciepłowni węglowej. Jego wdrożenie będzie zdecydowanie droższe w realizacji, jednak przyczyni się do zwiększenia zainstalowanej mocy źródeł ciepła, większej dywersyfikacji źródeł ciepła, a także rozwiąże lokalny problem z zagospodarowaniem części odpadów komunalnych. Spalarnia po przeprowadzonej analizie zostanie zabudowana na terenie dawnej nasycalni (lokalizacja przedstawiona na rysunku 3.3.1 niniejszego opracowania). Eksploatowane obecnie kotły węglowe zlokalizowane w kotłowni przy ulicy Lipowej również zostaną utrzymane, jednak z ograniczeniem mocy dwóch z nich. Celem ograniczenia mocy w paliwie dwóch kotłów typu WR5m (K1 i K2) z 2x11,6 MW_t do 6,3 i 5,8 MW_t (2x7,0 MW_t) jest wyjście z systemu EU-ETS. W wyniku tej modernizacji moc kotłowni węglowej ulegnie zmniejszeniu do 19,8 MW_t. Zakres niezbędnych prac w związku z ograniczeniem mocy wytwórczej określić powinien lokalny przedstawiciel UDT, jak zaznaczono to w rozdziale 5.1. Przed przystąpieniem do niniejszych prac, zaleca się uregulowanie własności gruntu, na terenie której mieści się obecna ciepłownia węglowa. W przypadku kotłowni gazowej przy ulicy Trębickiego, jej moc powiększy się o moc obecnie nie wykorzystywaną przez kocioł gazowy, z uwagi na ograniczoną w tym obiekcie moc dostępną z sieci gazowniczej, tj. nastąpi wzrost mocy do 4 MW_t.

Rekomendowana technologia dla instalacji termicznego przekształcania odpadów została wstępnie określona w rozdziale 5.6, jednak powinna zostać doszczegółowiona na etapie dialogu technicznego przez dostawców technologii. Układ powinien zostać wyposażony, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Rozwoju z dnia 21 stycznia 2016r. *w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów oraz sposobów postępowania z odpadami powstałymi w wyniku tego procesu* m.in. w automatyczny system podawania odpadów, pozwalający na zatrzymanie ich podawania, urządzenia techniczne służące do odprowadzania gazów spalinowych do powietrza, gwarantujące dotrzymanie standardów emisyjnych, urządzenia techniczne służące do odzysku energii powstającej w procesie, urządzenia techniczne służące do ochrony przed zanieczyszczeniami gleby i ziemi oraz wód powierzchniowych i podziemnych, urządzenia techniczne służące do magazynowania odpadów powstałych w wyniku procesu, co najmniej jeden palnik pomocniczy na gaz ziemny lub olej opałowy. Proces spalania w tej instalacji musi być prowadzony tak, by temperatura spalin wylotowych wynosiła minimum 850°C przez 2 sekundy oraz aby całkowita zawartość węgla organicznego w żużlach i popiołach paleniskowych była niższa niż 3% lub strata przy prażeniu żużli i popiołów paleniskowych była niższa niż 5% suchej masy. Założono w związku z tym, optymalne rozwiązanie jako: kocioł rusztowy parowy zintegrowany z turbiną upustowo-kondensacyjną ze skraplaczem powietrznym. Układ oczyszczania spalin składać się będzie z układu SNCR, suchego odsiarczania (metoda sodowa) oraz filtra workowego. Kluczowym elementem w przypadku tego wariantu jest połączenie istniejącej sieci ciepłowniczej z nową spalarnią odpadów. W tym celu konieczne jest

wykonanie rurociągu o średnicy DN200 o długości ok. 3 km. Innym problemem do rozwiązania w przypadku tej lokalizacji jest remediacja terenu, gdyż teren po nasycalni wymaga tego.

W związku z planowanym zwiększeniem mocy kotłowni gazowej przy ulicy Trębickiego z powodu zwiększenia mocy zamówionej w gazie należy dokonać wymiany ok. 100 m (2 x 100m) odcinka ciepłociągu o średnicy DN125 na nowy, preizolowany rurociąg o większej średnicy - minimum DN200, gdyż obecna średnica jest niewystarczająca do przesłania takiego wolumenu. Schemat obrazujący niezbędne modernizacje w zakresie infrastruktury wytwórczej został pokazany na rysunku 6.2.2. Ponadto zakres niezbędnych modernizacji ukazany został w tabeli 6.2.4. Wszystkie te działania doprowadzą do tego, że sumaryczna moc wytwórcza źródeł należących do ZGK zwiększy się do 31,7 MW_t.

W związku z wykonaną analizą w rozdziale 4.2.1 realizacja niniejszego przedsięwzięcia modernizacyjnego (instalacji termicznego przekształcania odpadów) może nie być inwestycją dofinansowaną ze środków unijnych. Z uwagi na bardzo wysokie koszty inwestycyjne może być również problem z pozyskaniem komercyjnych źródeł finansowania (kredyty, obligacje komunalne).



Rysunek 6.2.2 Schemat modernizacji systemu ciepłowniczego - Wariant II

Tabela 6.2.4 Niezbędne modernizacje w przypadku wariantu II - podsumowanie

Lokalizacja	Źródło obecne	Obecna moc w paliwie, MW	Obecna moc użyteczna, MW	Docelowe źródła	Docelowa moc w paliwie, MW	Docelowa moc użyteczna, MW
Lipowa 4	Kocioł węglowy K1	11,6	8	Kocioł węglowy K1	7,0	6,3
	Kocioł węglowy K2	11,6	8	Kocioł węglowy K2	7,0	5,8
	Kocioł węglowy K3	5,8	4,5	Kocioł węglowy K3	5,8	4,5
Trębskiego 3	Kocioł gazowy	2,2	2,0	Kocioł gazowy	4,4	4,0
Teren dawnej nasycalni	-	-	-	ITPO	-	5,1 (11,1 w przypadku bezpośredniego zrzutu na SRS)
Podsumowanie źródeł	Obecne źródła	31,2	22,5	Przyszłe źródła	24,2	25,7 (31,7 w przypadku bezpośredniego zrzutu na SRS w spalarni)
Sieć ciepłownicza	-	-	Odcinek 3000 m od nasycalni do kotłowni przy ulicy Lipowej		DN200 (maksymalna przepustowość 4,0 MW (w lecie) i 10,5 MW (w zimie- przy temperaturze zewnętrznej -20°C)	

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Sieć ciepłownicza	Odcinek 100 m (2 x 100m) przy ulicy Partyzantów	DN125 (maksymalna przepustowość od strony kotłowni Trębickiego 1,6 MW (w lecie) i 4,1 MW (w zimie - przy temperaturze zewnętrznej -20°C)	Odcinek 100 m (2 x 100m) przy ulicy Partyzantów	DN200 (maksymalna przepustowość od strony kotłowni Trębickiego 4,0 MW (w lecie) i 10,5 MW (w zimie - przy temperaturze zewnętrznej -20°C)
-------------------	---	--	---	---

Gospodarka paliwowa

Warunkiem wykorzystania pełnej mocy ciepłowni gazowej zlokalizowanej przy ulicy Trębickiego jest otrzymanie przez ZGK zaktualizowanych warunków przyłączenia do sieci gazowniczej, co jest możliwe po jej rozbudowie, planowanej przez przedsiębiorstwo gazownicze na lata 2023-2024, o czym wspomniano w pkt 3.1.1 niniejszego opracowania. Gaz ziemny jest paliwem nieodnawialnym, charakteryzującym się wysoką stabilnością dostaw. Zmniejszenie mocy kotłów węglowych i jednocześnie przejście na zwiększone ilości wolumenowe paliwa gazowego, dostarczanego w sposób ciągły siecią gazowniczą pozwoli zmniejszyć zapotrzebowanie na węgiel i koszty jego transportu, dzięki czemu częściowej poprawie ulegnie bezpieczeństwo dostaw.

Budowa na terenie dawnej nasycalni instalacji termicznego przetwarzania odpadów wymaga zapewnienia dostaw paliwa - odpadów do tej instalacji. Możliwości ich pozyskania przeanalizowano szczegółowo w punkcie 3.3.3 niniejszego opracowania. Istotnym argumentem przemawiającym za lokalizacją tej instalacji jest bliskie sąsiedztwo producenta paliwa w postaci pre-RDF tj. ZUOK w Starym Lubiejewie, jak i fakt, że docelowo zakład ten planuje modernizację, która praktycznie podwoi jego zdolności wytwarzania paliwa alternatywnego. Ponadto jak wykazała analiza przeprowadzona w punkcie 3.3.3, istnieją także inne źródła umożliwiające pozyskanie paliwa alternatywnego w niezbyt odległej okolicy tej lokalizacji, co pokazano na rysunku 3.3.8 oraz w tabelach 3.3.2 i 3.3.3. Zgodnie z polskim ustawodawstwem (art. 4 ust. 3 Dz.U. 2016 poz. 108) do palnika pomocniczego, o którym mowa w ust. 2, nie podaje się paliw, które mogą spowodować wyższe emisje niż powstające w wyniku spalania oleju napędowego, gazu płynnego lub gazu ziemnego. W związku z tym, zakłada się budowę na terenie byłej nasycalni zbiornika na olej napędowy, która zasilać będzie palnik pomocniczy w celu stabilizacji procesu.

W tym wariantcie nie musi ulec zmianie reżim pracy ciepłowni gazowej, która w dalszym ciągu może funkcjonować jako jednostka rezerwowo-szczytowa. Po modernizacji nadal nie będzie ona pracowała w podstawie, jednak dzięki zwiększonej mocy dużo elastyczniej będzie mogła ona pokryć zapotrzebowanie sieci ciepłowniczej na moc cieplną w sytuacjach awaryjnych lub okresowych konserwacji pozostałych źródeł. Zwiększyć się zatem może zapotrzebowanie na gaz ziemny, który jest paliwem droższym, ale będącym do dyspozycji natychmiast, pozwalającym jednocześnie na znaczące obniżenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery.

Gospodarka odpadowa

Zmniejszenie ilości spalanego węgla w kotłach typu WR ograniczy zauważalnie ilość żużlu i popiołów, które są pozostałościami po procesie utleniania tego paliwa. Jednakże wraz ze spadkiem ilości ubocznych produktów spalania węgla, w ogólnym bilansie należy przewidzieć dodatkowe ilości żużli i popiołów ze spalania odpadów. W zależności od składu chemicznego tych ubocznych produktów spalania mogą one zostać zakwalifikowane jako odpady niebezpieczne lub inne niż niebezpieczne. W pierwszym przypadku implikować to może konieczność ponoszenia wysokich opłat za odbiór i utylizację tych odpadów. W przypadku spalania paliwa gazowego nie przewiduje się powstania dodatkowych odpadów. Wykaz przewidywanych odpadów z urządzeń gazowych i węglowych oraz spalarni odpadów pokazano w tabeli 6.2.5.

Tabela 6.2.5 Przewidywane odpady z urządzeń gazowych i węglowych oraz spalarni odpadów

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Metoda dalszego przetwarzania*
10 01 22	Uwodnione szlamy z czyszczenia kotłów zawierające substancje niebezpieczne	D9, D13, D10
10 01 23*	Uwodnione szlamy z czyszczenia kotłów inne niż wymienione 10 01 22	D9, D13, D10
13 01 10*	Mineralne oleje hydrauliczne nie zawierające związków chlorowcoorganicznych (olej turbinowy)	
13 01 10*	Syntetyczne oleje hydrauliczne	
13 02 05*	Mineralne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe nie zawierające związków chlorowcoorganicznych	
13 02 06*	Syntetyczne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	R9
13 02 08*	Inne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	
13 03 07*	Mineralne oleje i ciecze stosowane jako elektroizolatory oraz nośniki ciepła nie zawierające związków chlorowcoorganicznych (olej transformatorowy)	
13 03 08*	Syntetyczne oleje i ciecze stosowane jako elektroizolatory oraz nośniki ciepła	
13 05 03	Szlamy z kolektorów	R9, D10
16 07 09*	Odpady zawierające inne substancje niebezpieczne	D9, R12, R4, R3
19 09 04	Zużyty węgiel aktywny	D10, D9
07 02 99	Inne niewymienione odpady z produkcji, przygotowania, obrotu i stosowania tworzyw sztucznych kauczuku i włókien syntetycznych (zużyte taśmy gumowe)	R3, R4
10 01 01	Żuźle i pyły paleniskowe i pyły z kotłów (z wyłączeniem pyłów z kotłów wymienionych w 10 01 04)	R5
10 01 05	Stałe odpady z wapniowych metod odsiarczania gazów odlotowych	R5,
10 01 19	Odpady z oczyszczania gazów odlotowych inne niż wymienione w 10 01 05, 10 01 07, 10 01 18	R5, R12, D5
10 01 21	Osady z zakładowych oczyszczalni ścieków inne niż wymienione w 10 01 20	D5, R12
10 01 25	Odpady z przechowywania i przygotowania paliw dla opalanych węglem elektrowni (piryty)	D5
13 08 99*	Inne niewymienione oleje odpadowe nieujęte w innych grupach	
16 01 07*	Filtry olejowe	R12, D10
16 02 13*	Zużyte urządzenia zawierające niebezpieczne elementy inne niż wymienione w 16 02 09 do 16 02 12	D9, R12, R4, R3,

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Metoda dalszego przetwarzania*
16 02 16	Elementy usunięte z zużytych urządzeń	R12, R3, R5, R4
16 03 04	Nieorganiczne odpady nie zawierające substancji niebezpiecznych	
16 06 02*	Baterie i akumulatory niklowo-kadmowe	R3, R4, R12
16 06 05	Inne baterie i akumulatory	R3, R4, R12
16 07 08*	Odpady zawierają ropę naftową lub jej produkty	D9, D10,
16 08 01	Zużyte katalizatory zawierające złoto, srebro, ren, rod, pallad, iryd lub platynę (z wyłączeniem 16 08 07)	R7, R8
16 08 03	Zużyte katalizatory zawierające metale przejściowe lub ich związki inne niż wymienione w 16 08 02	R7, R8
19 01 05	Osady filtracyjne (np. placek filtracyjny) z oczyszczania gazów odlotowych	D5, D9,
19 01 06	Szlamy i inne odpady uwodnione z oczyszczania gazów odlotowych	D5, D9,
19 01 07	Odpady stałe z oczyszczania gazów odlotowych	D5, D9,
19 01 10	Zużyty węgiel aktywny z oczyszczania gazów odlotowych	D10
19 01 11*	Żużle i popioły paleniskowe zawierające substancje niebezpieczne	D5, D9,
19 01 12	Żużle i popioły paleniskowe inne niż wymienione w 19 01 11	D5, D9,
19 01 13*	Popioły lotne zawierające substancje niebezpieczne	D5, D9,
19 01 14*	Popioły lotne inne niż wymienione w 19 01 13	D5, D9,
19 01 15*	Pyły z kotłów zawierające substancje niebezpieczne	D5, D9,
19 01 16	Pyły z kotłów inne niż wymienione w 19 01 15	D5, D9,
19 09 02	Osady z klarowania wody	D9, D10
19 09 03	Osady z dekarbonizacji wody	R5, D5, R12
19 09 05	Nasycone lub zużyte żywice jonowymienne	D9, D10
19 09 99	Inne niewymienione odpady z uzdatniania wody pitnej i wody do celów przemysłowych	R12, R5, D5, D9, D10

*) NIEWYCZERPUJĄCY WYKAZ PROCESÓW ODZYSKU ORAZ NIEWYCZERPUJĄCY WYKAZ PROCESÓW UNIESZKODLIWIANIA zgodnie z załącznikiem 1 i załącznikiem 2 do ustawy z dnia 14grudnia 2012r.o odpadach

Analiza lokalizacyjna

Wariant II zakłada budowę instalacji termicznego przekształcania odpadów. W związku z tym, analizie poddano wymienione w rozdziale 3.4 lokalizacje:

- Lokalizacja 1: zbyt mała powierzchnia;
- Lokalizacja 2: mała powierzchnia, trudny dojazd;

- Lokalizacja 3: zbyt mała powierzchnia, bliskość zabudowań;
- Lokalizacja 4: odpowiednia lokalizacja.

Spośród wymienionych powyżej lokalizacji jedynie teren byłej nasycalni powinien być rozważany jako teren potencjalnej inwestycji. Niewątpliwą zaletą tego miejsca jest możliwość wykorzystania terenu, którego zagospodarowanie do innych celów będzie niezwykle trudne. Wydaje się, że lokalizacja ta również będzie powodowała najmniej oporów społecznych, gdyż jest zlokalizowana z dala od dużych osiedli. Z drugiej jednak strony taka lokalizacja powoduje, że konieczne będzie poniesienie dużych nakładów inwestycyjnych na budowę nowych ciepłociągów łączących nową spalarnię z obecną infrastrukturą sieciową. W tym celu należy wybudować magistralę ciepłowniczą o długości ok. 3 km od nowego źródła ciepła do najbliższego fragmentu sieci ciepłowniczej, tj. do kotłowni węglowej przy ulicy Lipowej (odległość około 2,4 km w linii prostej). Dodatkowym problemem jest konieczność adaptacji terenu do wymogów planowanej infrastruktury, począwszy od badań geologicznych gruntów, nie najtańszego procesu remediacji gruntów, poprzez przystosowanie lokalnych dróg dla użytkowania przez ciężki transport drogowy. Szczegółowa analiza tej lokalizacji została omówiona w rozdziale 3.4.4 niniejszego opracowania.

ZGK nadal korzystać będzie z istniejących obiektów wraz ze źródłami węglowymi, gazowymi i z systemu ciepłowniczego. Pokazano je na rysunku 3.1.1. Same źródła poddane zostaną pewnym modyfikacjom. Dodatkowo w celu możliwości przesłania większej ilości ciepła z kotłowni przy ulicy Trębackiego należy przeprowadzić wymianę rurociągu DN125 o długości 100 m (2 x 100 m), zlokalizowanego przy ulicy Partyzantów, na nowy, preizolowany rurociąg o średnicy minimum DN200.

Wymagania środowiskowe

Obecne wielkości emisji oraz obecne i przyszłe wymagania określa tabela 6.2.6.

Tabela 6.2.6 Obecna wielkość emisji w stosunku do obecnych i przyszłych wymagań

Kocioł	Związek	Emisja rzeczywista, mg/Nm ³	Emisja wymagana, mg/Nm ³	
			Obecna	Od 2025*
Kotłownia węglowa	Pył	18,7 – 49,0	100	50
	SO ₂	855,2 – 1 068,2	1500	1100
	NO _x	379,3 – 388,6	400	400
Kotłownia gazowa	Pył	-	100	-
	SO ₂	-	1500	-
	NO _x	-	400	200

* W przypadku braku uzyskania derogacji o których mowa w art. 6 pkt. 5 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego I Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

Zakładając, że Zamawiający wystąpi do organu właściwego o derogacje dla kotłów węglowych, możliwa jest praca kotłowni węglowych bez znaczących ingerencji w instalacje oczyszczania spalin źródeł K1, K2, K3. Dalsza praca kotłowni po tym czasie będzie uzależniona od jej stanu technicznego. Największym wyzwaniem mogą okazać się przyszłe wymagania odnośnie emisji

pyłów. Z ostatnich pomiarów wynika, że taka możliwość istnieje, niemniej należy mieć na względzie, że pomiary zostały przeprowadzone po wymianie worków w filtrach, stąd takie wartości emisji. W przypadku rzadszych wymian worków istnieje ryzyko niedotrzymania przyszłych wymagań emisyjnych.

Przywoływana wcześniej dyrektywa MCP daje jednak możliwość pracy źródłom emitujących pył do nawet 200 mg/Nm³ w przypadku spełnienia wymogów zawartych w art. 6 ust. 3. Mówi on o tym, że: *Państwa członkowskie mogą zwolnić istniejące średnie obiekty energetycznego spalania, których czas funkcjonowania, określony jako średnia krocząca z pięciu lat, wynosi nie więcej niż 500 godzin rocznie, z obowiązku przestrzegania dopuszczalnych wielkości emisji określonych w załączniku II część 1 tabela 1, 2 i 3.* W przypadku wybudowania odpowiednio wcześniej nowej spalarni oraz zwiększenia mocy przyłączeniowej w gazie w kotłowni przy ulicy Trębickiego istnieje szansa zredukowania czasu pracy każdego z kotłów K1, K2, K3 do 500 godzin w ciągu roku.

Odrębnego potraktowania wymaga sprawa wymagań środowiskowych koniecznych do spełnienia przez instalację termicznego przetwarzania odpadów. Szczegółową analizę tego tematu przeprowadzono w punkcie 4.1.4. W tabeli 6.2.7 zestawiono obecne i przyszłe wymagania odnośnie standardów emisji powstających przy spalaniu odpadów wynikające z *Decyzji wykonawczej KE z dnia 12 listopada 2019 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT).*

Tabela 6.2.7 Obecne i przyszłe wymagania odnośnie standardów emisji przy spalaniu odpadów

Nazwa substancji	Standardy emisyjne w mg/m ³ u (dla dioksyn i furanów w ng/ m ³ u), przy zawartości 11% tlenu w gazach odlotowych	
	Średnie dobowe	
	do 12.11.2023r.	od 13.11.2023r.
pył	10	5
substancje organiczne w postaci gazów i par wyrażone jako całkowity węgiel organiczny	10	10
chlorowodór	10	6
fluorowodór	1	1
dwutlenek siarki	50	30
tlenek węgla	50	50
tlenki azotu dla nowych instalacji i nowych urządzeń	200	150
metale ciężkie i ich związki wyrażone jako metal:	średnie z próby o czasie trwania od 30 minut do 8 godzin	
kadm + tal	0,05	0,02
rtęć	0,5	0,02
antymon + arsen + ołów + chrom + kobalt + miedź + mangan + nikiel + wanad	0,5	0,3
dioksyne i furany	średnia z próby o czasie trwania od 6 godzin do 8 godzin	

W związku z faktem, że instalacja termicznego przetwarzania odpadów nie powstanie przed wejściem w życie nowych standardów, należy ją projektować tak, by spełnione zostały górne wielkości emisji wynikające z BAT-AELs.

Kwalifikacja energii i system ETS

Realizacja wariantu II przyczyni się do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego z uwagi na produkcję ciepła z odpadów w ilości minimum 50% całkowitego zapotrzebowania.

W związku z tym, że analizowana spalarnia jest instalacją spalania odpadów niebezpiecznych lub odpadów komunalnych o mocy mniejszej niż 20 MW w paliwie, stąd zgodnie z art. 2 Ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych przepisów tej ustawy nie stosuje się do emisji gazów cieplarnianych dla analizowanej spalarni.

Ponadto w wyniku zmniejszenia mocy kotłowni węglowej poniżej 20 MW w paliwie ZGK zostanie zwolniony z ponoszenia kosztów wynikających z EU-ETS, czyli uprawnień do emisji CO₂ (Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych). Analogicznie jak w przypadku Wariantu I zakres modernizacji pozwalający na ograniczenie mocy kotłów węglowych powinien zostać poprzedzony uzgodnieniami z właściwym UDT.

6.2.3 Wariant III

Wariant III zakłada poczynienie inwestycji w kierunku uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Jest to niezwykle ważne z uwagi na możliwość pozyskania wsparcia ze środków zewnętrznych w postaci dotacji lub preferencyjnych pożyczek. W ramach tego wariantu planowana jest inwestycja w źródła OZE oraz wysokosprawną kogenerację. W związku z tym, że ZGK jest właścicielem nie tylko infrastruktury ciepłowniczej, ale również m.in. miejskiej oczyszczalni ścieków, postanowiono priorytetowo przeanalizować potencjał OZE z niniejszej oczyszczalni. W tym celu dokonano analizy budowy biogazowni oraz pompy ciepła zasilanej oczyszczonymi ściekami. Budowę niniejszych źródeł ciepła rozpatrywać należy wraz z kompleksową modernizacją oczyszczalni ścieków należącej do ZGK. Na podstawie analizy przeprowadzonej w rozdziale 5.9 niniejszego audytu wariant ten przewidziano w dwóch wersjach:

- Wariant IIIA – z biogazownią pracującą tylko na bazie obecnej ilości wpływających osadów ściekowych,
- Wariant IIIB – z biogazownią kofermentującą dostępną z oczyszczalni osadów ściekowych z dodatkowym wsadem biodegradowalnym.

W obu wersjach wariant ten przewiduje utrzymanie istniejącej obecnie infrastruktury i lokalizacji obiektów ZGK oraz wykorzystanie terenu oczyszczalni ścieków do budowy infrastruktury biogazowni zasilającej silnik kogeneracyjny, który z kolei zasili pompę ciepła pracującą na ściekach oczyszczonych odpływających z oczyszczalni. Potencjalny teren inwestycyjny przedstawiono na rysunku 3.4.7 niniejszego opracowania.

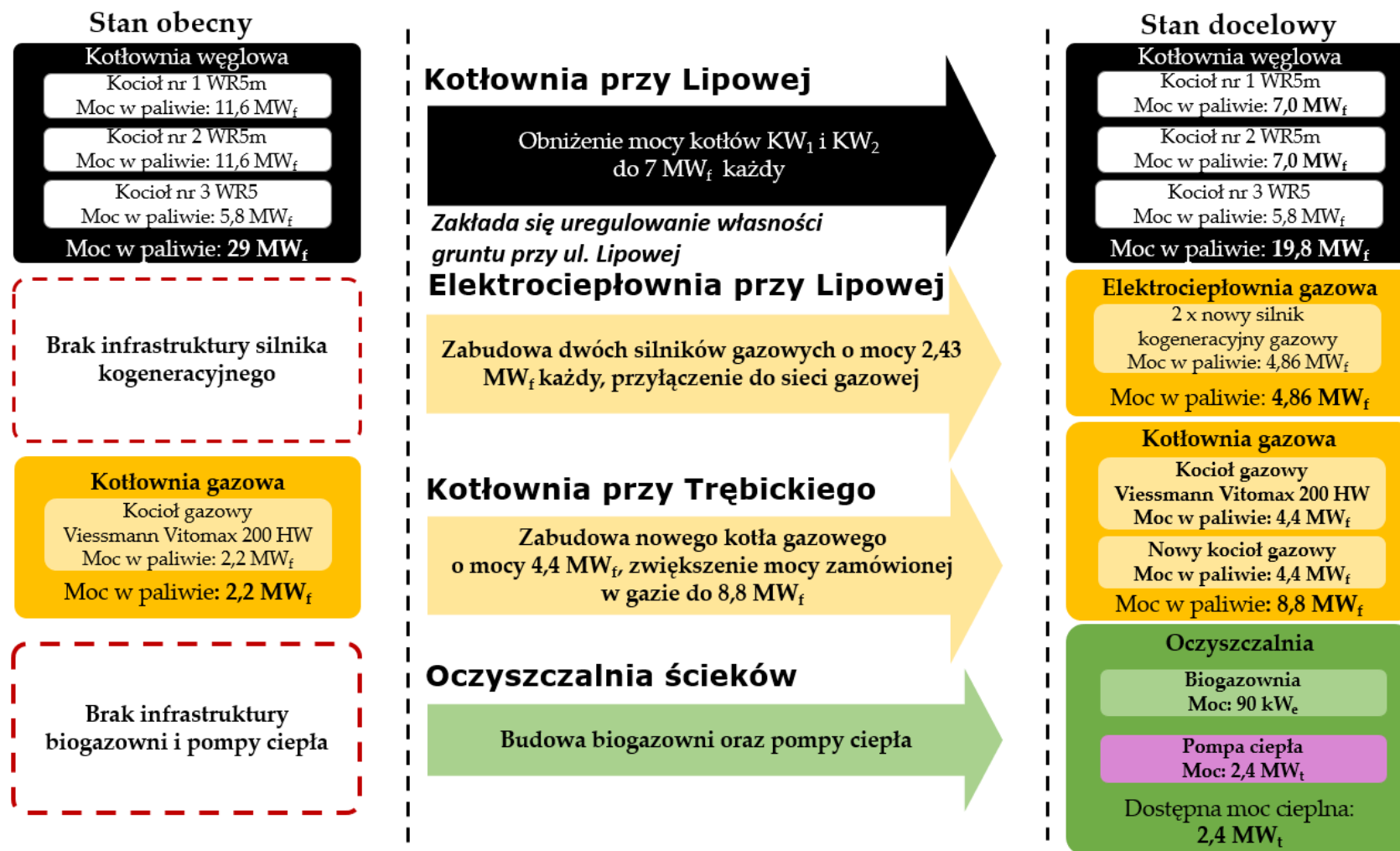
W związku z ograniczonymi możliwościami przesyłowymi sieci ciepłowniczej od południowej strony miasta w obu podwariantach przewidziano wykorzystanie dodatkowej działki obok kotłowni przy ulicy Lipowej (pokazanej na rysunku 3.4.6) i umieszczenie na niej uzupełniającej infrastruktury ciepłowniczej. Wspólna dla obu podwariantów jest też modyfikacja eksploatowanych obecnie kotłów węglowych zlokalizowanych w kotłowni przy ulicy Lipowej, które zostaną utrzymane, jednak z ograniczeniem mocy w paliwie dwóch kotłów typu WR5m (K1 i K2) z $2 \times 11,6 \text{ MW}_t$ do odpowiednio 6,3 i 5,8 MW_t ($2 \times 7,0 \text{ MW}_t$). W wyniku tej modernizacji moc kotłowni węglowej ulegnie zmniejszeniu do 19,8 MW_t . W związku z tym możliwe będzie ograniczenie kosztów eksploatacyjnych wynikających z zakupu uprawnień do emisji CO_2 . Przed przystąpieniem do niniejszych prac, zaleca się uregulowanie własności gruntu, na terenie której mieści się obecna ciepłownia węglowa.

W wariantcie IIIA obiekt kotłowni gazowej zlokalizowany przy ulicy Trębickiego zostanie wyposażony w dodatkowy kocioł gazowy o mocy 4,0 MW_t (4,4 MW_t), natomiast na dodatkowej działce zlokalizowanej obok kotłowni przy ulicy Lipowej powstanie nowy obiekt składający się z dwóch silników gazowych o mocy $2 \times 1,05 \text{ MW}_t$ (ok. 4,86 MW_t). Taką lokalizację nowej elektrociepłowni gazowej wymusza przepustowość sieci ciepłowniczej od strony północnej. Dodatkowo moc kotłowni gazowej zlokalizowanej na ulicy Trębickiego powiększy się o moc obecnie nie wykorzystywaną przez kocioł gazowy, z uwagi na ograniczoną w tym obiekcie moc dostępną z sieci gazowniczej, tj. nastąpi łączny wzrost mocy do 8,8 MW_t . W związku z tym, że ZGK dysponuje niewielką ilością osadów ściekowych, z których możliwa jest produkcja biogazu służącego do zasilenia jedynie niewielkiego silnika gazowego, zakłada się, że ciepło uzyskane w ten sposób będzie w całości wykorzystane na cele własne oczyszczalni.

Schemat obrazujący niezbędne działania inwestycyjne związane ze źródłami wytwórczymi pokazano na rysunku 6.2.3.

Zakres działań modernizacyjnych niezbędnych do osiągnięcia stanu docelowego pokazuje tabela 6.2.8.

Wszystkie te działania doprowadzą do tego, że sumaryczna moc wytwórcza źródeł należących do ZGK zwiększy się do 29,09 MW_t .



Rysunek 6.2.3 Schemat modernizacji systemu ciepłowniczego - Wariant IIIA

Tabela 6.2.8 Niezbędne modernizacje w przypadku wariantu IIIA - podsumowanie

Lokalizacja	Źródło obecne	Obecna moc w paliwie, MW	Obecna moc użyteczna, MW	Docelowe źródła	Docelowa moc w paliwie, MW	Docelowa moc użyteczna (cieplna), MW
Lipowa 4	Kocioł węglowy K1	11,6	8	Kocioł węglowy K1	7,0	6,3
	Kocioł węglowy K2	11,6	8	Kocioł węglowy K2	7,0	5,8
	Kocioł węglowy K3	5,8	4,5	Kocioł węglowy K3	5,8	4,5
Lipowa (elektrociepłownia)	-	-	-	2 x silnik kogeneracyjny	4,86	2,1
Trębickiego 3	Kocioł gazowy	2,2	2,0	Kocioł gazowy	4,4	4,0
	-	-	-	Kocioł gazowy nr 2	4,4	4,0
Oczyszczalnia ścieków	-	-	-	Biogazownia	0,09 *)	0,01*)
	-	-	-	Pompa ciepła	0,69 (moc elektryczna)	2,4
Podsumowanie źródła	Obecne źródła	31,2	22,5	Przyszłe źródła	33,46 (bez en. El.)	29,09
Sieć ciepłownicza	Odcinek 100 m (2 x 100 m) przy ulicy Partyzantów	DN125 (maksymalna przepustowość od strony kotłowni Trębickiego 1,6 MW (w lecie) i 4,1 MW (w zimie - przy temperaturze zewnętrznej -20°C)		Odcinek 100 m przy ulicy Partyzantów	DN200 (maksymalna przepustowość od strony kotłowni Trębickiego 4,0 MW (w lecie) i 10,5 MW (w zimie - przy temperaturze zewnętrznej -20°C)	
	-	-		Odcinek 800 m od oczyszczalni ścieków	DN200	

Audyty energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

			do kotłowni przy ulicy Trębickiego	
--	--	--	---------------------------------------	--

*) Moc wykorzystana zostanie na potrzeby własne oczyszczalni i nie została uwzględniona w podsumowaniu źródeł.

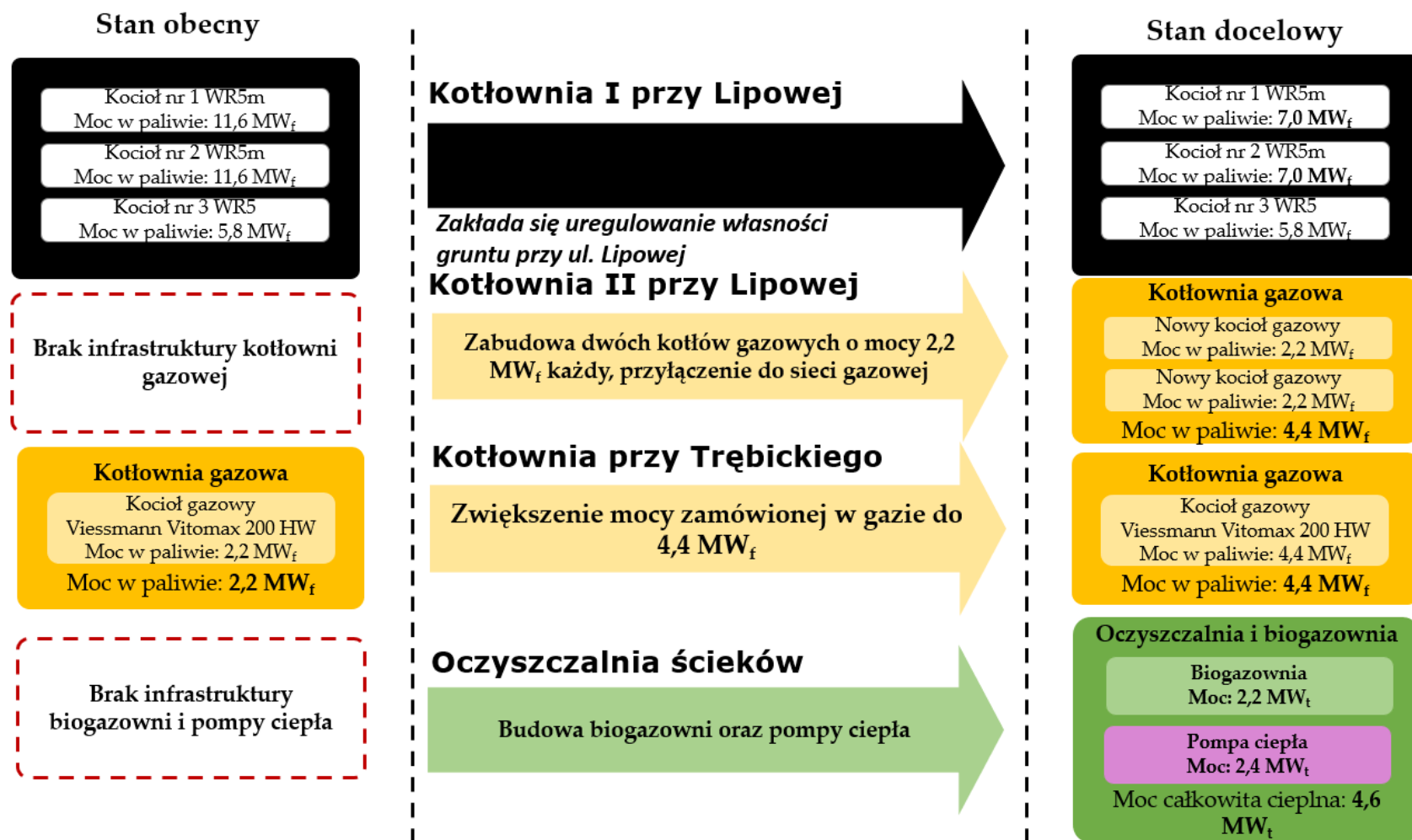
W wariantcie IIIB obiekt kotłowni gazowej zlokalizowanej przy ulicy Trębickiego pozostanie bez zmian, natomiast na dodatkowej działce zlokalizowanej obok kotłowni przy ulicy Lipowej (ulica Armii Krajowej) powstanie kotłownia gazowa z zabudowanymi na niej dwoma kotłami gazowymi o łącznej mocy 4,0 MW_t (4,4 MW_t). Taką lokalizację nowej kotłowni gazowej wymusza przepustowość sieci ciepłowniczej od strony północnej.

Dodatkowo, analogicznie jak w przypadku pozostałych wariantów, moc istniejącej kotłowni gazowej przy Trębickiego powiększy się o moc obecnie nie wykorzystywaną przez kocioł gazowy, z uwagi na ograniczoną w tym obiekcie moc dostępną z sieci gazowniczej, tj. nastąpi łączny wzrost mocy do 4,4 MW_t.

Zasadniczą jednak różnicą między wariantami IIIA i IIIB jest wielkość biogazowni. W wariantcie IIIB wsadem do niej nie będzie tylko lokalny osad ściekowy, a również inny materiał biodegradowalny (np. kiszonka). W związku z tym powstanie duża biogazownia mogąca kofermentować osady ściekowe z innymi odpadami z grupy 02, 03 i 19. Schemat obrazujący ten wariant został pokazany na rysunku 6.2.8.

Zakres działań modernizacyjnych niezbędnych do osiągnięcia stanu docelowego pokazuje tabela 6.2.9. Wszystkie te działania doprowadzą do tego, że sumaryczna moc wytwórcza źródeł należących do ZGK wyniesie 29,2 MW_t.

W przeciwieństwie do wariantów I i II zarówno biogazownia, jak i pompa ciepła są zgodne z obecnie promowanymi rozwiązaniami. W przypadku silników gazowych, brak jest obecnie programów wsparcia, jednakże do niedawna funkcjonował program Ciepłownictwo Powiatowe realizowany przez NFOŚiGW wspierający budowy nowych źródeł kogeneracyjnych i nie jest wykluczone jego wznowienie.



Rysunek 6.2.4 Schemat modernizacji systemu ciepłowniczego - Wariant IIIB

Tabela 6.2.9 Niezbędne modernizacje w przypadku wariantu IIIB - podsumowanie

Lokalizacja	Źródło obecne	Obecna moc w paliwie, MW	Obecna moc użyteczna, MW	Docelowe źródła	Docelowa moc w paliwie, MW	Docelowa moc cieplna użyteczna, MW
Lipowa 4	Kocioł węglowy K1	11,6	8	Kocioł węglowy K1	7,0	6,3
	Kocioł węglowy K2	11,6	8	Kocioł węglowy K2	7,0	5,8
	Kocioł węglowy K3	5,8	4,5	Kocioł węglowy K3	5,8	4,5
Lipowa kotłownia II	-	-	-	Kocioł gazowy 1	2,2	2,0
				Kocioł gazowy 2	2,2	2,0
Trębickiego 3	Kocioł gazowy	2,2	2,0	Kocioł gazowy	4,4	4,0
Oczyszczalnia ścieków	-	-	-	Biogazownia	- *)	2,2
	-	-	-	Pompa ciepła	0,69 (en. el.)	2,4
Podsumowanie źródła	Obecne źródła	31,2	22,5	Przyszłe źródła	28,6 (bez en. el.)	29,2
Sieć ciepłownicza	Odcinek 100 m (2 x 100 m) przy ulicy Partyzantów	DN125 (maksymalna przepustowość od strony kotłowni Trębickiego 1,6 MW (w lecie) i 4,1 MW (w zimie - przy temperaturze zewnętrznej -20°C)		Odcinek 100 m (2 x 100 m) przy ulicy Partyzantów	DN200 (maksymalna przepustowość od strony kotłowni Trębickiego 4,0 MW (w lecie) i 10,5 MW (w zimie - przy temperaturze zewnętrznej -20°C)	
	-	-		Odcinek 800 m od oczyszczalni ścieków do kotłowni przy Trębickiego	DN200	

*) Moc w paliwie zostanie zużyta na potrzeby produkcji energii elektrycznej użytej do zasilania pompy ciepła.

Gospodarka paliwowa

Warunkiem wykorzystania pełnej mocy w ciepłowni gazowej zlokalizowanej przy ulicy Trębickiego jest otrzymanie przez ZGK zaktualizowanych warunków przyłączenia do sieci gazowniczej, co jest możliwe po jej rozbudowie, planowanej przez przedsiębiorstwo gazownicze na lata 2023-2024, o czym wspomniano w pkt 3.1.1 niniejszego opracowania. Konieczne jest także przyłączenie do sieci gazowniczej nowych urządzeń (wariant IIIA – silnik kogeneracyjny gazowy, w wariantcie IIIB – kocioł gazowy), które mają być zabudowane na dodatkowej działce przy ulicy Armii Krajowej przy obecnej kotłowni węglowej. Gaz ziemny jest paliwem nieodnawialnym, charakteryzującym się wysoką stabilnością dostaw. Zmniejszenie mocy kotłów węglowych i jednocześnie przejście na zwiększone ilości wolumenowe paliwa gazowego, dostarczanego w sposób ciągły siecią gazowniczą pozwoli zmniejszyć zapotrzebowanie na węgiel i koszty jego transportu, dzięki czemu częściowej poprawie ulegnie bezpieczeństwo dostaw.

Modernizacja oczyszczalni ścieków w ramach której przewiduje się budowę biogazowni pozwoli na efektywniejsze wykorzystanie osadów do produkcji biogazu w zamkniętych komorach fermentacyjnych (obecnie są one otwarte). Gaz ten będzie wykorzystany do zasilania silnika kogeneracyjnego, z którego ciepło zostanie wykorzystane do celów procesów wewnętrznych (ogrzewanie budynków, c.w.u., wstępne podgrzewanie komór fermentacyjnych). Energia elektryczna wyprodukowana przez silnik zasili drugą z kluczowych inwestycji – pompę ciepła pracującą na ściekach odpływających z oczyszczalni po oczyszczeniu ich z osadów. Ciepło wytworzone przez pompę ciepła trafi do sieci ciepłowniczej i pozwoli na zaspokojenie zapotrzebowania na ciepło w mieście w okresie letnim.

W przypadku wariantu IIIB konieczne jest doprowadzenie dodatkowego wsadu biodegradowalnego z zewnątrz. Jego pochodzenie powinno wynikać z kontraktów podpisanych z rolnikami lub wytwórcami żywności. Możliwe do wykorzystania paliwa przedstawiono w rozdziale 5.9. Powyższe oznacza konieczność ciągłych dostaw bioodpadów na teren oczyszczalni transportem drogowym.

Gospodarka odpadowa

Zmniejszenie ilości spalanego w kotłach węgla ograniczy zauważalnie ilość żużlu i popiołów, które są pozostałościami po procesie spalania węgla. Zmniejszeniu ulegną zatem koszty ich utylizacji. Wykaz przewidywanych odpadów z urządzeń gazowych i węglowych pokazano w tabeli 6.2.10.

Tabela 6.2.10 Przewidywane odpady z urządzeń gazowych i węglowych

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Metoda dalszego przetwarzania*
10 01 22	Uwodnione szlamy z czyszczenia kotłów zawierające substancje niebezpieczne	D9, D13, D10
10 01 23*	Uwodnione szlamy z czyszczenia kotłów inne niż wymienione 10 01 22	D9, D13, D10

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Metoda dalszego przetwarzania*
10 01 01	Żużle i pyły paleniskowe i pyły z kotłów (z wyłączeniem pyłów z kotłów wymienionych w 10 01 04)	R5
10 01 19	Odpady z oczyszczania gazów odlotowych inne niż wymienione w 10 01 05, 10 01 07, 10 01 18	R5, R12, D5
10 01 25	Odpady z przechowywania i przygotowania paliw dla opalanych węglem elektrowni (piryty)	D5

*) NIEWYCZERPUJĄCY WYKAZ PROCESÓW ODZYSKU ORAZ NIEWYCZERPUJĄCY WYKAZ PROCESÓW UNIESZKODLIWIANIA zgodnie z załącznikiem 1 i załącznikiem 2 do ustawy z dnia 14grudnia 2012r.o odpadach

W przypadku biogazowni, zarówno w wariantcie IIIA, jak i w wariantcie IIIB poferment powinien posiadać odpowiedni certyfikat, co wiąże się z tym, że będzie mógł on być wykorzystywany jako produkt (polepszacz glebowy). Wiąże się to z tym, że ubocznym produktem nie będzie odpad, a użyteczny produkt.

Analiza lokalizacyjna

W przypadku budowy pompy ciepła na ściekach, jak i biogazowni jedyną możliwą lokalizacją jest teren oczyszczalni ścieków. Obecna oczyszczalnia jest zlokalizowana w północnej części miasta. W celu przyłączenia nowych źródeł ciepła: pompy ciepła lub pompy ciepła i biogazowni konieczne jest wybudowanie nowego rurociągu ciepłowniczego o średnicy minimum DN 200 łączącego niniejszą lokalizację z punktem wpięcia, czyli kotłownią przy ulicy Trębickiego. Z uwagi na ograniczoną przepustowość sieci ciepłej od strony północnej (maksymalna moc to 10,5 MW) montaż nowych źródeł powinien zostać rozdzielony na różne lokalizacje.

W przypadku Wariantu IIIA z terenu oczyszczalni wyprowadzone zostanie 2,4 MW ciepła (w okresie zimowym wartość ta będzie niższa z uwagi na niższą temperaturę ścieków). Oznacza to, że w przypadku instalacji nowego kotła gazowego na terenie kotłowni przy ulicy Trębickiego (zaleca się maksymalne wykorzystać istniejącą już infrastrukturę), przy jednoczesnym zwiększeniu mocy pierwszego kotła, osiągnięte zostanie maksimum przepustowości. W związku z tym konieczne jest znalezienie miejsca w innej części miasta na budowę nowego źródła kogeneracyjnego. Z uwagi na niewielkie gabaryty silnika gazowego, który może zostać zabudowany w kontenerze założono, że najlepszą lokalizacją dla tego rozwiązania będzie teren przy obecnej ciepłowni węglowej. Bliskość rurociągów o dużej średnicy ograniczy koszty związane z przebudową sieci ciepłowniczej. Ponadto technologia oparta o niskoemisyjny gaz może zostać przyjęta przychylniej przez pobliskich mieszkańców, co ograniczy opory społeczne.

W przypadku wariantu IIIB z oczyszczalni ścieków możliwe jest wyprowadzenie aż 4,6 MW_t. Zakładając ponadto zwiększenie mocy istniejącego kotła gazowego do 4 MW_t, oznacza to, że przesłanie większej ilości ciepła może być niemożliwe od strony północnej. Mając na uwadze, że w przypadku budowy nowych źródeł OZE o mocy 4,6 MW_t oraz w przypadku zredukowania mocy w paliwie na kotłach węglowych konieczne jest dobudowanie mocy wytwórczych celem osiągnięcia mocy zamówionej. W tym celu zaleca się zastosować najtańsze, możliwe rozwiązanie. Takim powinna być nowa kotłownia kontenerowa zlokalizowana na terenie przy kotłowni węglowej (teren przy ulicy Armii Krajowej). Argumenty dla tej lokalizacji kotłowni kontenerowej są analogiczne jak w przypadku wariantu IIIA.

Wymagania środowiskowe

Wymagania środowiskowe dla kotłów węglowych K1, K2, K3 oraz dla kotła gazowe będą analogiczne jak w przypadku poprzednich wariantów. Tak samo jak w przypadku poprzedniego wariantu od roku 2025 dla kotłów węglowych istnieje możliwość uzyskania 5-letniej derogacji. Obecne wielkości emisji oraz obecne i przyszłe wymagania określa tabela 6.2.11.

Tabela 6.2.11 Obecna wielkość emisji w stosunku do obecnych i przyszłych wymagań

Kocioł	Związek	Emisja rzeczywista, mg/Nm ³	Emisja wymagana, mg/Nm ³	
			Obecna	Od 2025*
Kotłownia węglowa	Pył	18,7 – 49,0	100	50
	SO ₂	855,2 - 1 068,2	1500	1100
	NO _x	379,3 – 388,6	400	400
Kotłownia gazowa	Pył	-	100	-
	SO ₂	-	1500	-
	NO _x	-	400	200

* W przypadku braku uzyskania derogacji o których mowa w art. 6 pkt. 5 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego I Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

Przywoływana w tabeli dyrektywa MCP daje jednak możliwość pracy źródłom emitujących pył do nawet 200 mg/Nm³ w przypadku spełnienia wymogów zawartych w art. 6 ust. 3. Mówi on o tym, że: *Państwa członkowskie mogą zwolnić istniejące średnie obiekty energetycznego spalania, których czas funkcjonowania, określony jako średnia krocząca z pięciu lat, wynosi nie więcej niż 500 godzin rocznie, z obowiązku przestrzegania dopuszczalnych wielkości emisji określonych w załączniku II część 1 tabela 1, 2 i 3.* W przypadku wybudowania odpowiednio wcześniej nowych oraz zwiększenia mocy przyłączeniowej w gazie w kotłowni przy ulicy Trębickiego istnieje szansa zredukowania czasu pracy każdego z kotłów K1, K2, K3 do 500 godzin w ciągu roku.

Nowymi rodzajami źródeł będą: pompa ciepła, biogazownia oraz silnik gazowy. W przypadku pierwszego ze źródeł nie są przewidywane bezpośrednie emisje wynikające z działalności operacyjnej. W przypadku dwóch pozostałych źródeł nie przewiduje się, że emisje z nich przekroczą dopuszczalne wielkości emisji zawarte w Załączniku II Dyrektywy MCP (część II), a które zestawiono w tabeli 6.2.12.

Tabela 6.2.12 Przyszłych wymagania emisyjne dla nowych silników na gaz ziemny i biogaz

Kocioł	Związek	Emisja wymagana, mg/Nm ³
Silnik kogeneracyjny na gaz ziemny	Pył	-
	SO ₂	-
	NO _x	95
Silnik kogeneracyjny na biogaz	Pył	-
	SO ₂	40
	NO _x	190

Wspomnieć należy także o zmodernizowanej oczyszczalni ścieków, która po rozbudowie o biogazownię oraz pompę ciepła poprawi parametry swojej pracy oraz stopień przetworzenia osadów. Niebagatelne jest również to, że budowa biogazowni wymaga uszczelnienia komór fermentacyjnych, by efektywniej odzyskiwać wytwarzający się w nich biogaz, co przyczyni się do zmniejszenia uciążliwości w postaci przykrych zapachów.

Kwalifikacja energii i system ETS

Realizacja wariantu III w obu wersjach przyczyni się do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego z uwagi na wykorzystanie energii cieplnej ze źródeł OZE i z kogeneracji. Ponadto w wyniku zmniejszenia mocy w paliwie kotłowni węglowej poniżej 20 MW ZGK zostanie zwolniony z ponoszenia kosztów wynikającymi z EU-ETS, czyli uprawnień do emisji CO₂ (*Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*).

W świetle Załącznika 1 do Ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, systemem EU-ETS obecnie objęte są jedynie działania w postaci: „Spalania paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW”. Przy czym moc cieplna jest definiowana jako: „Ilość energii wprowadzonej do instalacji w paliwie w jednostce czasu przy jej nominalnym obciążeniu”. Przywołać w tym miejscu należy także definicję instalacji: stacjonarne urządzenie techniczne lub zespół takich urządzeń, w których są prowadzone jedno lub więcej działań określonych w Załączniku nr 1 do ustawy oraz wszelkie inne czynności posiadające bezpośredni techniczny związek ze wskazanymi działaniami prowadzonymi w danym miejscu, które powodują emisję lub mają wpływ na jej wielkość. W przypadku budowy nowego źródła spalania na nowej działce zlokalizowanej tuż obok kotłowni węglowej kluczowa będzie interpretacja KOBiZE. Nowe źródło ciepła zarówno w wariantach A oraz B zlokalizowane na działce przylegającej do kotłowni węglowej wraz z tą kotłownią osiągnie moc w paliwie powyżej 20 MW. Posadowienie tylko kotła lub silnika gazowej na terenie nowej działki może spowodować, że KOBiZE nakaże zsumowanie również mocy tych nowych urządzeń. Wynika to z faktu, że zapis *urządzenie techniczne lub zespół takich urządzeń*, jest stwierdzeniem nieprecyzyjnym, daje on możliwość interpretacji organowi decyzyjnemu. W przypadku budowy na nowo zakupionej działce kotłów/ silników gazowych wraz z pełną infrastrukturą ciepłowniczą (węzeł cieplny, pompy, zaplecze socjalne), tak jak wykonane to zostało w przypadku kotłowni przy ulicy Trębickiego, ryzyko konieczności zsumowania nowych mocy zostanie zminimalizowane. W związku z powyższym, w celu minimalizacji niekorzystnej decyzji KOBiZE w niniejszej sprawie, a chcąc uniknąć opłat z tytułu uprawnień do emisji CO₂, założono budowę nowego źródła ciepła w analizowanej lokalizacji opartego na źródłach spalania o nominalnej mocy w paliwie poniżej 3 MW. W Załączniku 1 ww. ustawy znajduje się stwierdzenie, że: *Przy obliczeniach nominalnej mocy cieplnej nie uwzględnia się stacjonarnych urządzeń technicznych o nominalnej mocy cieplnej poniżej 3 MW*. Rozwiązanie to będzie droższe inwestycyjnie, ale pozwoli zminimalizować powyższe ryzyko.

6.2.4 Wariant IV

Wariant IV zakłada oparcie produkcji ciepła głównie o źródła kogeneracyjne. Rozwiązanie to pozwoli na ograniczenie pracy kotłów przy ulicy Lipowej. Dodatkowo wariant ten poprawi elastyczność pracy całego systemu, czemu sprzyjają rozwiązania oparte na gazie ziemnym – kotły gazowe oraz agregaty kogeneracyjne (silniki gazowe). Zakłada realizację rozbudowy ciepłowni gazowej zlokalizowanej przy ulicy Trębickiego (budynek został wybudowany z założeniem wyposażenia go docelowo w dwa kotły gazowe, co obrazuje rysunek 3.4.2) o drugi kocioł gazowy o analogicznej mocy 4,4 MW_t. Zakłada się również zwiększenie mocy wytwórczej w istniejącym kotle gazowym po aktualizacji umowy przyłączeniowej z dostawcą gazu. Nastąpi zatem łączny wzrost mocy kotłowni gazowej o 5,8 MW_t. Ponadto, analogicznie do wcześniejszych wariantów, zakłada się utrzymanie dotychczasowych obiektów i kotłów węglowych kotłowni zlokalizowanej przy ulicy Lipowej, jednak z ograniczeniem mocy w paliwie dwóch kotłów typu WR5m (K1 i K2) z 2x11,6 MW_t do odpowiedni 6,3 i 5,8 MW_t (2x7,0 MW_t). W wyniku tej modernizacji moc kotłowni węglowej ulegnie zmniejszeniu do 19,8 MW_t. Przed przystąpieniem do niniejszych prac, zaleca się uregulowanie własności gruntu, na terenie której mieści się obecna ciepłownia węglowa.

Główną inwestycją jest budowa trzech nowych agregatów kogeneracyjnych o mocy cieplnej 3x1,34 MW_t (łącznie 9,3 MW_t). Zostaną one wykonane w zabudowie kontenerowej na odrębnej działce przyległej do kotłowni węglowej. W wyniku modernizacji moc wytwórcza źródeł należących do ZGK osiągnie 28,6 MW_t. Schemat obrazujący konieczne inwestycje w źródła został pokazany na rysunku 6.2.5. Zakres działań modernizacyjnych niezbędnych do osiągnięcia stanu docelowego pokazuje tabela 6.2.13.



Tabela 6.2.13 Niezbędne modernizacje w przypadku wariantu IV - podsumowanie

Lokalizacja	Źródło obecne	Obecna moc w paliwie, MW	Obecna moc użyteczna, MW	Docelowe źródła	Docelowa moc w paliwie, MW	Docelowa moc użyteczna, MW
Lipowa 4	Kocioł węglowy K1	11,6	8	Kocioł węglowy K1	7,0	6,3
	Kocioł węglowy K2	11,6	8	Kocioł węglowy K2	7,0	5,8
	Kocioł węglowy K3	5,8	4,5	Kocioł węglowy K3	5,8	4,5
Elektrociepłownia przy ulicy Lipowej	-	-	-	Silnik kogeneracyjny gazowy nr 1	2,97	1,34
	-	-	-	Silnik kogeneracyjny gazowy nr 2	2,97	1,34
	-	-	-	Silnik kogeneracyjny gazowy nr 3	2,97	1,34
Trębickiego 3	Kocioł gazowy	2,2	2,0	Kocioł gazowy	4,4	4,0
	-	-	-	Kocioł gazowy nr 2	4,4	4,0
Podsumowanie źródła	Obecne źródła	31,2	22,5	Przyszłe źródła	37,51	28,6

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Sieć ciepłownicza	Odcinek 100m (2 x 100m) przy ulicy Partyzantów	DN125 (maksymalna przepustowość od strony kotłowni Trębickiego 1,6 MW (w le- cie) i 4,1 MW (w zimie - przy temperaturze zewnątrznej -20°C)	Odcinek 100m (2 x 100m) przy ulicy Partyzantów	DN200 (maksymalna przepustowość od strony kotłowni Trębickiego 4,0 MW (w lecie) i 10,5 MW (w zimie - przy temperaturze zewnętrznej -20°C)
-------------------	--	---	--	--

Gospodarka paliwowa

Szczególnie ważnym w tym wariancie warunkiem modernizacji ciepłowni gazowej zlokalizowanej przy ulicy Trębickiego jest otrzymanie przez ZGK zaktualizowanych warunków przyłączenia do sieci gazowniczej, co jest możliwe po jej rozbudowie, planowanej przez przedsiębiorstwo gazownicze na lata 2023-2024, o czym wspomniano w pkt 3.1.1 niniejszego opracowania. Ponadto konieczne jest przyłączenie do sieci gazowniczej silników kogeneracyjnych nowej elektrociepłowni, które będą zabudowane na odrębnej działce przylegającej do kotłowni węglowej zlokalizowanej przy ulicy Lipowej. Gaz ziemny jest paliwem nieodnawialnym, charakteryzującym się wysoką stabilnością dostaw. W wyniku modernizacji nadal będą realizowane dostawy węgla kamiennego do ciepłowni, z tym że w przypadku, gdy praca źródeł gazowych będzie bardziej opłacalna, dostawy będą realizowane rzadziej.

Gospodarka odpadowa

Zmniejszenie ilości spalanego w kotłach węgla ograniczy zauważalnie ilość żużlu i popiołów, które są pozostałościami po procesie spalania węgla. Zmniejszeniu ulegną zatem koszty ich utylizacji. Wykaz przewidywanych odpadów z urządzeń gazowych i węglowych pokazano w tabeli 6.2.14.

Tabela 6.2.14 Przewidywane odpady z urządzeń gazowych i węglowych

Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Metoda dalszego przetwarzania*
10 01 22	Uwodnione szlamy z czyszczenia kotłów zawierające substancje niebezpieczne	D9, D13, D10
10 01 23*	Uwodnione szlamy z czyszczenia kotłów inne niż wymienione 10 01 22	D9, D13, D10
10 01 01	Żużle i pyły paleniskowe i pyły z kotłów (z wyłączeniem pyłów z kotłów wymienionych w 10 01 04)	R5
10 01 19	Odpady z oczyszczania gazów odlotowych inne niż wymienione w 10 01 05, 10 01 07, 10 01 18	R5, R12, D5
10 01 25	Odpady z przechowywania i przygotowania paliw dla opalanych węglem elektrowni (piryty)	D5

*) NIEWYCZERPUJĄCY WYKAZ PROCESÓW ODZYSKU ORAZ NIEWYCZERPUJĄCY WYKAZ PROCESÓW UNIESZKODLIWIANIA zgodnie z załącznikiem 1 i załącznikiem 2 do ustawy z dnia 14 grudnia 2012r.o odpadach

W przypadku silników gazowych nie przewiduje się znaczącej ilości odpadów powstających w ramach działalności operacyjnej.

Analiza lokalizacyjna

W ramach wariantu IV zakłada się dalsze wykorzystanie kotłowni przy ulicy Lipowej, a także przy ulicy Trębickiego. Dodatkowo na terenie tej drugiej kotłowni wybudowany zostanie drugi kocioł o mocy 4 MWt. Jak już wspomniano obiekt przy ulicy Trębickiego, jego infrastruktura i kubatura zostały przystosowane do instalacji i eksploatacji dwóch kotłów

gazowych, co pokazano na rysunku 3.4.2. Natomiast obok działki, na której zlokalizowana jest kotłownia węglowa przy ulicy Lipowej znajduje się działka, która daje możliwość rozbudowy o nowe jednostki jakimi będą agregaty kogeneracyjne w zabudowie kontenerowej. Lokalizację dodatkowej działki pokazano na rysunku 3.4.6. Działka ta na dzień sporządzania analizy nie jest własnością ZGK, dlatego przed przystąpieniem do realizacji tego wariantu należy dokonać zakupu rzeczzonego gruntu.

Wymagania środowiskowe

Wymagania środowiskowe dla kotłów węglowych K1, K2, K3 oraz dla kotła gazowego będą analogiczne jak w przypadku poprzednich wariantów. Tak samo jak w przypadku poprzedniego wariantu od roku 2025 dla kotłów węglowych istnieje możliwość uzyskania 5-letniej derogacji. Obecne wielkości emisji oraz obecne i przyszłe wymagania określa tabela 6.2.15.

Tabela 6.2.15 Obecna wielkość emisji w stosunku do obecnych i przyszłych wymagań

Kocioł	Związek	Emisja rzeczywista, mg/Nm ³	Emisja wymagana, mg/Nm ³	
			Obecna	Od 2025*
Kotłownia węglowa	Pył	18,7 – 49,0	100	50
	SO ₂	855,2 - 1 068,2	1500	1100
	NO _x	379,3 – 388,6	400	400
Kotłownia gazowa	Pył	-	100	-
	SO ₂	-	1500	-
	NO _x	-	400	200

* W przypadku braku uzyskania derogacji o których mowa w art. 6 pkt. 5 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego I Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

Przywoływana w tabeli dyrektywa MCP daje jednak możliwość pracy źródłom emitujących pył do nawet 200 mg/Nm³ w przypadku spełnienia wymogów zawartych w art. 6 ust. 3. Mówi on o tym, że: *Państwa członkowskie mogą zwolnić istniejące średnie obiekty energetycznego spalania, których czas funkcjonowania, określony jako średnia krocząca z pięciu lat, wynosi nie więcej niż 500 godzin rocznie, z obowiązku przestrzegania dopuszczalnych wielkości emisji określonych w załączniku II część 1 tabela 1, 2 i 3.* W przypadku wybudowania odpowiednio wcześniej nowych jednostek gazowych oraz zwiększenia mocy przyłączeniowej w gazie w kotłowni przy ulicy Trębickiego istnieje szansa zredukowania czasu pracy każdego z kotłów K1, K2, K3 do 500 godzin w ciągu roku.

Nowymi rodzajami źródeł będą silniki gazowe. W przypadku tych źródeł nie przewiduje się, że emisje z nich przekroczą dopuszczalne wielkości emisji zawarte w Załączniku II Dyrektywy MCP (część II), a które zestawiono w tabeli 6.2.16.

Tabela 6.2.16 Przyszłych wymagania emisyjne dla nowych silników na gaz ziemny i biogaz

Kocioł	Związek	Emisja wymagana, mg/Nm ³
Silnik kogeneracyjny na gaz ziemny	Pył	-

SO₂

-

NO_x95

Kwalifikacja energii i system ETS

Akceptacja społeczna i wsparcie polityczne dla rozwiązań wykorzystujących gaz ziemny przy aktualnie forsowanej polityce odstępstwa od węgla w zakładach energetycznych nie powodują niestety, że inwestycje w instalacje opalane gazem mogą otrzymywać dofinansowania, gdyż jest to źródło nieodnawialne. Realizacja wariantu IV nie przyczyni się do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego z uwagi na wykorzystanie kogeneracji do produkcji energii cieplnej poniżej 75% ilości wytworzonego ciepła.

W wyniku zmniejszenia mocy kotłowni węglowej poniżej 20 MW_t w paliwie ZGK zostanie zwolniony z ponoszenia kosztów wynikającymi z EU-ETS, czyli uprawnień do emisji CO₂ (Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych). Jednocześnie należy wspomnieć, że nowe źródła ciepła charakteryzować się będą mocą cieplną poniżej 3 MW każdy. W świetle Załącznika 1 do Ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych budowa nowego źródła ciepła o mocy 3 MW spowoduje brak konieczności liczenia tych źródeł do sumy mocy urządzeń wytwórczych, gdyż: *Przy obliczeniach nominalnej mocy cieplnej nie uwzględnia się stacjonarnych urządzeń technicznych o nominalnej mocy cieplnej poniżej 3 MW.* Posadowienie tylko silników gazowych powyżej 3 MW w zabudowie kontenerowej na terenie nowej działki może spowodować, że KOBiZE nakaże zsumowanie również mocy tych nowych urządzeń. Wynika to z faktu, że zapis *urządzenie techniczne lub zespół takich urządzeń*, który zawarty został w ww. Ustawie jest stwierdzeniem nieprecyzyjnym i daje on możliwość różnych interpretacji organowi decyzyjnemu. W przypadku budowy na nowo zakupionej działce silników gazowych wraz z pełną infrastrukturą ciepłowniczą (węzeł cieplny, pompy, zaplecze socjalne), tak jak wykonane to zostało w przypadku kotłowni przy ulicy Trębickiego, ryzyko konieczności zsumowania nowych mocy zostanie zminimalizowane. Jednakże, ostateczna decyzja należeć będzie do KOBiZE. Mimo że budowa trzech źródeł, zamiast dwóch o mocy w paliwie 4,65 MW każdy jest droższa, to daje większą pewność uniknięcia zakupów uprawnień do emisji CO₂ w przyszłości.



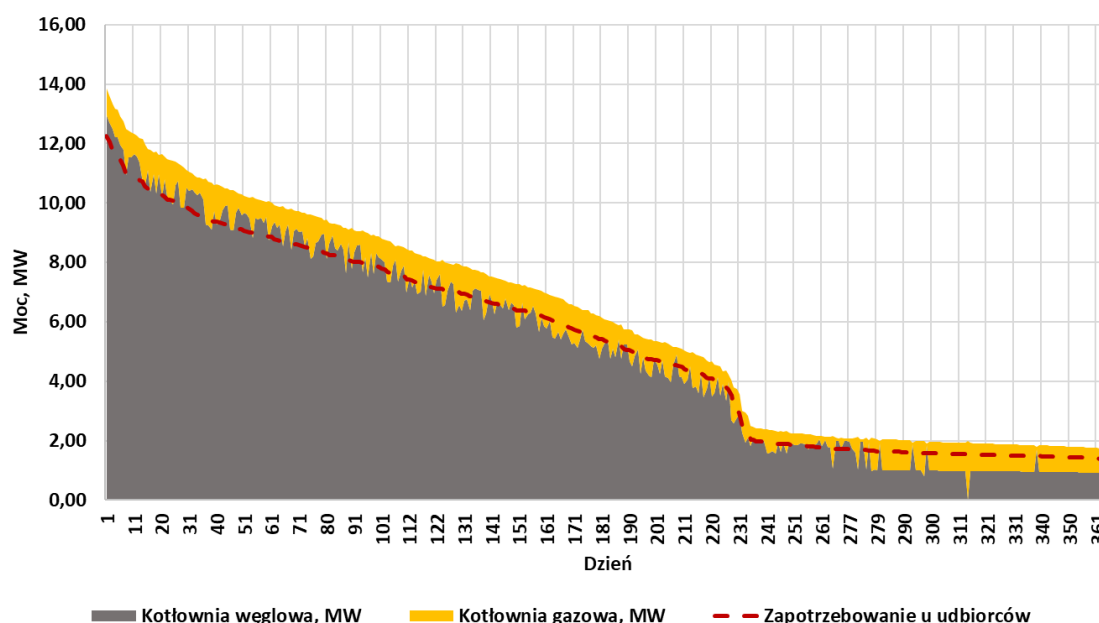
Analiza wariantowa

7.1 Metodyka analizy wariantów

7.1.1 Metodyka wyznaczania reżimów pracy

Praca kotłów, w zależności od wariantów, ustalana była na podstawie uporządkowanego wykresu zapotrzebowania na ciepło. Ze względu na problemy z godzinowymi pomiarami mocy kotłowni węglowej oraz brak rzeczywistego, godzinowego poboru ciepła przez odbiorców, wykorzystano średniodniowe pomiary mocy kotłów węglowych oraz gazowych. Następnie poprzez uwzględnienie strat zarówno z kotłowni węglowej jak i gazowej utworzono poglądowy wykres zapotrzebowania na ciepło. Wykres utworzony został jako średnia z poszczególnych danych średnio-godzinowych z lat 2020-2021. Wspomniane straty z kotłowni węglowej oraz gazowej przyjęte zostały w zależności od pory roku, z podziałem na czas poza okresem grzewczym oraz w trakcie okresu grzewczego. W przypadku kotłowni gazowej przyjęto, iż w okresie grzewczym straty wynoszą 16,11% natomiast poza tym okresem jest to wartość równa 22,58%. Należy mieć jednak na uwadze, iż tak wysokie straty dotyczą sytuacji, w przypadku której ciepło z kotłowni na ulicy Trębickiego transportowane jest na dalsze części sieci ciepłowniczej, co ze względu na pierścieniowy charakter sieci generować będzie większe straty w odniesieniu do kotłowni węglowej (ze względu na jej centralne położenie), mimo instalacji w pobliżu kotłowni gazowej nowych rurociągów ciepłowniczych. Dla kotłowni węglowej wartość strat przyjęta została na poziomie 11,22% w okresie grzewczym o raz 17% poza tym okresem. Należy wspomnieć, iż wartości te również stanowią średnią z poszczególnych miesięcy dla lat 2020-2021.

Utworzony zgodnie z powyższą metodologią wykres został przedstawiony na rysunku 7.1.1.



Rysunek 7.1.1 Obliczeniowy wykres zapotrzebowania na ciepło u odbiorców – średnia dla 2020 i 2021 roku

W celu ustalenia reżimów pracy poszczególnych układów, a w konsekwencji uzyskania kluczowych danych do analizy ekonomicznej takich jak: zużycie paliwa przez poszczególne kotły, ilość wytworzonego ciepła, ilość emisji szkodliwych substancji, ilości zakupionych uprawnień do emisji CO₂, ilość zużytych sorbentów oraz otrzymanych odpadów, ustalono tzw. priorytetowość kotłów. Ze względu na wymagania emisyjne oraz możliwe do uzyskania derogacje, reżim pracy został ustalony dla okresu do 2030 roku, oraz po 2030 roku. W przypadku pierwszego z okresów, nadrzędnym kryterium jest ekonomia. Z kolei po 2030 roku kotły węglowe podlegać będą nowym, ostrzejszym przepisom emisyjnym. Ze względu na to, aby uniknąć konieczności przeprowadzenia inwestycji w technologie oczyszczania spalin, ich praca powinna być zminimalizowana do 500 h każdy (wyluczając z tego założenia wariant I). Proponowane reżimy pracy w przypadku każdego z wariantów przedstawiono w tabeli 7.1.1.

Tabela 7.1.1 Proponowana kolejność uruchamiania źródeł wytwórczych w ramach każdego wariantu

Wariant	Reżim pracy	
	Do 2030 roku	Po 2030 roku
I	WR5m -022 (K1)	WR5m -022 (K1)
	WR5m -022 (K3)	WR5m -022 (K3)
	WR5m -022 (K2)	WR5m -022 (K2)
	Nowy kocioł gazowy 4 MW	Nowy kocioł gazowy 4 MW

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Wariant	Reżim pracy	
	Do 2030 roku	Po 2030 roku
II	Istniejący kocioł gazowy 4 MW	Istniejący kocioł gazowy 4 MW
	Układ na paliwo alternatywne	Układ na paliwo alternatywne
	WR5m -022 (K1)	Istniejący kocioł gazowy 4 MW
	WR5m -022 (K3)	WR5m -022 (K1)*
	WR5m -022 (K2)	WR5m -022 (K3)*
IIIA	Istniejący kocioł gazowy 4 MW	WR5m -022 (K2)*
	Pompa ciepła	Pompa ciepła
	WR5m -022 (K1)	Silniki kogeneracyjne
	WR5m -022 (K3)	WR5m -022 (K1)*
	WR5m -022 (K2)	WR5m -022 (K3)*
	Silniki kogeneracyjne	WR5m -022 (K2)*
	Nowa kotłownia gazowa 4 MW	Nowa kotłownia gazowa 4 MW
IIIB	Istniejący kocioł gazowy 4 MW	Istniejący kocioł gazowy 4 MW
	Pompa ciepła	Pompa ciepła
	Biogazowy silnik kogeneracyjny 2,2 MW	Biogazowy silnik kogeneracyjny 2,2 MW
	WR5m -022 (K1)	Nowa kotłownia gazowa 4 MW
	WR5m -022 (K3)	Istniejący kocioł gazowy 4 MW
	WR5m -022 (K2)	WR5m -022 (K1)*
	Nowa kotłownia gazowa 4 MW	WR5m -022 (K3)*
IV	Istniejący kocioł gazowy 4 MW	WR5m -022 (K2)*
	WR5m -022 (K1)	Silniki kogeneracyjne
	WR5m -022 (K3)	Nowy kocioł gazowy 4 MW
	WR5m -022 (K2)	Istniejący kocioł gazowy 4 MW
	Silniki kogeneracyjne	WR5m -022 (K1)*
	Nowy kocioł gazowy 4 MW	WR5m -022 (K3)*
	Istniejący kocioł gazowy 4 MW	WR5m -022 (K2)*

Wariant	Reżim pracy	
	Do 2030 roku	Po 2030 roku
* Praca kotłów węglowych maksymalnie po 500 h rocznie każdy		

7.1.2 Metodyka wyznaczania ilości emisji gazów cieplarnianych w kontekście ETS

Ze względu na kryteria przyjęte podczas tworzenia analizowanych wariantów (wyjście kotłowni na lipowej z systemu ETS), emisja uprawnień CO₂ nie był uwzględniana w prowadzonych rozważaniach. Bez względu na przyjęte lokalizacje źródeł wytwórczych, w żadnym z analizowanych wariantów dany układ wytwórczy nie będzie przekraczał 20 MW w paliwie. Oznacza to, iż **nie ma konieczności ponoszenia opłat z tytułu emitowanego CO₂**.

Alternatywnie wyznaczona została ilość uprawnień CO₂ jaka musiałaby zostać zakupiona w przypadku braku obniżenia mocy kotłów węglowych znajdujących się przy ulicy Lipowej. Ilość emisji CO₂ wyznaczona została w oparciu o wskaźniki emisji CO₂ (WE) zestawione w tabelach zawartych w dokumencie KOBiZE. W obliczeniach przyjęto wskaźnik emisji CO₂ (WE) dla węgla na poziomie 95,07 kg/GJ.

7.1.3 Metodyka wyznaczania parametrów pracy sieci ciepłowniczej

W przypadku wystąpienia takiej konieczności, parametry pracy sieci ciepłowniczej były wyznaczane na podstawie tabeli regulacyjnej miejskiej sieci ciepłowniczej, przekazanej przez Zamawiającego oraz przedstawionej w rozdziale 5.3.1.

7.1.4 Charakterystyka wykorzystanego paliwa

Obecnie na terenie kotłowni przy ulicy Lipowej wykorzystywany jest tylko i wyłącznie węgiel kamienny. W przypadku kotłowni zlokalizowanej przy ulicy Trębickiego wykorzystywanym paliwem jest gaz ziemny. W ramach wielowariantowej analizy przewiduje się wykorzystanie ponadto paliwa alternatywnego RDF, osadów ściekowych oraz kisonki. Pomijając gaz ziemny, paliwa mogą różnić się w zależności od pochodzenia zarówno wartości opałowej, jak i składem chemicznym. Szczególnie wrażliwy jest w tym względzie RDF, którego właściwości mogą różnić się nie tylko w zależności od miejsca pochodzenia, ale nawet od takich czynników jak pora roku. Parametry RDF-u zostały przyjęte zgodnie z bazą danych oprogramowania Thermoflex. Natomiast parametry węgla kamiennego zostały dobrane na podstawie informacji przekazanych przez Zamawiającego.

7.1.5 Metodyka wyznaczania ilości produkowanych popiołu oraz żużla

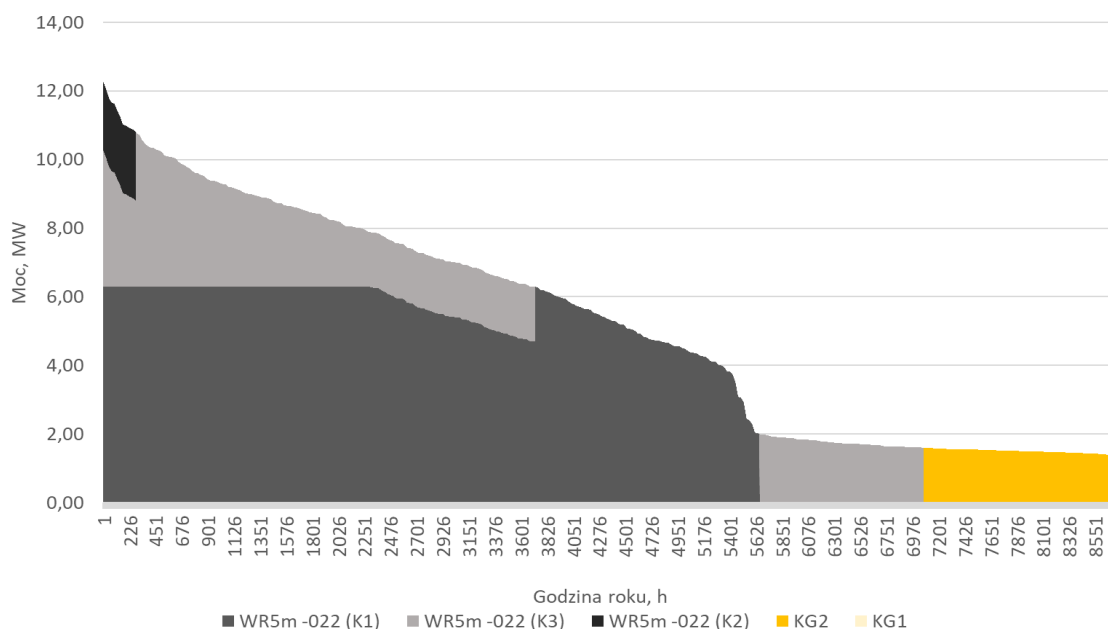
Z perspektywy analizy ekonomicznej, znaczącym kosztem dla wariantu obejmującego wykorzystanie paliwa alternatywnego jest koszt utylizacji popiołu i żużla. Bazując na przepro-

wadzonych w przeszłości pracach dotyczących wykorzystania tego paliwa w kotłach parowych oszacowano, iż przypadająca na 1 GJ zużytego paliwa produkcja tych składników kształtuje się na poziomie 11,58 kg.

7.2 Wyniki bilansów energetycznych

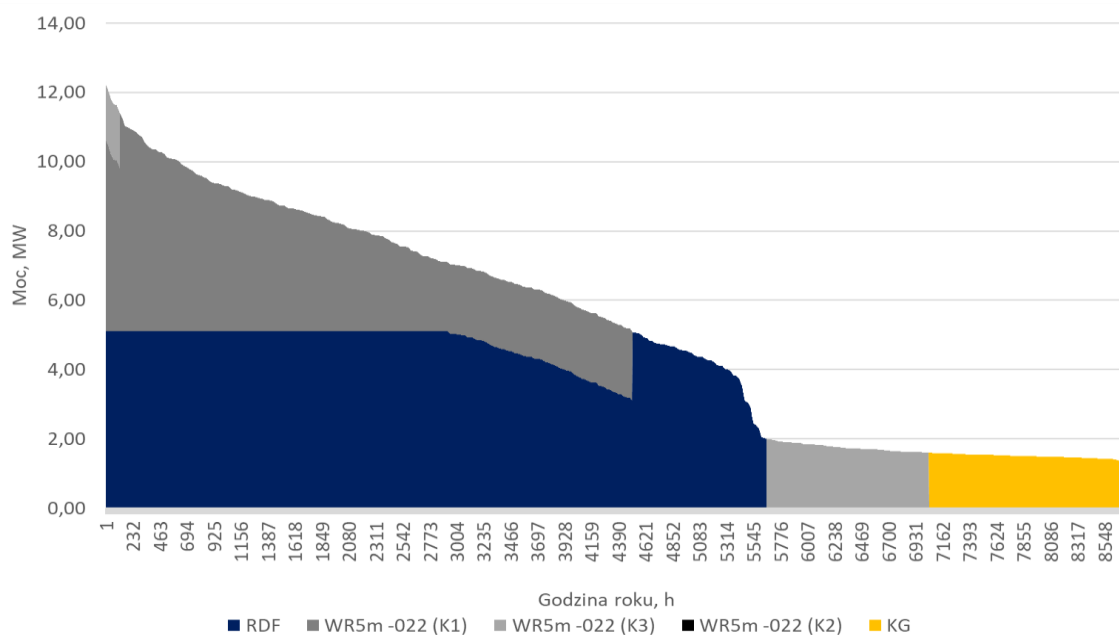
W ramach analizy poszczególnych wariantów, każdy z nich poddano analizie w utworzonym w programie Excel modelu obliczeniowym. Każdy z wariantów przeliczony został zgodnie z ustalonym reżimem pracy, w celu uzyskania kluczowych parametrów charakteryzujących pracę układu tj.: strumieni paliwa, produkcji ciepła etc. Sposób pracy dla poszczególnych wariantów przedstawiony został na rysunkach 7.2.1-7.2.9. Z kolei wyniki analizy energetycznej przedstawiono w tabeli 7.2.1.

Wariant I

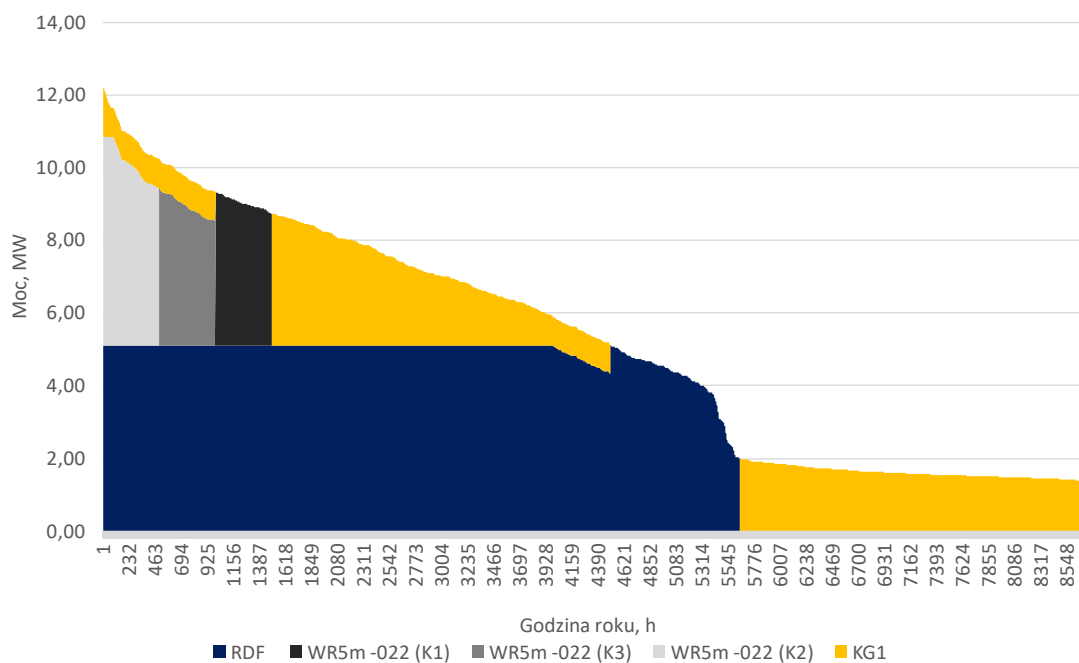


Rysunek 7.2.1 Wykres uporządkowany dla wariantu I

Wariant II

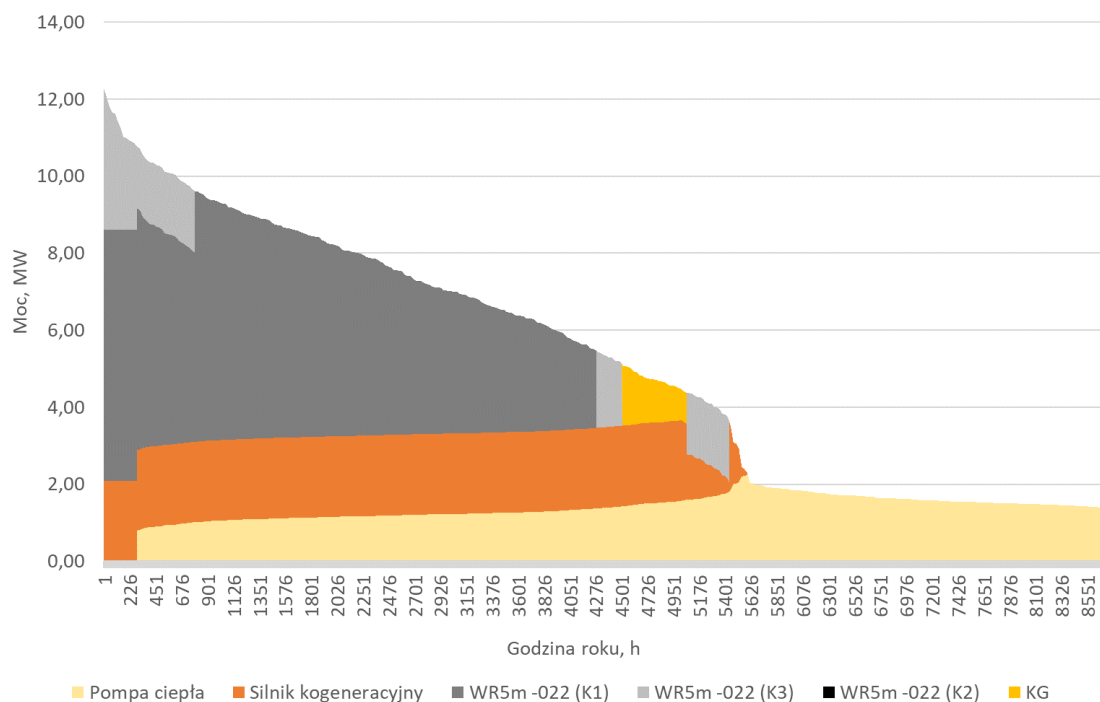


Rysunek 7.2.2 Wykres uporządkowany dla wariantu II – do 2030 roku

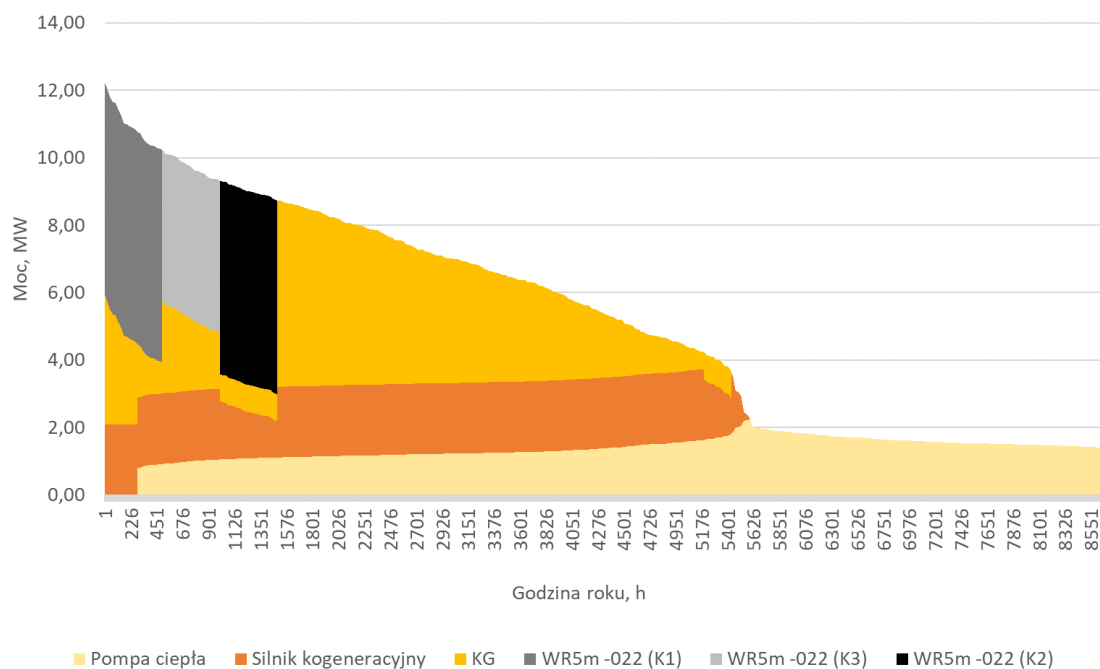


Rysunek 7.2.3 Wykres uporządkowany dla wariantu II – po 2030 roku

Wariant IIIA

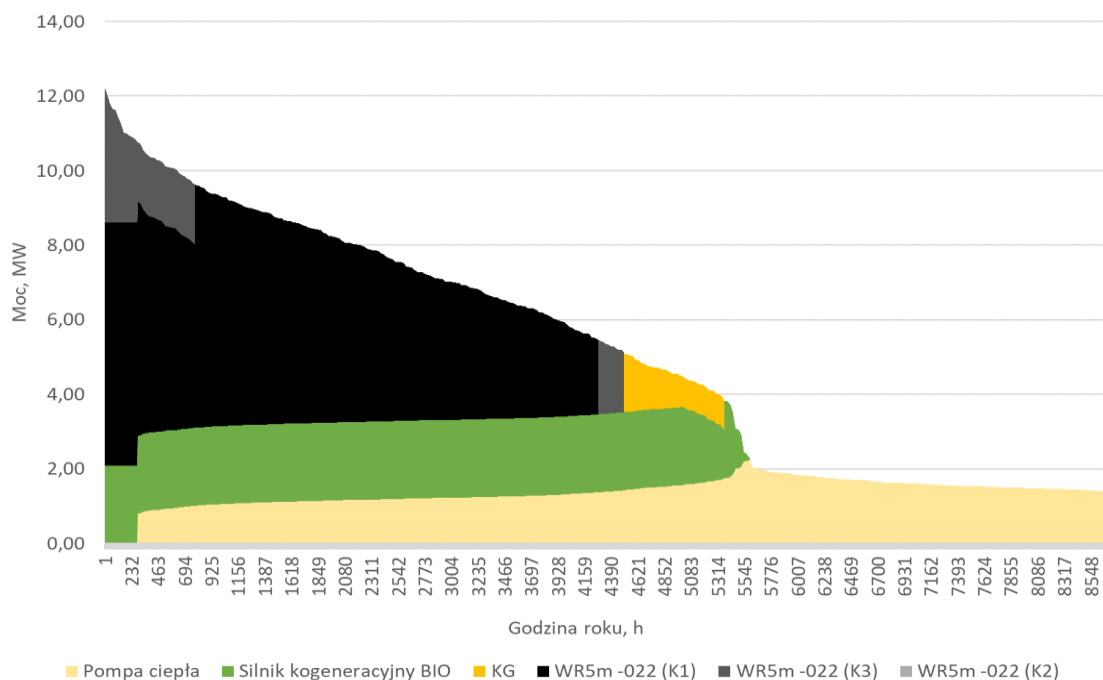


Rysunek 7.2.4 Wykres uporządkowany dla wariantu IIIA – do 2030 roku

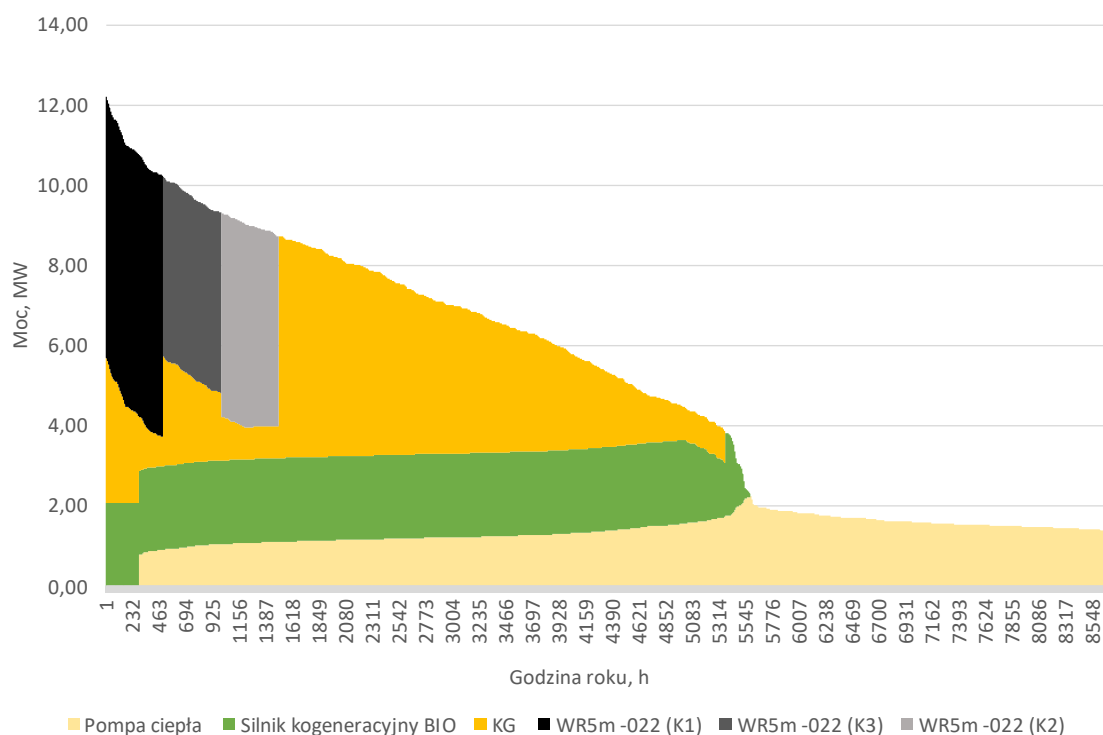


Rysunek 7.2.5 Wykres uporządkowany dla wariantu IIIA – po 2030 roku

Wariant IIIB

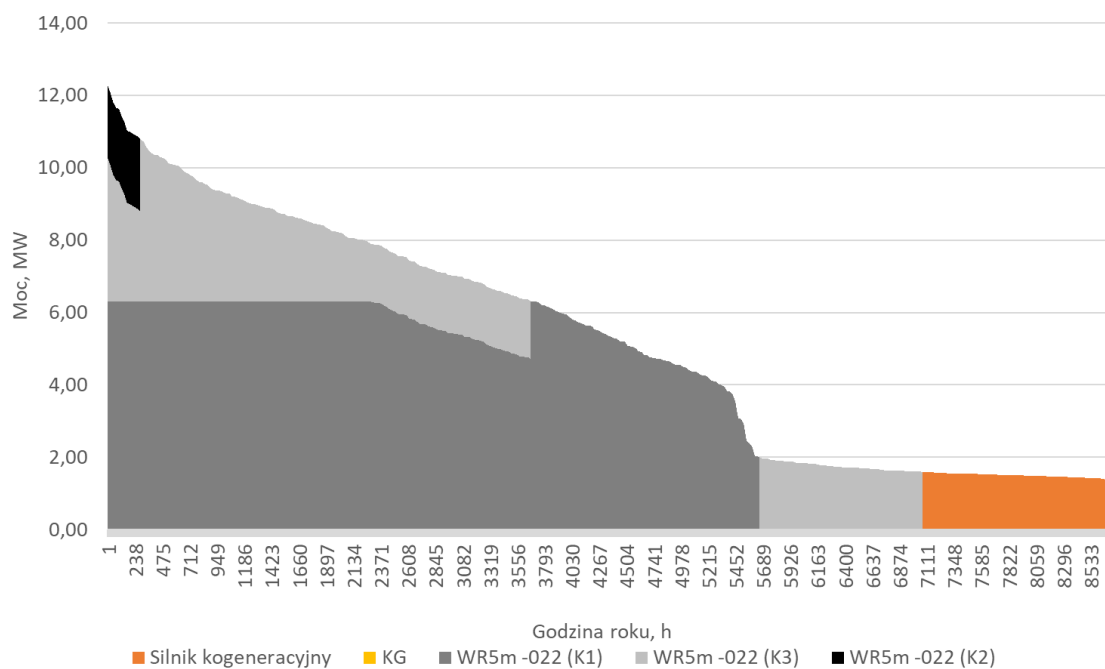


Rysunek 7.2.6 Wykres uporządkowany dla wariantu IIIB – do 2030 roku

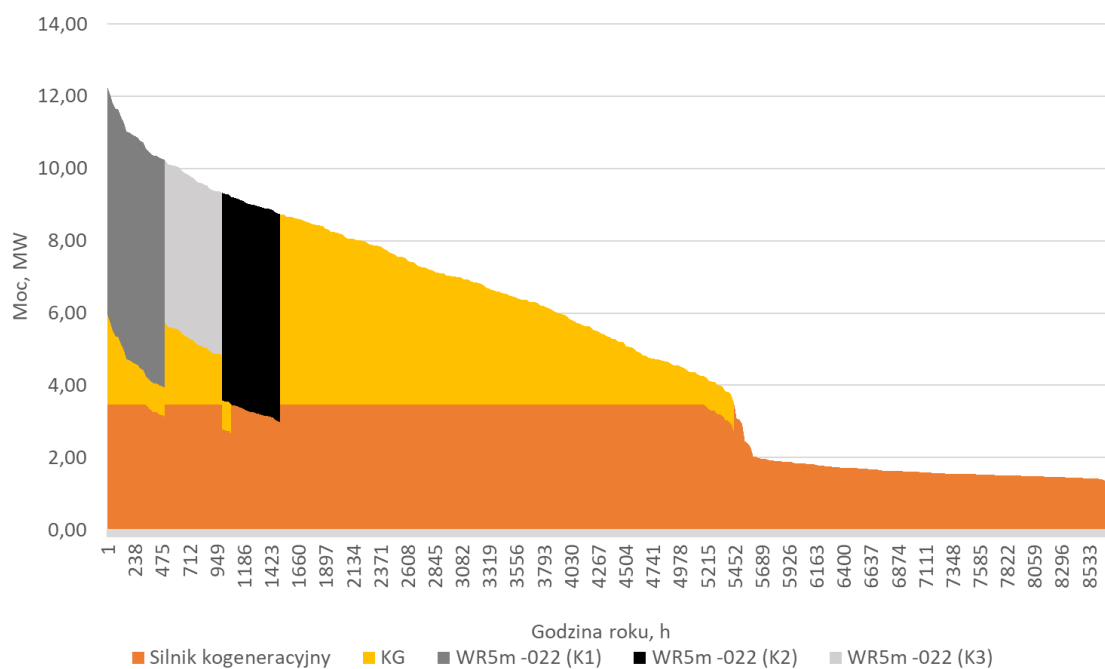


Rysunek 7.2.7 Wykres uporządkowany dla wariantu IIIB – po 2030 roku

Wariant IV



Rysunek 7.2.8 Wykres uporządkowany dla wariantu IV – do 2030 roku



Rysunek 7.2.9 Wykres uporządkowany dla wariantu IV – po 2030 roku

Podsumowanie

Tabela 7.2.1 Wyniki analizy energetycznej

Parametr	Wariant I		Wariant II		Wariant IIIA		Wariant IIIB		Wariant IV	
	Do 2029 roku	Od 2030 roku	Do 2029 roku	Od 2030 roku	Do 2029 roku	Od 2030 roku	Do 2029 roku	Od 2030 roku	Do 2029 roku	Od 2030 roku
Zużycie węgla, GJ/rok	211 365,80	211 365,80	85 712,67	32 548,31	109 195,74	41 416,63	106 187,60	40 077,30	211 329,97	41 462,57
Zużycie gazu ziemnego, GJ/rok	12 298,56	12 298,56	12 487,30	58 043,14	107 743,27	176 347,22	4 337,75	71 286,26	23 778,54	294 606,61
Zużycie RDF, GJ/rok	0	0	315 133,44	314 820,06	0	0	0	0	0	0
Zużycie energii elektrycznej, MWh	0	0	0	0	3 671,93	3 671,93	0	0	0	0
Produkcja energii elektrycznej, MWh/rok	0	0	15 495,61	15 385,21	13 098,33	13 097,68	10 983,23	10 983,23	2 971,24	28 623,07
Uprawnienia do emisji CO ₂ , Mg/rok	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sprzedaż ciepła, GJ/rok	164 615,01	164 615,01	164 615,01	164 615,01	164 615,01	164 615,01	164 615,01	164 615,01	164 615,01	164 615,01

7.3 Metodyka przeprowadzania analizy ekonomicznej

7.3.1 Założenia przyjęte w analizie

Przeprowadzenie obliczeń ekonomicznych planowanej inwestycji wymagało przyjęcia szeregu założeń, z których najważniejsze wymieniono poniżej:

- Inwestycja finansowana jest ze środków własnych oraz obcych (kredytu);
- Jako początek fazy inwestycyjnej przyjęto rok 2023, który jest rokiem „zerowym” w analizie ekonomicznej;
- Długość fazy inwestycyjnej wynosi 2 lata. Wyjątek stanowi wariant obejmujący budowę spalarni odpadów w przypadku której, długość fazy inwestycyjnej wynosi 3 lata;
- Horyzont czasowy obliczeń ekonomicznych wynosi 15 lat;
- Podstawą amortyzacji jest całkowity nakład inwestycyjny powiększony o odsetki naliczone podczas fazy inwestycyjnej (liniowa metoda obliczania odpisów amortyzacyjnych).

Wynikiem analizy ekonomicznej jest graniczna cena ciepła, przy której inwestycja osiąga finansową neutralność po 15 latach od rozpoczęcia eksploatacji.

7.3.2 Wskaźniki oceny ekonomicznej

Dla analizowanych wariantów modernizacji wyznaczono wskaźniki oceny ekonomicznej inwestycji. Są to:

- prosty czas zwrotu nakładów (SPB):

$$\sum_{t=0}^{SPB} NCF_t = 0 \quad (7.1)$$

- zdyskontowany okres zwrotu nakładów (DPB):

$$\sum_{t=0}^{DPB} \frac{NCF_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (7.2)$$

gdzie: r – stopa dyskonta,

- wartość bieżąca netto (NPV):

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{NCF_t}{(1+r)^t} \quad (7.3)$$

gdzie: N – horyzont czasowy analizy (łącznie długość fazy inwestycyjnej i eksploatacyjnej), lata,

- wewnętrzna stopa zwrotu (IRR):

$$\sum_{t=0}^N \frac{NCF}{\left(1 + \frac{IRR}{100\%}\right)^t} = 0 \quad (7.4)$$

- wskaźnik wartości bieżącej netto (NPVR):

$$NPVR = \frac{NPV}{PVI} = \left(\frac{\sum_{t=0}^N \frac{NCF_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{I_t}{(1+r)^t}} \right) \cdot 100\% \quad (7.5)$$

gdzie: I_t – wydatki inwestycyjne, PLN.

Wskaźniki te można wyznaczyć w dwóch wariantach, odzwierciedlających różne sposoby oceny inwestycji:

- z punktu widzenia właścicieli firmy – FCFE (z ang. Free Cash Flow to Equity),
- z punktu widzenia wszystkich stron finansujących przedsięwzięcie – FCFF (z ang. Free Cash Flow to Firm).

W metodzie właścicielskiej przepływ gotówkowy netto obliczany jest według następującej zależności:

$$NCF_t^{FCFE} = O_t - I_t + P_t - W_t - F_t - R_t - T_t^{FCFE} \quad (7.6)$$

przy czym:

$$T_t^{FCFE} = p \cdot (P_t - W_t - F_t - A_t) \quad (7.7)$$

gdzie:

O_t – dopływ kapitału obcego,

I_t – wydatki inwestycyjne,

P_t – przychody operacyjne (obliczane przyrostowo dla stanu przed i po modernizacji),

W_t – wydatki operacyjne (obliczane przyrostowo dla stanu przed i po modernizacji),

F_t – odsetki od kapitału obcego pozostałego do spłaty,

R_t – rata spłaty kapitału obcego,

T_t – podatek dochodowy,

p – stopa podatku dochodowego,

A_t – roczne odpisy amortyzacyjne.

Ponadto w metodzie właścicielskiej dyskontowanie przepływów pieniężnych odbywa się w oparciu o koszt kapitału własnego:

$$r^{FCFE} = k_w \quad (7.8)$$

gdzie:

r^{FCFF} – stopa dyskonta dla metody właścicielskiej,

k_w – koszt kapitału własnego.

W metodzie klasycznej w zakresie obliczania przepływu pieniężnego netto oraz stopy dyskonta obowiązują następujące zależności:

$$NCF_t^{FCFF} = -(I_t + J_t) + P_t - W_t - T_t^{FCFF} \quad (7.9)$$

przy czym:

$$T_t^{FCFE} = p \cdot (P_t - W_t - A_t) \quad (7.10)$$

$$WACC = u \cdot k_w + (1 - u) \cdot k_o(1 - p) \quad (7.11)$$

gdzie:

r^{FCFF} – stopa dyskonta dla metody klasycznej,

k_o – koszt kapitału obcego,

u – udział kapitału własnego w finansowaniu inwestycji,

J_t – odsetki od kapitału obcego naliczane w t -tym roku fazy inwestycyjnej.

7.3.3 Parametry makroekonomiczne

Przyjęte w ramach analizy ekonomicznej parametry makroekonomiczne przedstawione zostały w tabeli 7.3.1.

Tabela 7.3.1 Podstawowe parametry makroekonomiczne

Lp.	Parametr	Wymiar	Wartość
1	Koszt nominalny kapitału własnego	%	6,91
2	Koszt nominalny kapitału obcego	%	4,19
3	Udział kapitału własnego	-	0,5
4	Udział kapitału obcego	-	0,5
5	Amortyzacja	-	0,0545
6	Stopa podatku dochodowego	-	0,19
7	Stopa dyskontowa dla metody fcfe	-	6,91
8	Stopa dyskontowa dla metody fcff	-	5,15
9	Okres spłaty kapitału obcego	Lata	15

7.3.4 Gospodarka remontowa

Istniejące kotły węglowe

Koszty remontów przyjęto na bazie doświadczenia własnego oraz dostępnej bazy cen firmy Exergon. Przyjęto, że remont kapitalny jednostek będzie realizowany co około 6 lat, remont średni co 3 lata. Założono, że koszt remontu kapitalnego kotłów K1 oraz K2 będzie wynosić około 1 088 000 PLN, a K3 około 936 000 PLN. Koszt remontów średnich będzie wynosić około 50% kosztu remontu kapitalnego, a remont bieżący około 25%.

Ponadto, aby po roku 2030 spełnić bardziej rygorystyczne standardy emisyjne, zwłaszcza w zakresie emisji pyłów, konieczna będzie konsekwentna wymiana wkładów filtrów workowych. Przyjęto, iż czynność ta realizowana będzie raz na dwa lata, obejmując wszystkie jednostki wytwórcze. Na podstawie dostępnych dokumentacji przetargowej, koszt wymiany filtra na pojedynczym kotle przyjęty został na poziomie 416 000 PLN.

Kotły gazowe

Bazując na informacjach przekazanych od dostawców technologii coroczna cena przeglądu kotłów wynosi ok. 3 200 PLN za każde urządzenie. Ponadto, co 3 lata należy przeprowadzić przegląd przed inspekcją przedstawiciela UDT. Cena takiego przeglądu wynosi ok. 6 500 PLN za każde urządzenie.

Pompa ciepła

W celu prawidłowego funkcjonowania pompy ciepła oraz zachowania gwarancji producenta należy dokonywać regularnych serwisów pompy ciepła. Zakres prac serwisowych zależy od producenta oraz budowy pompy ciepła. Zazwyczaj w zakres serwisu pompy ciepła wchodzi:

- kontrola parametrów pracy urządzenia;
- podłączenie elektryczne (prawidłowość napięcia);
- kable elektryczne pod kątem uszkodzeń mechanicznych (gdy są uszkodzone wymienić je na nowe);
- mocowania połączeń śrubowych kabli elektrycznych (gdy jest to konieczne – dokręcić);
- kontrola szczelności i ciśnienia układu chłodniczego;
- działanie podzespołów pompy ciepła (grzałki elektrycznej, zabezpieczeń zaworów przełączających, pomp obiegowych);
- kontrola zaworów bezpieczeństwa i ustawienia sterownika urządzenia;
- weryfikacja zapisanych czasów pracy pompy ciepła, na podstawie których ocenić można stan jej pracy;
- weryfikacja wskazań zapisanych alarmów;
- kontrola filtra obiegu grzewczego i obiegu glikolu (jeśli to konieczne – usunąć zabrudzenia i wyczyścić);
- kontrola zawartości środka ochrony przed zamrożeniem za pomocą refraktometru;
- kontrola wartości ciśnienia napełnienia instalacji grzewczej (górne źródło ciepła) i instalacji glikolu (dolne źródło ciepła);
- kontrola poprawności działania automatyki.

Serwis pompy ciepła powinno wykonywać się regularnie, nie rzadziej niż raz w roku. Koszt serwisu ustalany jest na podstawie mocy i ilości obiegów chłodniczych obecnych na instalacji. Oprócz tego uwzględnić należy również wymianę oleju, realizowaną co 3-5 lat oraz remont generalny stanowiący około 40% ceny urządzenia po upływie około 45 000-60 000 roboczogodzin.

Po konsultacji z przedstawicielami z branży przyjęto koszt remontów oraz serwisowania pompy ciepła na poziomie 3,5% nakładu inwestycyjnego.

Biogazownia

Bazując na ogólnodostępnych artykułach naukowych, koszt serwisowania oraz przeprowadzania remontów biogazowni został przyjęty na ogólnym poziomie równym 4% nakładu inwestycyjnego. Oznacza to, iż w przypadku wariantu IIIA obejmującego zabudowę biogazowni o mocy elektrycznej 0,09 MW koszt serwisowania wynosić będzie ok. 139 080 PLN/rok. Dla wariantu IIIB i biogazowni o mocy el. 1,74 MW będzie to już ok. 1 500 400 PLN.

Układ na paliwo alternatywne

Bazując na doświadczeniach własnych oraz informacjach pozyskanych podczas wykonywania prac obejmujących budowę tego typu instalacji przyjęto koszt serwisu oraz przeprowadzania remontów tego układu na poziomie 2,5% nakładu inwestycyjnego jaki musi zostać przeznaczony na nowy układ wytwórczy.

Silniki kogeneracyjne

Koszt serwisowania oraz przeprowadzania remontów silników kogeneracyjnych w cyklu pracy 10 letniej, przyjęty został na podstawie jednej z ofert budżetowych jaka pozyskana została podczas wykonywania innych prac o zbliżonym charakterze. Na podstawie niniejszej oferty oszacowano jednostkowy koszt prac serwisowo-remontowych silników kogeneracyjnych na poziomie wynoszącym 292 841 PLN/MWt.

7.3.5 Pozostałe koszty

W przypadku wariantu obejmującego wykorzystanie paliwa alternatywnego, konieczne będzie zatrudnienie kierownika spalarni. W analizie przyjęto zwiększenie zatrudnienia z tego tytułu o 5 osób tj. koszt ok. 100 000 tys. PLN/rok/os. W przypadku pozostałych wariantów przewiduje się, iż wszelkie prace realizowane będą przez uprzednio przeszkolony aktualny personel.

7.3.6 Ścieżki cenowe

Ścieżki cenowe poszczególnych mediów energetycznych i substancji doprowadzanych do lub wyprowadzanych z instalacji po przeprowadzeniu planowanej inwestycji przedstawiono w tabelach 7.3.2 i 7.3.3.

Tabela 7.3.2 Ścieżki cenowe w latach 2023 - 2032

Lp	Parametr	Wymiar	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	Inflacja		13,0%	8,0%	4,0%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
1	Cena węgla	PLN/GJ	35	34	33	31	31	31	31	32	32	32
2	Cena gazu ziemnego	PLN/GJ	149	142	135	127	126	126	126	127	127	127
3	Cena RDF	PLN/GJ	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-19	-20	-20
4	Cena energii elektrycznej - zakup	PLN/MWh	1 222	1 206	1 141	1 174	1 199	1 224	1 250	1 277	1 305	1 333
5	Cena energii elektrycznej - sprzedaż	PLN/MWh	1 022	1 006	941	974	999	1 024	1 050	1 077	1 105	1 133
6	Uprawnienia do emisji CO2	PLN/Mg	397	411	425	440	456	471	488	505	523	541
7	Cena ciepła	PLN/GJ	93	101	105	107	110	113	116	119	121	125
8	Cena utylizacji popiołu i żużla	PLN/Mg	767	785	803	821	839	857	874	892	910	928
9	Cena utylizacji osadów ściekowych	PLN/Mg	420	435	450	466	482	499	516	534	553	573
10	Rynek mocy	PLN/MW	0	0	0	186 000	192 510	199 248	206 222	213 439	220 910	228 641
11	Cena kiszonki	PLN/Mg	116	126	131	134	137	141	144	148	152	155

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju**Tabela 7.3.3 Ścieżki cenowe w latach 2033 - 2042**

Lp	Parametr	Wymiar	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
-	Inflacja	-	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
1	Cena węgla	PLN/GJ	32	33	33	33	33	34	34	34	34	35
2	Cena gazu ziemnego	PLN/GJ	128	128	128	129	129	129	130	130	130	130
3	Cena RDF	0	-20	-20	-20	-20	-21	-21	-21	-21	-22	-22
4	Cena energii elektrycznej - zakup	PLN/MWh	1 362	1 391	1 422	1 453	1 485	1 517	1 551	1 585	1 621	1 657
5	Cena energii elektrycznej - sprzedaż	PLN/MWh	1 162	1 191	1 222	1 253	1 285	1 317	1 351	1 385	1 421	1 457
6	Uprawnienia do emisji CO2	PLN/Mg	560	580	600	621	643	665	688	712	737	763
7	Cena ciepła	PLN/GJ	128	131	134	137	141	144	148	152	155	159
8	Cena utylizacji popiołu i żużla	PLN/Mg	946	965	985	1 004	1 024	1 045	1 066	1 087	1 109	1 131
9	Cena utylizacji osadów ściekowych	PLN/Mg	593	613	635	657	680	704	728	754	780	808
10	Rynek mocy	PLN/MW	236 644	244 926	253 499	262 371	271 554	281 059	290 896	301 077	311 615	322 521
11	Cena kiszonki	PLN/Mg	159	163	167	171	176	180	185	189	194	199

7.4 Metodyka szacowania nakładów inwestycyjnych

Nakłady inwestycyjne zostały oszacowane z uwzględnieniem kosztu głównych komponentów m.in. kotła, turbin itp. Ponadto w ramach każdego z wariantów wzięto pod uwagę koszty prac budowlanych, czy koszty prac dostosowania poszczególnych układów. Ceny najważniejszych komponentów oraz metodologię ich wyznaczenia przedstawiono w kolejnych podrozdziałach rozdziału 7.4.

Jako źródła danych do oszacowania nakładów inwestycyjnych wykorzystano informacje cenowe uzyskane od potencjalnych dostawców poszczególnych technologii, pozyskanych w trakcie wykonywania prac o zbliżonym charakterze, dane literaturowe (cenniki, katalogi, przeglądy technologiczne w postaci artykułów naukowych) oraz doświadczenie własne. Wyceny poszczególnych komponentów oraz usług były kalkulowane na rok bieżący.

W przypadku informacji cenowych na komponenty, które nie spełniały w pełni wymagań stawianych dla danego wariantu (np. inna wydajność instalacji), lecz jednocześnie pozostałe parametry techniczne danego komponentu były zbliżone do pożądanych, ceny te skalowano metodami wskaźnikowymi. W przypadku, gdy znane były ceny jednostkowe na komponent stosowano zależność 7.12, natomiast dla znanych cen na komponenty o zbliżonych parametrach technicznych stosowano wykładniczą metodę szacowania nakładów według wzoru 7.13.

$$C_A = X_A \cdot i_A \quad (7.12)$$

Gdzie:

- C_A - poszukiwana cena komponentu A (np. PLN);
- X_A - wielkość charakterystyczna komponentu A (np. moc w kW),
- i_A - cena jednostkowa komponentu A (np. PLN/kW).

$$C_A = C_B \cdot \left(\frac{X_A}{X_B}\right)^\alpha \quad (7.13)$$

Gdzie:

- C_B - znana cena komponentu B;
- X_B - wielkość charakterystyczna komponentu B;
- α - wykładnik skalujący zależny od typu komponentu.

7.4.1 Źródła wytwórcze oraz instalacje pomocnicze

Obniżenie mocy kotłów węglowych

Koszty ograniczenia mocy kotłów węglowych oszacowano na poziomie 1 800 000 PLN. Niższa kwota obejmuje kotły węglowe K1 oraz K2, przy założeniu, iż ograniczenie polegać bę-

dzie na założeniu odpowiedniej blokady w układzie automatyki. Należy mieć jednak na uwadze, iż sposób ograniczenia mocy, a co za tym idzie finalny koszt tego zadania, zależeć będzie od ustaleń rozmów z przedstawicielem UDT.

Wymiana podgrzewaczy kotłów K1 oraz K3

Ze względu na oparcie produkcji ciepła w wariancie I głównie o kotły węglowe, konieczna będzie wymiana podgrzewaczy w jednostkach K1 oraz K3. Koszt przeprowadzenia tych prac oszacowany został na podstawie ogólnodostępnych postępowań przetargowych z lat ubiegłych oraz dopasowany do warunków obecnych. Finalnie przyjęto koszt niniejszego zadania na poziomie 376 000 PLN.

Kotły gazowe

Wycena nowych kotłów gazowych o mocy znamionowej równej 4 MW_t każdy oparta została o ofertę cenową firmy Viessmann pozyskaną w 2021, dotyczącą kotła o mocy 20 MW oraz w oparciu o zależność 7.1. Ponadto, wykorzystując doświadczenie własne wycenione zostały również prace pomocnicze związane z niniejszym zadaniem. Całość przedstawiona została w tabeli 7.4.1. W ramach wstępnych szacunków, uwzględniono również nagły wzrost cen, w szczególności stali, widoczny na przestrzeni ostatnich miesięcy.

Tabela 7.4.1 Wycena kotła gazowego

Lp.	Parametr	Wartość	Jednostka
1	Zakup i dostawa kotła gazowego	1 387 000	PLN
2	Prace montażowe kotła	277 400	PLN
3	Odbiory rozruchy i dokumentacja	200 944	PLN
4	Branża AKPIA	112 446	PLN
5	Armatura dodatkowa	30 919	PLN
6	Roboty w branży elektrycznej i energetycznej	50 000	PLN
Suma		2 008 709	PLN

Montaż nowego kotła gazowego analizowany jest w ramach wariantów I, III oraz IV. W przypadku wariantu IIIB ze względu na ograniczenia w przepustowości sieci ciepłowniczej nowa kotłownia gazowa musi zostać ulokowana na działce przy ulicy Armii Krajowej (obok kotłowni węglowej na ulicy Lipowej). Aby ograniczyć ryzyko związane z zasadami sumowania mocy wytwórczych przez system ETS, założono budowę dwóch kotłów gazowych o łącznej mocy 4 MW (2 x 2 MW). Działanie to jest spowodowane faktem, iż źródła wytwórcze o mocy w paliwie mniejszej niż 3 MW nie są uwzględniane w sumowaniu mocy wytwórczych. Zabudowa dwóch mniejszych źródeł zamiast jednego dużego przełoży się na bezpośredni wzrost kosztów. Zabudowa dwóch kotłów o mocy 2 MW każdy oszacowana została na poziomie wynoszącym 2 360 000 PLN.

Kocioł na paliwo alternatywne

Koszt kotła parowego o mocy w paliwie wynoszącej 13,3 MW został oszacowany na podstawie własnej bazy cenowej dotyczącej tego typu jednostek, utworzonej na podstawie ofert pozyskanych podczas realizacji prac o podobnym charakterze. Korzystając z zależności 7.1 oraz uwzględniając obecną inflację koszt kotła oszacowano na poziomie **128 044 000 PLN**.

Implementacja jednostki wytwórczej zasilanej paliwem alternatywnym rozważana jest wyłącznie w ramach wariantu II.

Silniki kogeneracyjne

Implementacja silników kogeneracyjnych rozważana jest w ramach wariantów IIIA oraz IV. Bazę do wyceny niniejszego zadania stanowiło zestawienie ofert dotyczących tego typu jednostek, sporządzanych podczas wykonywania prac o podobnym charakterze, w szczególności na początku roku 2022. Finalnie jako cenę silnika kogeneracyjnego o mocy cieplnej wynoszącej 1,051 MW_t przyjęto 549 500 EUR. Wartość ta została następnie przeskalowana za pomocą równania 7.1, w zależności od wymaganej w danym wariantcie mocy silnika. W kwocie ostatecznej uwzględniono również bieżący wzrost cen.

Pełne zestawienie wartości oszacowanych dla poszczególnych wariantów przedstawiono w tabeli 7.4.2.

Tabela 7.4.2 Wycena silników kogeneracyjnych

Lp.	Wariant	Moc cieplna silnika, MW _{th}	Nakład inwestycyjny, PLN
1	IIIA	2 x 1,05	6 566 000
2	IV	3 x 1,34*	11 533 000

Biogazownia

Koszt biogazowni oszacowany został na podstawie ogólnodostępnych artykułów naukowych oraz ich rzetelnej analizie. Bazowa cena biogazowni wynosi 5,5 mln PLN i dotyczy układu o mocy elektrycznej wynoszącej 300 kW_e. Wartość ta została następnie przeskalowana za pomocą równania 7.1, w zależności od wymaganej w danym wariantcie mocy silnika. Powyższa kwota dotyczy roku 2017, dlatego poprzez uwzględnienie inflacji została ona przekalkulowana na rok bieżący.

Pełne zestawienie wartości oszacowanych dla poszczególnych wariantów przedstawiono w tabeli 7.4.3. Implementacja biogazowni rozważana jest w ramach wariantów IIIA oraz IIIB.

Tabela 7.4.3 Wycena biogazowni

Lp.	Wariant	Moc elektryczna biogazowni, MW _e	Nakład inwestycyjny, PLN
1	IIIA	0,09	3 477 000
2	IIIB	1,74	37 510 000

Pompa ciepła

Zarówno w ramach wariantu IIIA jak i IIIB na terenie Miejskiej Oczyszczalni Ścieków planowana jest implementacja pompy ciepła o nominalnej mocy wynoszącej 2,4 MW. Wycena została oparta o bazę cenową utworzoną na podstawie ofert cenowych pozyskanych podczas jednej z prac dotyczących implementacji pompy ciepła (w przypadku której dolnym źródłem były również osady ściekowe), które jednak ze względu na poufnościowy charakter niniejszej pracy nie mogą zostać zawarte w analizowanej koncepcji. Należy nadmienić, iż niniejsze zestawienie mimo, iż dotyczy układu o innej mocy, daje rzeczywiste odwzorowanie cen bieżących, ze względu na pozyskanie opisywanych ofert w drugiej połowie 2022 roku. Do ostatecznej wyceny wykorzystano więc wyłącznie zależność 7.1, służącą do skalowania cen.

Finalnie oszacowano, iż koszty implementacji pompy ciepła wynosić będą 4 075 000 PLN.

7.4.2 Turbina upustowo-kondensacyjna

W ramach wariantu II, w przypadku którego rozważana jest budowa elektrociepłowni zasilanego paliwem alternatywnym konieczna będzie implementacja turbiny parowej. Rozważany jest montaż turbiny upustowo-kondensacyjnej o mocy 2,33 MWe. Na cele wyznaczenia nakładu inwestycyjnego jaki należy przeznaczyć pod zabudowę nowej turbiny wykorzystano bazę cenową oprogramowania Thermoflex.

Finalnie do analizy ekonomicznej przyjęto ostateczny koszt turbiny na poziomie **20 055 000 PLN**. Wartość uwzględnia również bieżący wzrost cen wynikający z sytuacji geopolitycznej i gospodarczej.

7.4.3 Wymienniki ciepłownicze oraz skraplacz

Na cele wykonania analizy ekonomicznej oszacowano nakład inwestycyjny, jaki należy przeznaczyć pod zabudowę wymiennika ciepłowniczego obsługującego nowy układ parowy zasilany paliwem alternatywnym. Przyjęto, iż moc wymiennika wynosić będzie 5,1 MW. Ponadto należy uwzględnić również koszt zakupu skraplacza chłodzonego powietrzem. Urządzenie skraplające parę odprowadzaną z turbiny upustowo-kondensacyjnej składać się ma z głównego rurociągu parowego oraz pęczków rurek, w których para ulega skropleniu. Ponadto skraplacz powinien zostać także wyposażony w wentylator, którego silniki z kolei powinny zostać wyposażone w falowniki, znacznie zmniejszające zużycie energii elektrycznej.

Cena niniejszych urządzeń oszacowana na podstawie ofert cenowych podczas realizacji przedsięwzięć o zbliżonym charakterze. **Finalnie przyjęto całkowity koszt danego zadania na poziomie 3 944 000 PLN.**

7.4.4 Instalacje wyprowadzenia mocy oraz potrzeb własnych

W ramach wariantów II, IIIA, IIIB oraz IV analizowana jest implementacja nowych układów wytwórczych odprowadzających energię elektryczną do sieci. W ramach tych wariantów konieczne będzie uwzględnienie zakupu nowego transformatora nn/SN oraz rozdzielnic potrzeb

własnych. W zależności od wariantu, konieczna będzie implementacja transformatora o innej mocy.

Wycena wykonana została w oparciu o bazę cenową tego typu urządzeń, będącą w posiadaniu firmy Exergon. Pełne zestawienie przyjętych kosztów zestawiono w tabeli 7.4.4. Koszty zawierają zarówno implementację nowego transformatora jak i rozdzielnicę potrzeb własnych.

Tabela 7.4.4 Koszt zakupu transformatora oraz rozdzielnicę potrzeb własnych

Lp.	Wariant	Moc transformatora, kVa	Nakład inwestycyjny, PLN
1	II	2 500	1 175 000
2	IIIA	1 x 125 (Miejska Oczyszczalnia Ścieków)	1 833 000
		1 x 2 500 (Działka przy ulicy Lipowej)	
3	IIIB	2 000	1 082 000
4	IV	5 000	1 596 000

7.4.5 Przebudowa istniejących rurociągów

Aby umożliwić przesył większej ilości ciepła z kotłowni gazowej na Lipowej lub Miejskiej Oczyszczalni Ścieków, konieczna jest likwidacja wąskiego gardła znajdującego się w centralnej części sieci ciepłowniczej. Zagadnienie to zostało szerzej przedstawione w rozdziale 3.2.

Oszacowano, iż konieczna będzie wymiana odcinka o długości ok. 2 x 100 m i zastąpienie go nowych rurociągiem o średnicy co najmniej DN200. Zakres koniecznych do wykonania prac obejmuje wymianę rury, demontaż nawierzchni wierzchniej oraz odtworzenie terenu. Koszty oszacowane zostały na podstawie „Katalogu cen jednostkowych robót i obiektów inwestycyjnych” wydawnictwa Wolters Kluwert S.A., bazowano ponadto na doświadczeniu własnym firmy Exergon pozyskanym podczas wykonywania prac o zbliżonym charakterze, uwzględniona została również inflacja oraz bieżąca sytuacja gospodarczo-polityczna.

Finalnie przedsięwzięcie wyceniono zostało na poziomie **405 000 PLN**. Rozkład kosztów został szczegółowo przedstawiony w tabeli 7.4.5.

Tabela 7.4.5 Zestawienie kosztów dotyczących przebudowy rurociągów

Lp.	Zakres prac	Cena jednostkowa	Jednostka miary	Wartość
1	Demontaż terenu	13,5	PLN/m.b.	1 350
2	Rurociągi	3 186	PLN/m.b. (2 rury)	318 600
3	Odtworzenie terenu	110	PLN/m ²	17 000
4	Koszty dodatkowe, dokumentacja oraz projekty	-	-	68 000
Suma		-	-	405 000

Niniejsze zadanie powinno zostać zrealizowane w każdym z analizowanych wariantów.

7.4.6 Budowa nowego budynku elektrociepłowni

Nowy układ zasilany paliwem alternatywnym docelowo ma zostać wybudowany na terenie byłej nasycalni podkładów kolejowych. W związku z tym konieczne będzie wybudowanie nowego budynku elektrociepłowni.

Powierzchnię nowego budynku oszacowano na około 2 250 m², natomiast kubatura wynosić będzie około 18 000 m³. Wycena oparta została o Katalog Cen jednostkowych robót i obiektów inwestycyjnych. W tabeli 7.4.6 zawarto podstawowe składowe kosztów jakie należy przeznaczyć pod zabudowę nowego budynku.

Tabela 7.4.6 Podstawowe składowe kosztów dotyczących budowy nowego obiektu elektrociepłowni

Lp.	Parametr	Wartość	Cena jednostkowa, PLN
1	Roboty budowlane	2 591,75	m ²
2	Roboty sanitarne	57,51	m ²
3	Roboty elektryczne	171,97	m ²
4	Roboty budowlane	424,18	m ³
5	Roboty sanitarne	8	m ³
6	Roboty elektryczne	23,74	m ³

Na podstawie powyższej tabeli wyznaczono cenę całkowitą przedsięwzięcia na rok 2022. Po uwzględnieniu inflacji ostateczna cena plasuje się na poziomie **19 880 000 PLN**

7.4.7 Magazyn na RDF

W ramach wariantu II, w którym przewiduje się budowę kotła parowego spalającego paliwo alternatywne RDF, zostały oszacowane nakłady inwestycyjne na magazyn, system monitoringu wizyjnego, system odprowadzania, gromadzenia, badania i oczyszczania wycieków i ścieków oraz monitoring termowizyjny wraz z systemem ostrzegania przeciwpożarowego. Magazyn pomieści ilość paliwa wystarczającą na 5 dni pracy kotła przy obciążeniu nominalnym. Oszacowana wielkość hali wynosi ok. 810 m³. Przy wysokości hali wynoszącej 6 m, jej powierzchnia wyniesie ok. 250 m². Ponadto należy uwzględnić zabezpieczenie przeciwwyciekowe posadzki, cenę systemu odprowadzania, gromadzenia, badania i oczyszczania wycieków i ścieków oraz cenę zabezpieczenia posadzki. Magazyn powinien także zostać wyposażony w system wentylacji mechanicznej. W wyniku problematyki składowania odpadu jakim jest RDF, opisanej szerzej w podrozdziale 6.2.3 oraz możliwymi problemami w trakcie odbioru obiektu przez Państwową Straż Pożarną, zaleca się wykonanie systemu monitoringu termowizyjnego hali wraz z systemem ostrzegania przeciwpożarowego. Niniejsze komponenty oszacowano na podstawie „Katalogu cen jednostkowych robót i obiektów inwestycyjnych” wydawnictwa Wolters Kluwert S.A.

Całkowity nakład inwestycyjny na budowę hali magazynującej paliwo alternatywne RDF wynosi ok. **1 200 000 PLN**.

7.4.8 Silosy na sorbenty oraz zbiornik oleju

W ramach wariantu II, w przypadku którego przewiduje się montaż układu zasilanego paliwem alternatywnym konieczna będzie implementacja silosów na sorbenty oraz zbiornik oleju, okresowo wykorzystywanego w instalacji kotłowej. Koszt tych elementów oszacowany został na podstawie doświadczenia nabytego podczas wykonywania prac o podobnym charakterze.

Finalnie koszt tego zadania wyceniony został na poziomie **764 000 PLN**.

7.4.9 Instalacje oczyszczania spalin

W przypadku wariantu II konieczna będzie również implementacja układu odpowiedzialnego za odpowiednie oczyszczenia gazów odlotowych. Przewiduje się montaż filtrów workowych, przeznaczonych do usunięcia pyłów, instalacji SNCR, wykorzystywanej do ograniczenia tlenków azotu oraz instalację odsiarczania spalin opartą o metodę suchą, sodową.

Koszt powyższych parametrów został oszacowany na podstawie ofert uzyskanych na przełomie lat 2021/2022, które jednak ze względu na poufnościowy charakter wykonywanych prac nie mogą zostać dołączone do niniejszej pracy.

Pełne zestawienie kosztów instalacji oczyszczania spalin przedstawiono w tabeli 7.4.7.

Tabela 7.4.7 Zestawienie kosztów dotyczących instalacji oczyszczania spalin

Lp.	Parametr	Wartość	Jednostka
1	SNCR	3 584 000	PLN
2	Suche odsiarczanie spalin	1 250 000	PLN
3	Roboty elektryczne	6 972 000	PLN
Suma		11 806 000	PLN

7.4.10 Instalacja CEMS

W ramach wariantu II, ze względu na wykorzystanie paliwa RDF, konieczny będzie zakup instalacji CEMS. Bazując na doświadczeniu własnym firmy Exergon, oraz ofertach pozyskanych przy wykonywaniu prac o podobnym charakterze przyjęto cenę systemu CEMS na poziomie **820 000 PLN**.

7.4.11 Komin

W przypadku wariantów obejmujących instalację kotła na paliwo alternatywne konieczne będzie uwzględnienie komina, gdyż nie został on zawarty w żadnej z ofert posiadanych przez firmę Exergon. Szacuje się, iż wysokość nowego komina powinna oscylować w granicach 25 m. Koszt inwestycji oszacowano w oparciu o „Katalog cen jednostkowych robót i obiektów inwestycyjnych” wydawnictwa Wolters Kluwert S.A. Ostatecznie po uwzględnieniu obecnej inflacji cena wyniosła **105 000 PLN**.

7.4.12 Waga samochodowa

W ramach modernizacji polegającej na zabudowie źródła opartego o paliwo alternatywne (wariant II) oraz powiększonej biogazowni (wariant IIIB), zakłada się użycie wagi, w celu zważenia dostarczonego towaru przed procesem rozładunku do magazynu. Według szacunków opartych o znalezione dane przetargowe oraz po uwzględnieniu obecnej inflacji tego typu inwestycja ukształtuje się na poziomie 200 000 PLN.

7.4.13 Budowa nowego odcinka sieci ciepłowniczej

W przypadku implementacji nowego układu na terenie Miejskiej Oczyszczalni Ścieków jak i byłej nasycalni podkładów kolejowych konieczna będzie budowa nowego odcinka sieci ciepłowniczej. Na cele wstępnych szacunków przyjęto, iż nowy rurociąg zostanie pociągnięty do najbliższego punktu sieci ciepłowniczej. W przypadku terenu oczyszczalni ścieków odcinek ten oszacowany został na poziomie 800 m (wpięcie przy kotłowni na ulicy Trębickiego), z kolei w przypadku terenu byłej nasycalni, szacuje się, iż będzie to około 3 000 m (wpięcie przy kotłowni na ulicy Lipowej). Jako średnica nowego rurociągu przyjęty został wymiar DN200.

Koszt jednostkowy rurociągu przyjęty został na poziomie 3 186 PLN/mb. Finalnie daje to koszt na poziomie 9 558 000 PLN w przypadku wariantu II oraz 2 549 000 PLN dla wariantu IIIB.

7.4.14 Remediacja gruntu

Implementacja nowego układu wytwórczego opartego o paliwo alternatywne RDF rozważana jest na terenie byłej nasycalni podkładów kolejowych w północnej części miasta. Jednym z głównych problemów niniejszej lokalizacji jest charakter działalności jaka prowadzona była w przeszłości na tym terenie. Realizowany proces nasycania podkładów kolejowych sprawia, iż obecnie chcąc podjąć się jakichkolwiek działań budowlanych należałoby przeprowadzić badania geologiczne gruntu. Konieczne jest przeprowadzenie identyfikacji terenów zanieczyszczonych, zgodnie z wymaganiami rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 1 września 2016 r. *w sprawie sposobu prowadzenia oceny zanieczyszczenia powierzchni ziemi* (Dz. U. 2016 poz. 1395). Istnieje duże prawdopodobieństwo, iż niezbędne będzie przeprowadzenie tzw. remediacji gruntu. W zależności od wyników analiz, może okazać się, iż konieczne będzie wykonanie badań uzupełniających i szczegółowe ich opracowanie oraz zatwierdzenie przez RDOŚ projektu w.w. remediacji. Szacunkowe koszty remediacji wynoszą około 10 mln/ha i wyznaczone zostały w oparciu o informację uzyskaną podczas wykonywania pracy o podobnym charakterze do niniejszego studium.

Powierzchnia jaka musi zostać poddana remediacji została oszacowana na poziomie ok. 31 180 m². Finalnie daje to kwotę na poziomie 31 183 000 PLN.

7.4.15 Przyłącze do sieci gazowej

Ze względu na montaż nowych kotłów czy silników gazowych, konieczne będzie zwiększenie dostępnej obecnie mocy na przyłączy do sieci gazowniczej (Wariant I oraz IV dla kotłowni na

Trębickiego) lub utworzenie nowego przyłącza (wariant IIIB oraz IV dla dodatkowej działki zlokalizowanej obok kotłowni przy ulicy Lipowej). Mimo istniejącej infrastruktury gazowej w kotłowni przy ulicy Trębickiego konieczne jest zwiększenie dostępnej mocy, a wówczas może zaistnieć dodatkowy koszt w postaci opłaty przyłączeniowej, po aktualizacji warunków przyłączenia i zawarciu stosownej umowy przyłączeniowej z operatorem sieci dystrybucyjnej. W przypadku wariantów IIIA, IIIB oraz IV konieczna będzie implementacja przyłącza gazowego umożliwiającego doprowadzenie gazu w ilości kolejno 950,3 m³/h, 464,71 m³/h oraz 418,24 m³/h. Niniejsze wartości sprawiają, iż zgodnie z taryfą nowa lokalizacja zostanie sklasyfikowana jako podmiot należący do grupy B, gdzie stawka opłat zależy od wielkości mocy przyłączeniowej oraz długości odcinka służącego do przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenia. Wzór określający wysokość opłaty za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej B, oblicza się według wzoru (7.14):

$$O_P = O_R + S_P \cdot L_P \quad (7.14)$$

Gdzie:

- O_P - opłata za przyłączenie, PLN;
- O_R - Opłata ryczałtowa za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej przyłączem o długości nie większej niż 15 m;
- S_P - stawka opłaty za każdy metr Przyłącza powyżej 15 m, PLN/m;
- L_P - długość Przyłącza powyżej 15 m wyznaczona z zaokrągleniem do 1 metra, m.

Stawki opłat za przyłączenie do sieci Operatora podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej B, przedstawia tabela 7.4.8.

Tabela 7.4.8 Określenie stawek opłat za przyłączenie w ramach poszczególnych wariantów

Moc przyłączeniowa - b, m ³ /h	Opłata ryczałtowa za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej przyłączem o długości nie większej niż 15 m, PLN	Stawka opłaty za każdy metr przyłącza powyżej 15 m, PLN/m	Przyporządkowanie wariantu
300 < b ≤ 600	13 265,40 + 24,90 * (b - 300)	163,00	IIIB
600 < b ≤ 1 000	20 750,40 + 18,40 * (b - 600)	194,04	IIIA oraz IV

Długość rurociągów gazowych (odejmując znajdujące się w powyższej tabeli 15 m) w ramach wariantów IIIA, IIIB oraz IV została oszacowana na poziomach wynoszących kolejno 260 m dla każdego z wariantów. Finalnie daje to następujące koszty przyłącza:

- **Wariant IIIA – 78 000 PLN;**
- **Wariant IIIB – 60 000 PLN;**
- **Wariant IV – 78 000 PLN.**

Należy jednak zaznaczyć, iż ostateczny koszt przyłącza określony zostanie przez dostawcę paliwa gazowego, a koszty mogą nieznacznie różnić się w zależności od koniecznego do zamontowania dodatkowego osprzętu lub zmiany planowanej mocy przyłączeniowej.

7.4.16 Zakup działki

W ramach wariantów II, IIIA, IIIB oraz IV konieczne będzie zakupienie nowej działki. W przypadku terenu byłej nasycalni odpadów, przyjęto, iż teren ten zostanie przekazany spółce pod warunkiem przeprowadzenia jego gruntownej remediacji. Warianty IIIA-IV obejmują z kolei zakup działki o powierzchni ok 4 439 m², znajdującej się w bezpośrednim sąsiedztwie kotłowni przy ulicy Lipowej.

Jednostkowy koszty zakupu działki przyjęty został na podstawie „Katalogu cen jednostkowych robót i obiektów inwestycyjnych” wydawnictwa Wolters Kluwert S.A., który dla województwa mazowieckiego wynosi 130 PLN/m². Uwzględniając inflację oraz bieżącą sytuację gospodarczą daje to finalny koszt zakupu analizowanego terenu na poziomie **1 183 000 PLN**.

W przypadku działki na terenie byłej nasycalni podkładów kolejowych założono, że działka zostanie pozyskane za darmo z uwagi na prognozowaną konieczność remediacji gruntu, której szacunkowy koszt określono w punkcie 7.4.14.

7.4.17 Prace montażowe

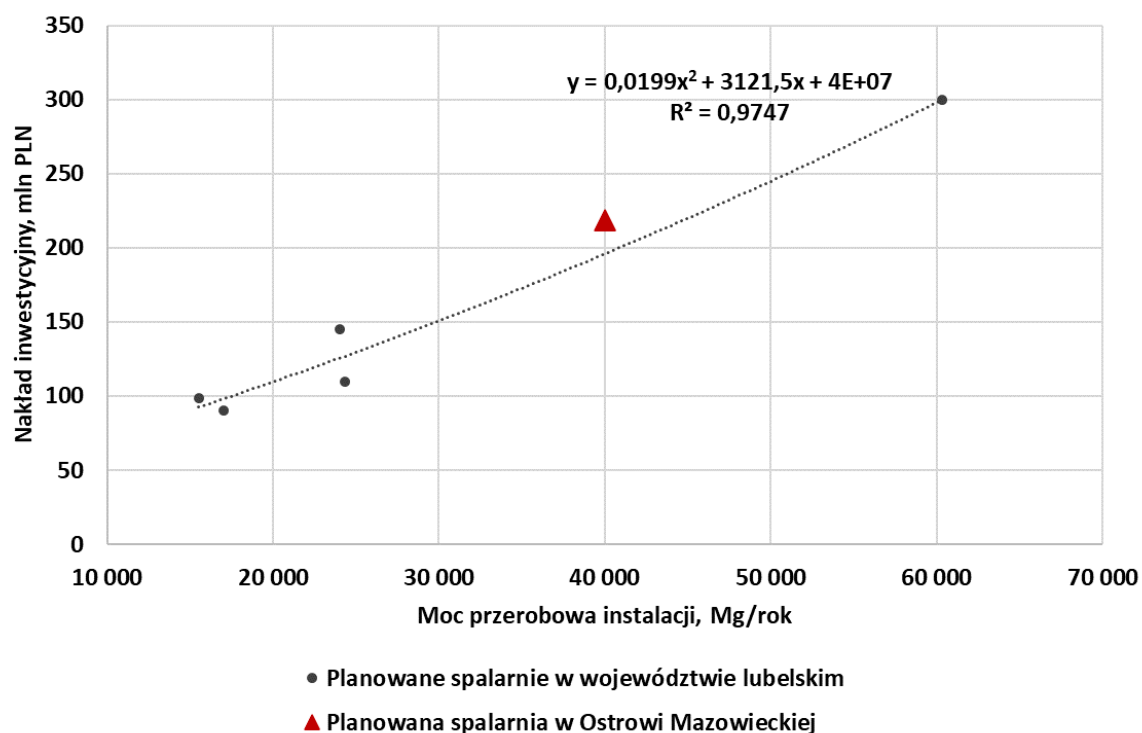
W przypadku zabudowy silników oraz kotłów gazowych koszty montażu zostały uwzględnione w posiadanych ofertach cenowych. W przypadku pozostałych wariantów koszt montażu został przyjęty na poziomie 10% nakładu inwestycyjnego jaki należy przeznaczyć na zakup nowych jednostek.

7.4.18 Podsumowanie

Ostatecznie, finalne nakłady inwestycyjne są następujące:

- Wariant I - 5 729 000 PLN;
- Wariant II - 261 368 000 PLN;
- Wariant IIIA - 24 782 000 PLN;
- Wariant IIIB - 55 383 000 PLN;
- Wariant IV - 18 655 000 PLN.

Szczególną uwagę budzi wyjątkowo wysoki w porównaniu z innymi wariantami koszt wariantu II, obejmującego budowę spalarni odpadów na terenie byłej nasycalni podkładów kolejowych. Odejmując koszt remediacji gruntu, przebudowę oraz budowę nowych rurociągów sieci ciepłowniczej oraz obniżenia mocy kotłów węglowych, nakład inwestycyjny kształtuje się na poziomie 218 422 000 PLN. Analizując najnowszy projekt WPGO. tj. Wojewódzki Plan Gospodarki Odpadami dla województwa lubelskiego, oraz inne tego typu inwestycje, kwota oszacowana na niniejsze przedsięwzięcie oddaje obecne realia rynkowe. Porównanie kosztu danego zadania na tle zgłoszonych do planu inwestycyjnego przedsięwzięć tego samego typu zostało przedstawione na rysunku 7.4.1.



Rysunek 7.4.1 Porównanie kosztu analizowanej spalarni na tle przedsięwzięć tego samego rodzaju

Pełne zestawienie kosztów każdego z analizowanych wariantów wraz z rozbiem na poszczególne komponenty zestawiono w tabeli 7.4.9.

Tabela 7.4.9 Zestawienie nakładów inwestycyjnych poszczególnych wariantów

Parametr	Wartość				
	Wariant I	Wariant II	Wariant IIIA	Wariant IIIB	Wariant IV
Obniżenie mocy kotłów węglowych	1 800 000	1 800 000	1 800 000	1 800 000	1 800 000
Biogazownia o mocy 1,74 MW _e	-	-	-	37 510 000	-
Wymiana podgrzewaczy kotłów K-1 i K-3	376 000	-	-	-	-
Remont generalny kotła K2	1 088 000	-	-	-	-
Biogazownia o mocy 0,09 MW _e	-	-	3 477 000	-	-
Pompa ciepła 2,4 MW	-	-	4 075 000	4 075 000	-
Kocioł gazowy 4 MW	2 060 000	-	2 060 000	-	2 060 000
Kocioł gazowy 2 x 2 MW	-	-	-	2 360 000	-
Silnik kogeneracyjny 3 x 1,34 MW	-	-	-	-	11 533 000
Silnik kogeneracyjny 2 x 1,05 MW	-	-	6 566 000	-	-
Kocioł parowy na paliwo alternatywne	-	128 044 000	-	-	-
Turbina upustowo-kondensacyjna 2,33 MW _e	-	20 055 000	-	-	-
Wymienniki i skraplacz chłodzony powietrzem	-	3 944 000	-	-	-

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Parametr	Wartość				
	Wariant I	Wariant II	Wariant IIIA	Wariant IIIB	Wariant IV
Instalacja wyprowadzenia mocy i potrzeb własnych	-	1 175 000	1 833 000	1 082 000	1 596 000
Przebudowa istniejących rurociągów	405 000	405 000	405 000	405 000	405 000
Budowa budynku elektrociepłowni oraz obiektów socjalnych	-	19 880 000	-	-	-
Magazyn na RDF	-	1 200 000	-	-	-
Zbiornik oleju	-	251 000	-	-	-
Silosy na sorbenty	-	313 000	-	-	-
Składowisko żużla	-	200 000	-	-	-
SNCR	-	3 584 000	-	-	-
Odsiarczanie spalin metodą suchą	-	1 250 000	-	-	-
Filtry workowe	-	6 972 000	-	-	-
Instalacja CEMS	-	820 000	-	-	-
Komin	-	105 000	-	-	-
Budowa nowej sieci ciepłowniczej	-	9 558 000	2 549 000	2 549 000	-
Waga samochodowa	-	200 000	-	200 000	-
Remediacja gruntu	-	31 183 000	-	-	-
Przyłącze do sieci gazowej	-	-	78 000	60 000	78 000
Zakup działki	-	0*	1 183 000	1 183 000	1 183 000

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Parametr	Wartość				
	Wariant I	Wariant II	Wariant IIIA	Wariant IIIB	Wariant IV
Prace montażowe	Uwzględniono w koszcie kotła	30 429 000	756 000	4 159 000	Uwzględniono w koszcie kotła oraz silnika
Suma	5 729 000	261 368 000	24 782 000	55 383 000	18 655 000

7.5 Wyniki analizy ekonomicznej

Na podstawie opisanej w poprzednich podrozdziałach metodyki oraz przyjętych założeń wykonana została analiza opłacalności poszczególnych wariantów. Wynikiem analizy ekonomicznej jest graniczna wartość ceny ciepła, przy której inwestycja osiąga ekonomiczną neutralność po 15 latach od rozpoczęcia eksploatacji. Należy zaznaczyć, iż przedstawione poniżej wyniki nie uwzględniają również kosztów stałych przedsiębiorstwa, takich jak koszty osobowe czy koszty związane z bieżącymi naprawami sieci ciepłowniczej.

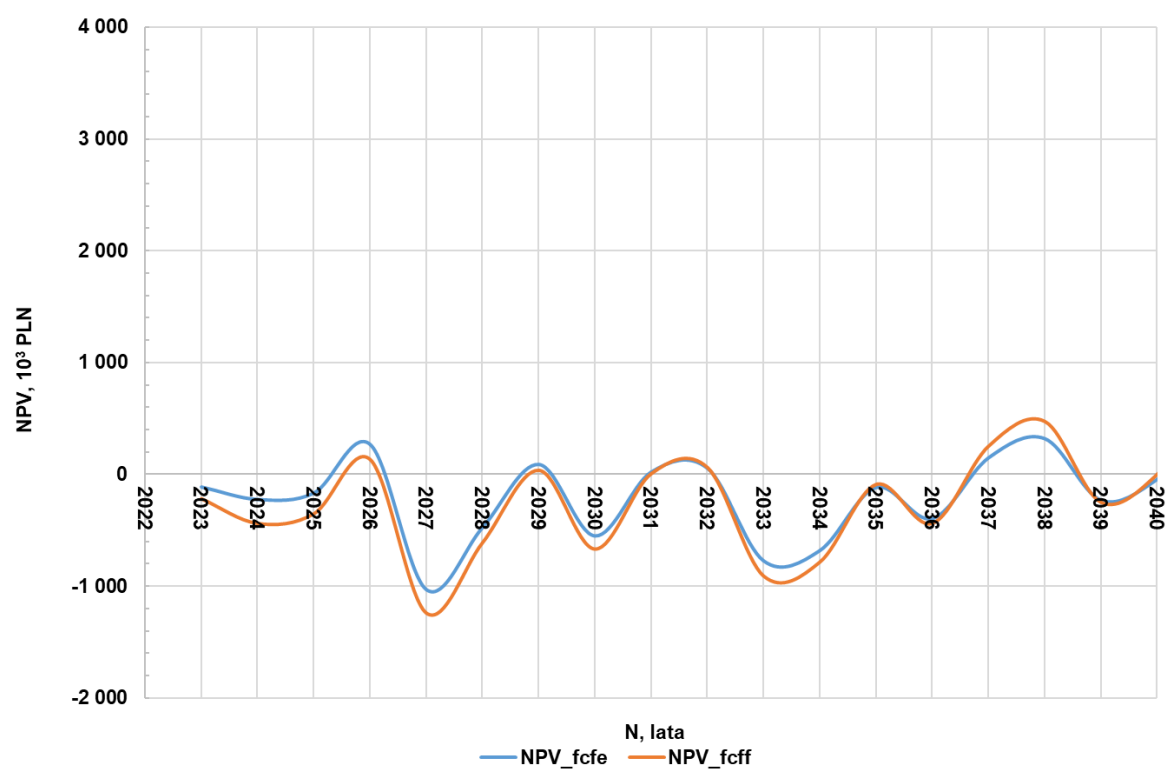
Wyniki otrzymanej analizy przedstawiono w tabelach 7.5.1-7.5.2. Z kolei na rysunkach 7.5.1-7.5.18 przedstawiono przebiegi NPV dla rozpatrywanych inwestycji oraz przepływy pieniężne w roku 2025 (pierwszy rok eksploatacji) oraz 2030 (po ograniczeniu pracy kotłów węglowych do 500 h każdy).

Tabela 7.5.1 Graniczna cena ciepła w latach 2022-2032

Określenie wariantu	Numer wariantu	Graniczna cena ciepła, PLN/GJ									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Wariant dodatkowy	Wariant 0	97,43	105,23	109,44	112,17	114,98	117,85	120,80	123,82	126,91	130,09
Warianty główne	Wariant I	51,55	55,67	57,90	59,35	60,83	62,35	63,91	65,51	67,15	68,83
	Wariant II	124,38	134,33	139,70	143,19	146,77	150,44	154,20	158,06	162,01	166,06
	Wariant IIIA	77,05	83,21	86,54	88,70	90,92	93,19	95,52	97,91	100,36	102,87
	Wariant IIIB	54,43	58,78	61,13	62,66	64,23	65,83	67,48	69,17	70,90	72,67
	Wariant IV	46,12	49,81	51,80	53,10	54,42	55,78	57,18	58,61	60,07	61,57
Warianty z dofinansowaniem	Wariant IIIA (dof.)	75,07	81,07	84,32	86,42	88,58	90,80	93,07	95,40	97,78	100,23
	Wariant IIIB (dof.)	43,57	47,05	48,93	50,16	51,41	52,70	54,01	55,36	56,75	58,17

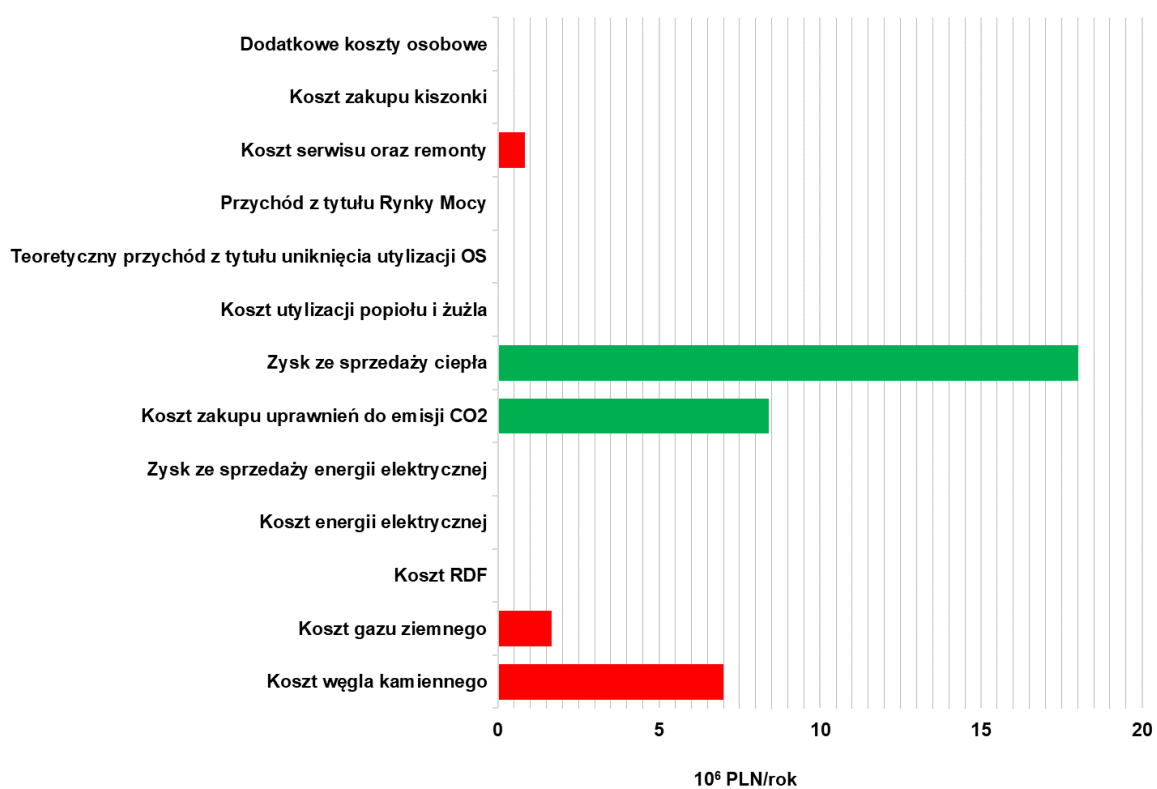
Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju**Tabela 7.5.2 Graniczna cena ciepła w latach 2033-2042**

Określenie wariantu	Numer wariantu	Graniczna cena ciepła, PLN/GJ									
		2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Wariant dodatkowy	Wariant 0	133,34	136,67	140,09	143,59	147,18	150,86	154,63	158,50	162,46	166,52
Warianty główne	Wariant I	70,55	72,31	74,12	75,97	77,87	79,82	81,81	83,86	85,95	88,10
	Wariant II	170,21	174,46	178,83	183,30	187,88	192,58	197,39	202,32	207,38	212,57
	Wariant IIIA	105,44	108,08	110,78	113,55	116,39	119,30	122,28	125,34	128,47	131,68
	Wariant IIIB	74,49	76,35	78,26	80,21	82,22	84,27	86,38	88,54	90,75	93,02
	Wariant IV	63,11	64,69	66,31	67,97	69,67	71,41	73,19	75,02	76,90	78,82
Warianty z dofinansowaniem	Wariant IIIA (dof.)	102,73	105,30	107,93	110,63	113,40	116,23	119,14	122,12	125,17	128,30
	Wariant IIIB (dof.)	59,62	61,11	62,64	64,20	65,81	67,46	69,14	70,87	72,64	74,46

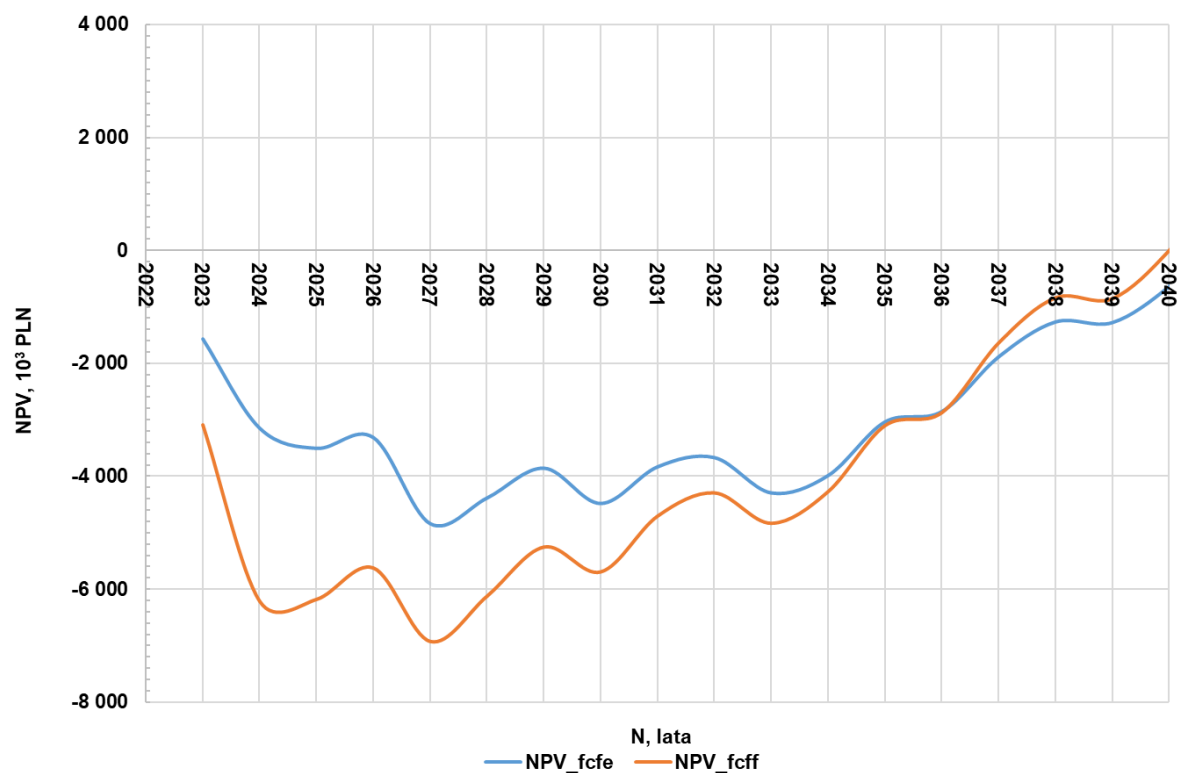


Rysunek 7.5.1 Przebieg wartości NPV dla wariantu 0

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

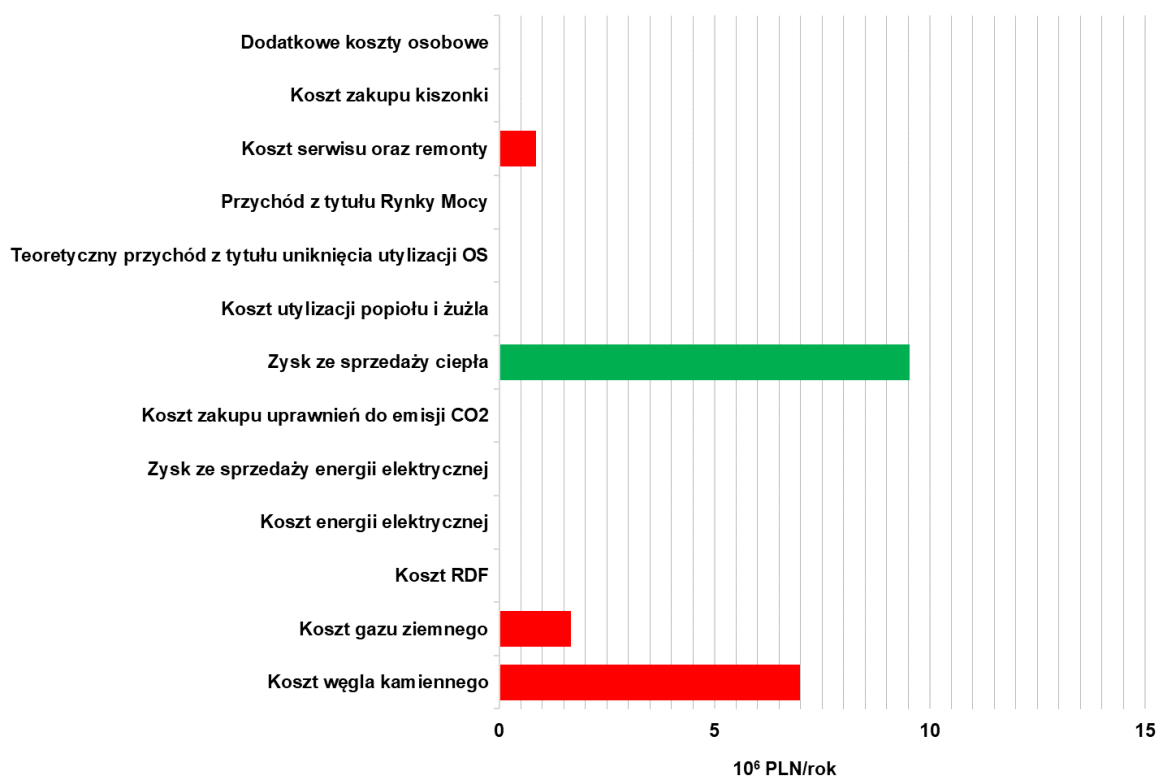


Rysunek 7.5.2 Koszty operacyjne w 2025 roku dla wariantu 0

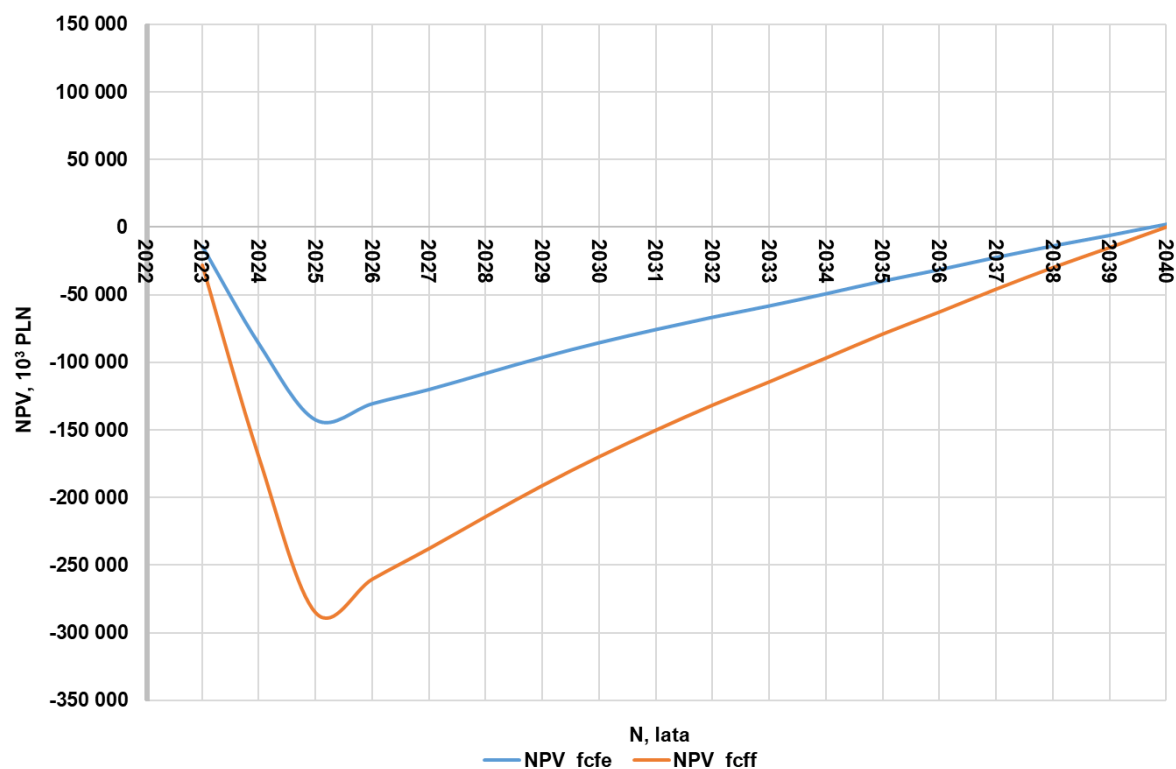


Rysunek 7.5.3 Przebieg wartości NPV dla wariantu I

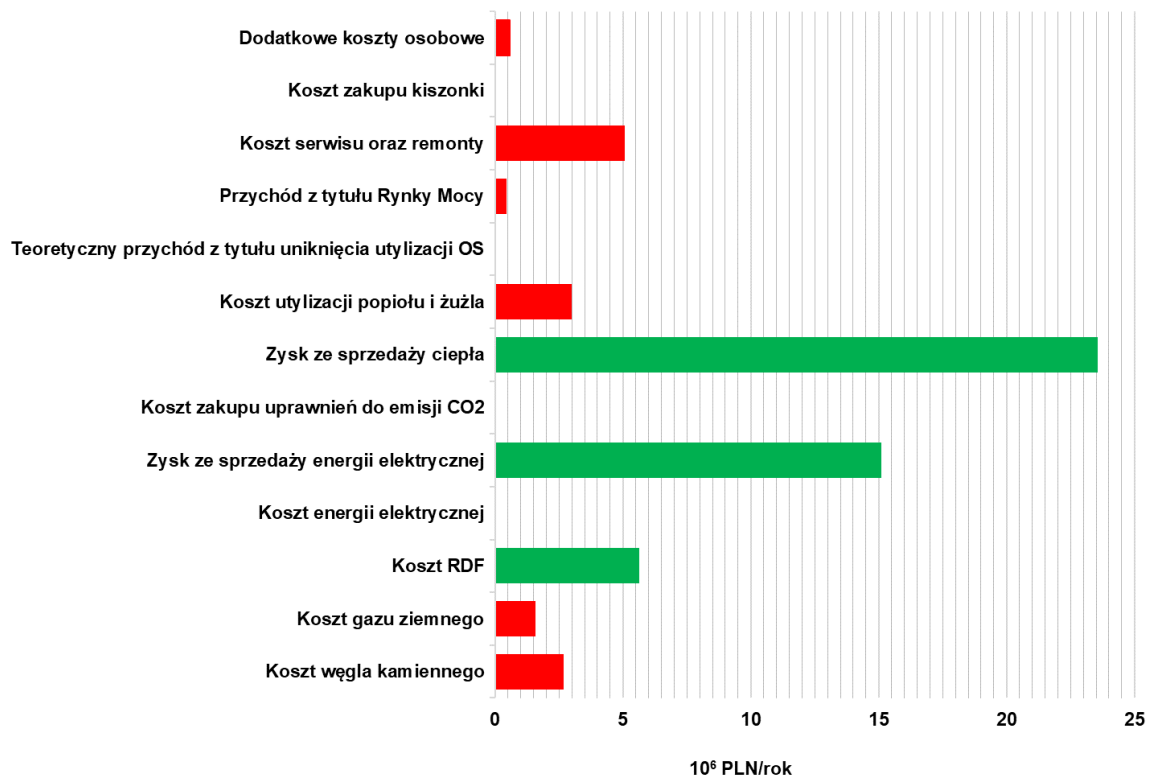
Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju



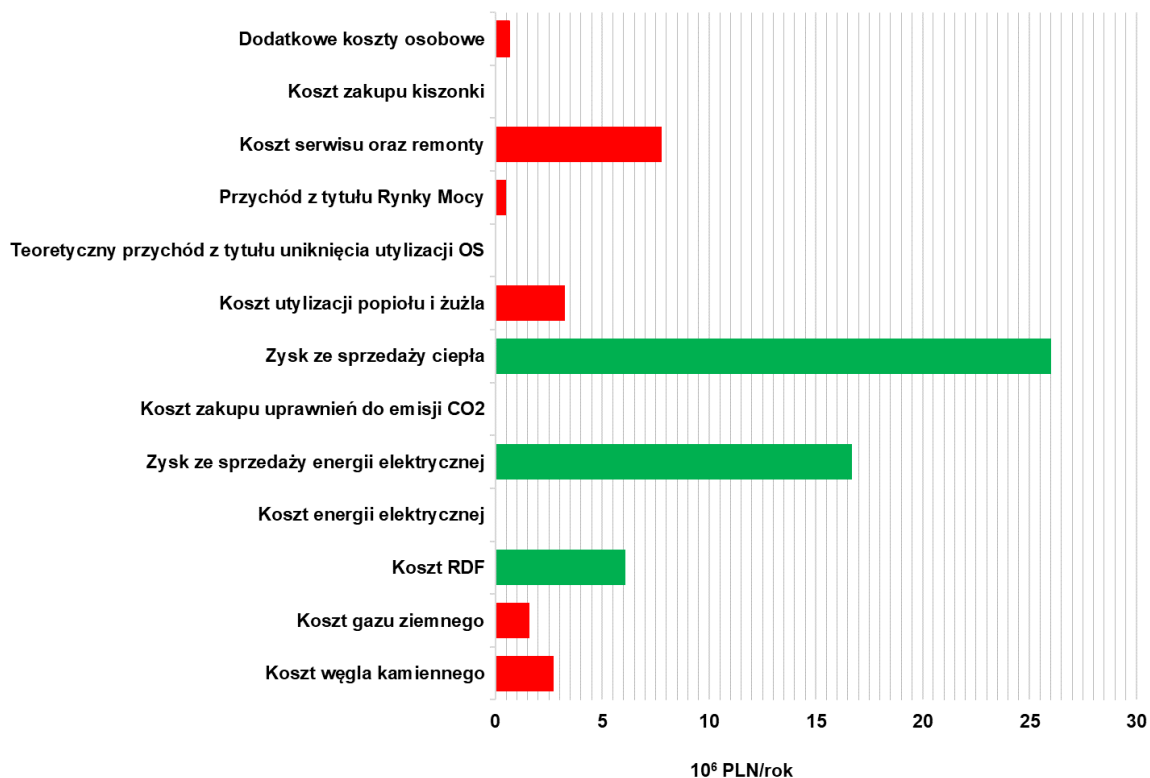
Rysunek 7.5.4 Koszty operacyjne w 2025 roku dla wariantu I



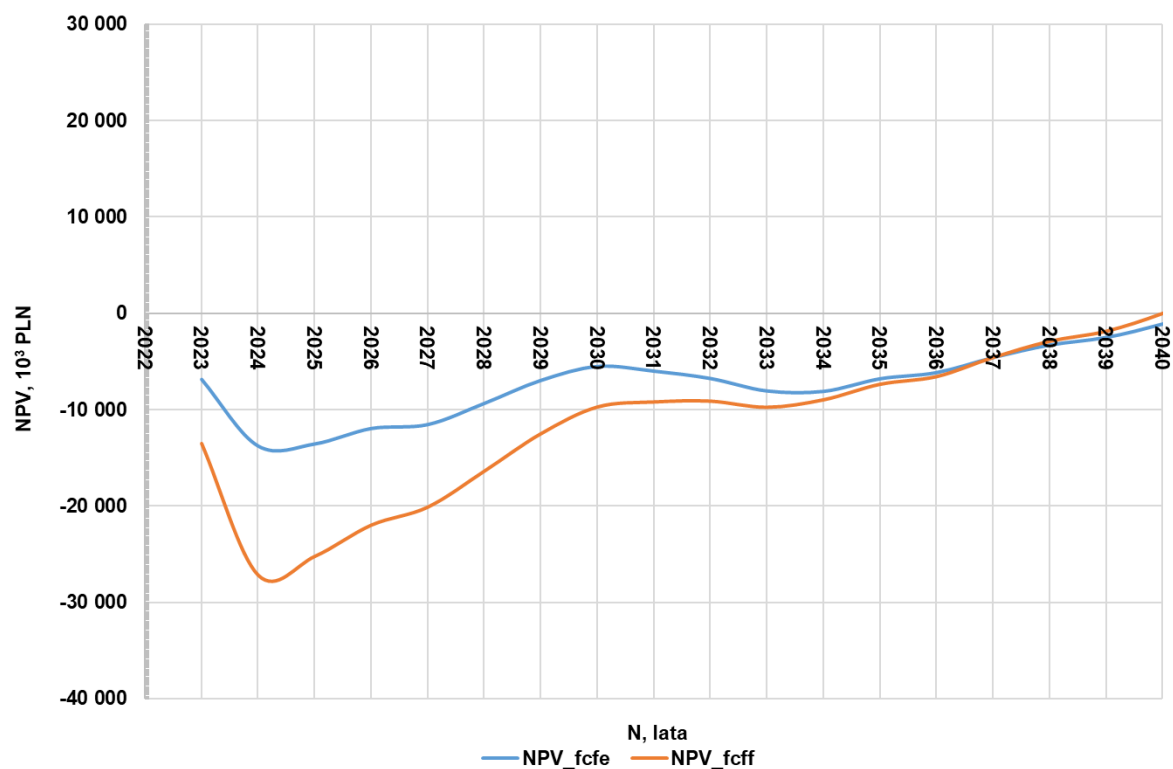
Rysunek 7.5.5 Przebieg wartości NPV dla wariantu II



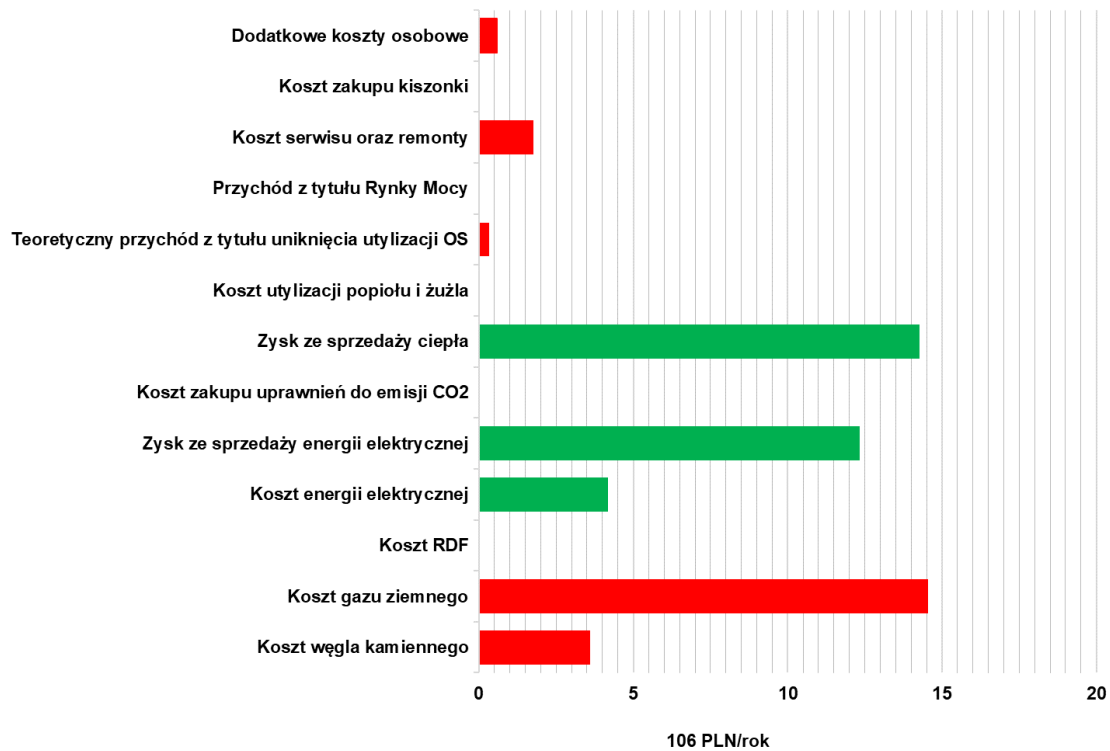
Rysunek 7.5.6 Koszty operacyjne w 2026 roku dla wariantu II



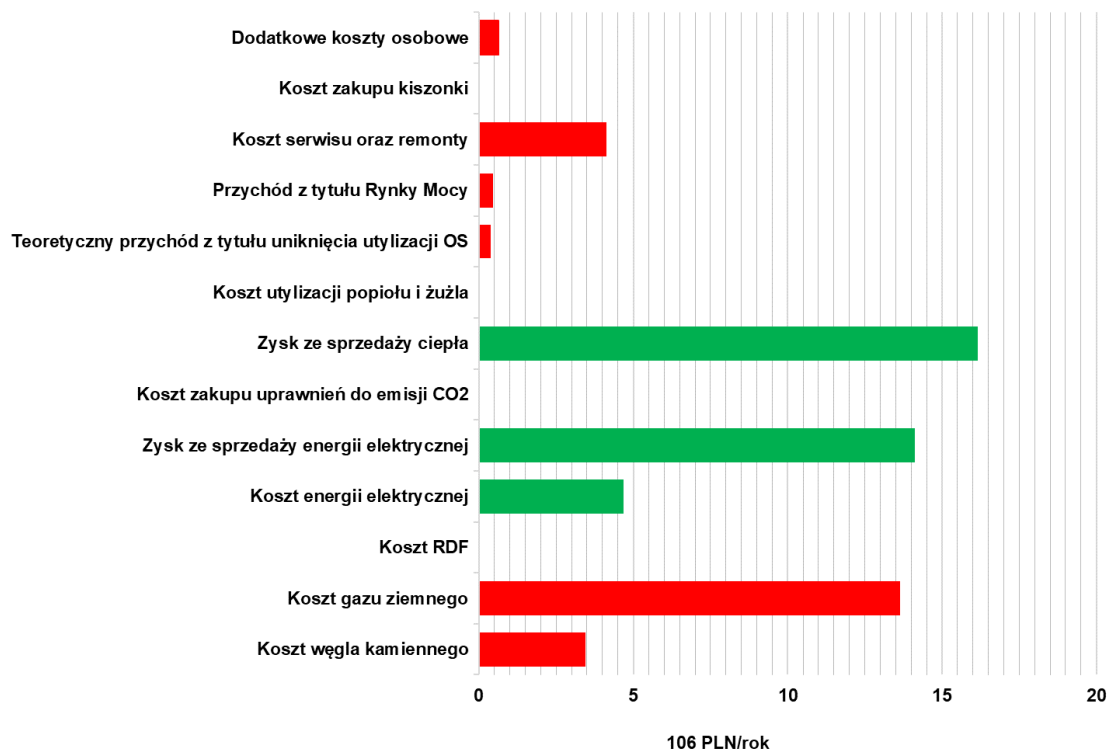
Rysunek 7.5.7 Koszty operacyjne w 2030 roku dla wariantu II



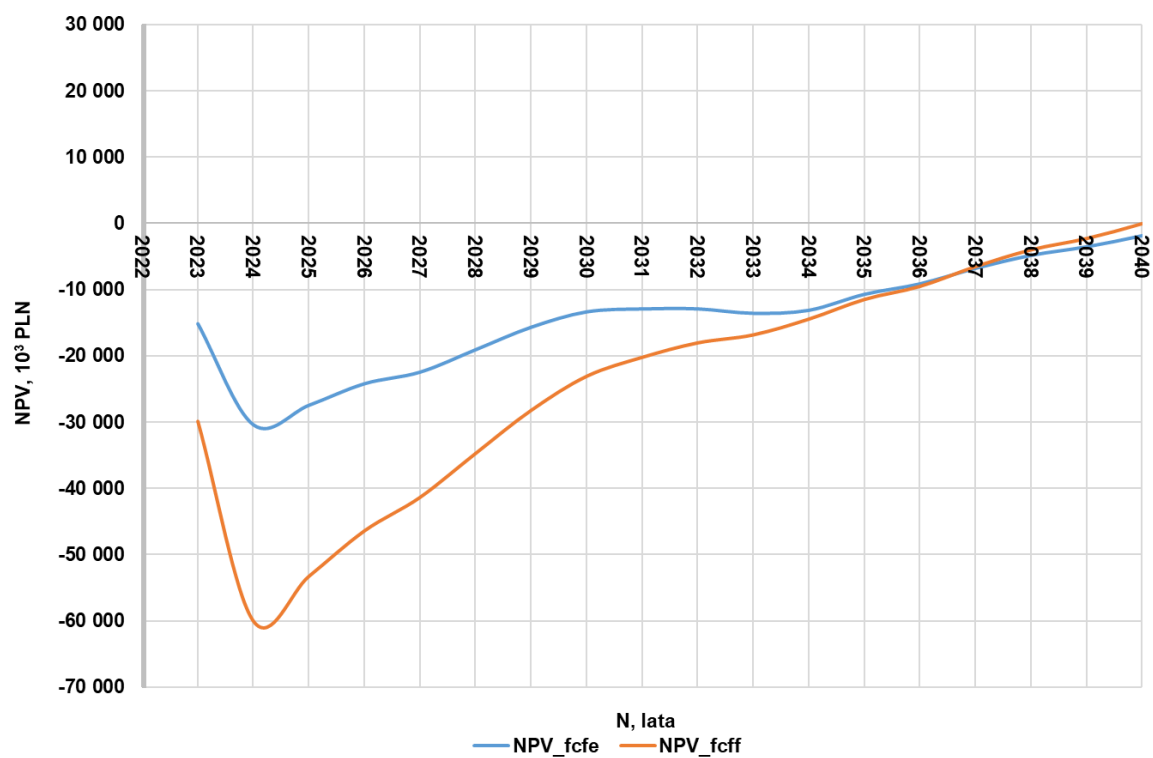
Rysunek 7.5.8 Przebieg wartości NPV dla wariantu IIIA



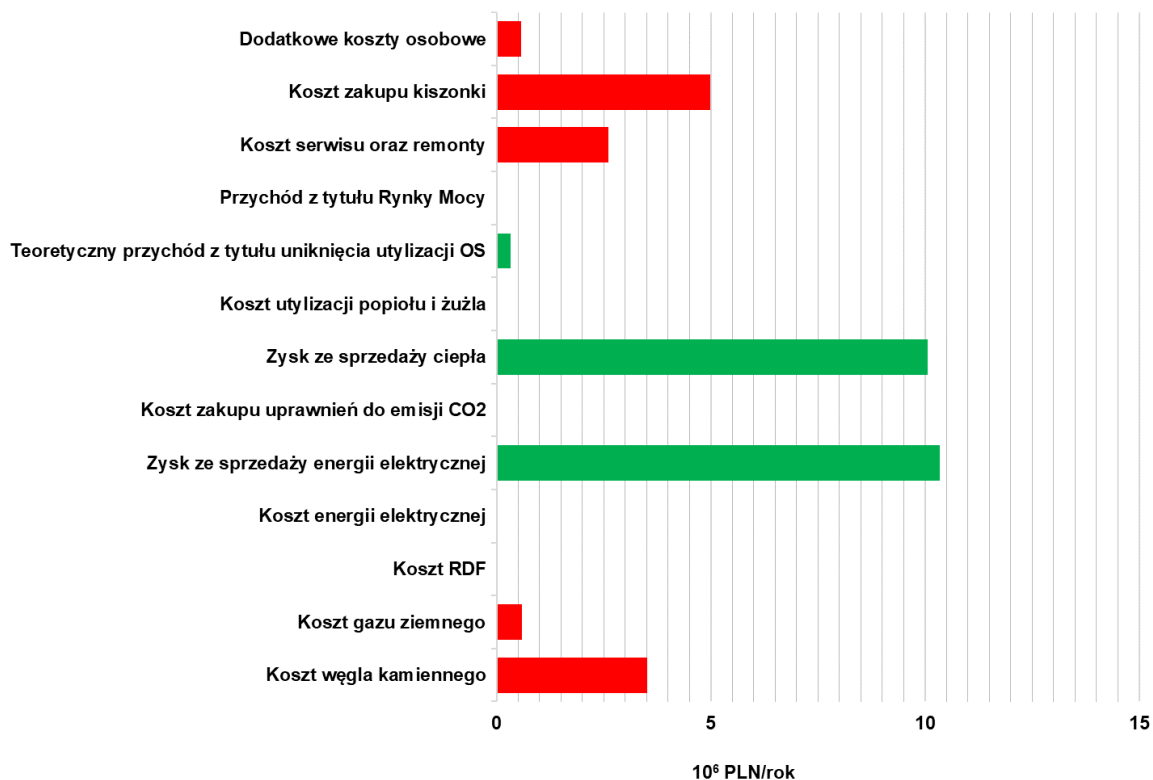
Rysunek 7.5.9 Koszty operacyjne w 2025 roku dla wariantu IIIA



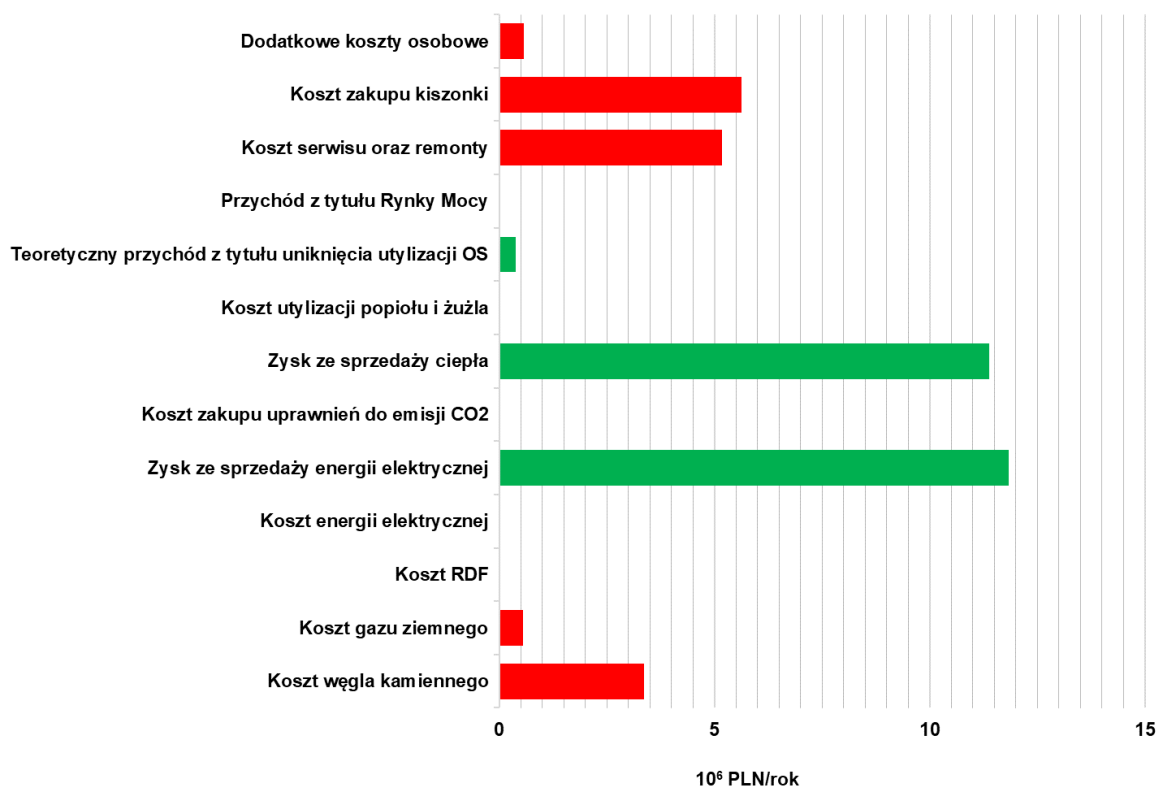
Rysunek 7.5.10 Koszty operacyjne w 2030 roku dla wariantu IIIA



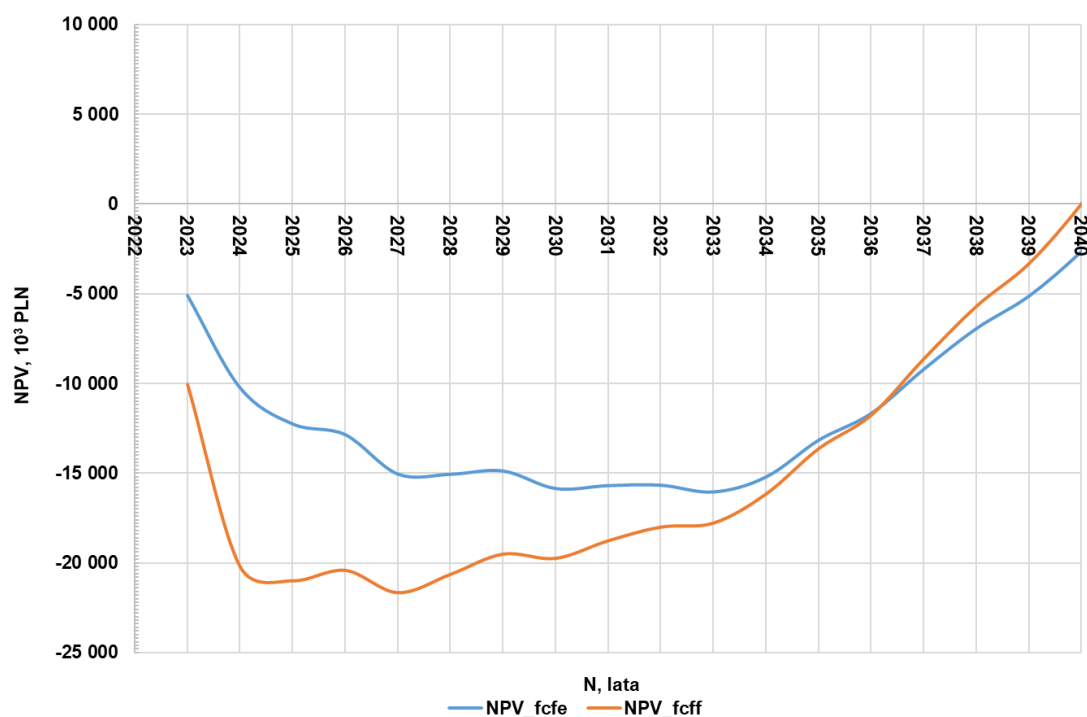
Rysunek 7.5.11 Przebieg wartości NPV dla wariantu IIIB



Rysunek 7.5.12 Koszty operacyjne w 2025 roku dla wariantu IIIB



Rysunek 7.5.13 Koszty operacyjne w 2030 roku dla wariantu IIIIB

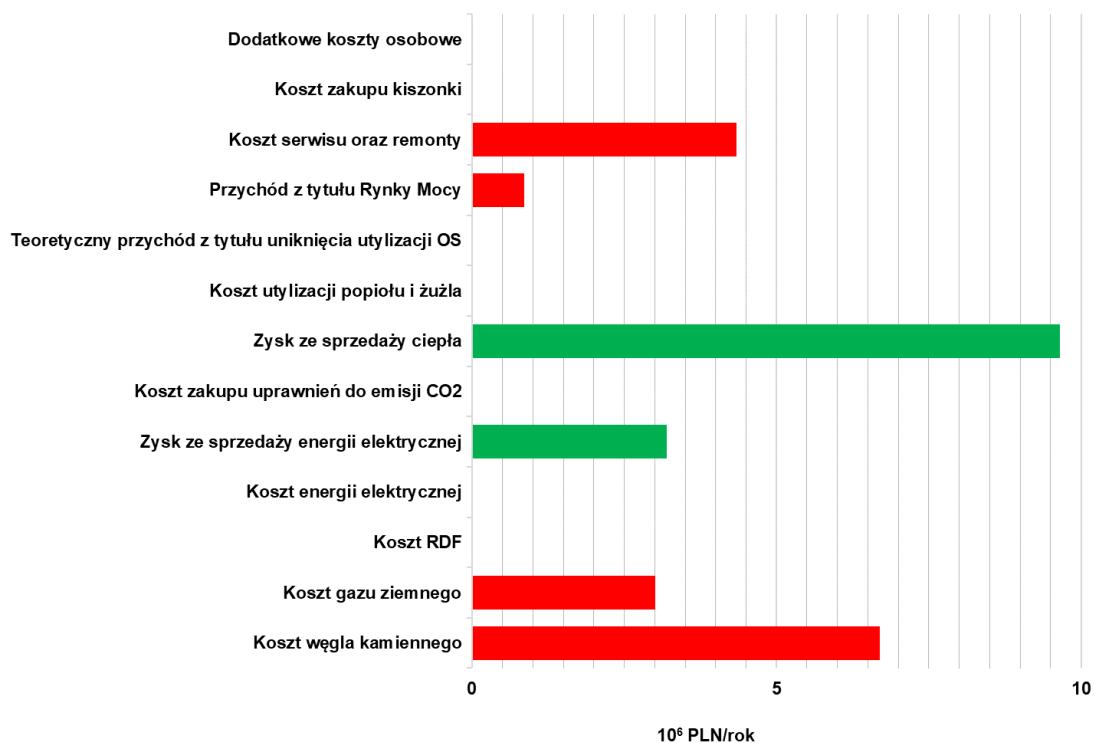


Rysunek 7.5.14 Przebieg wartości NPV dla wariantu IV

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

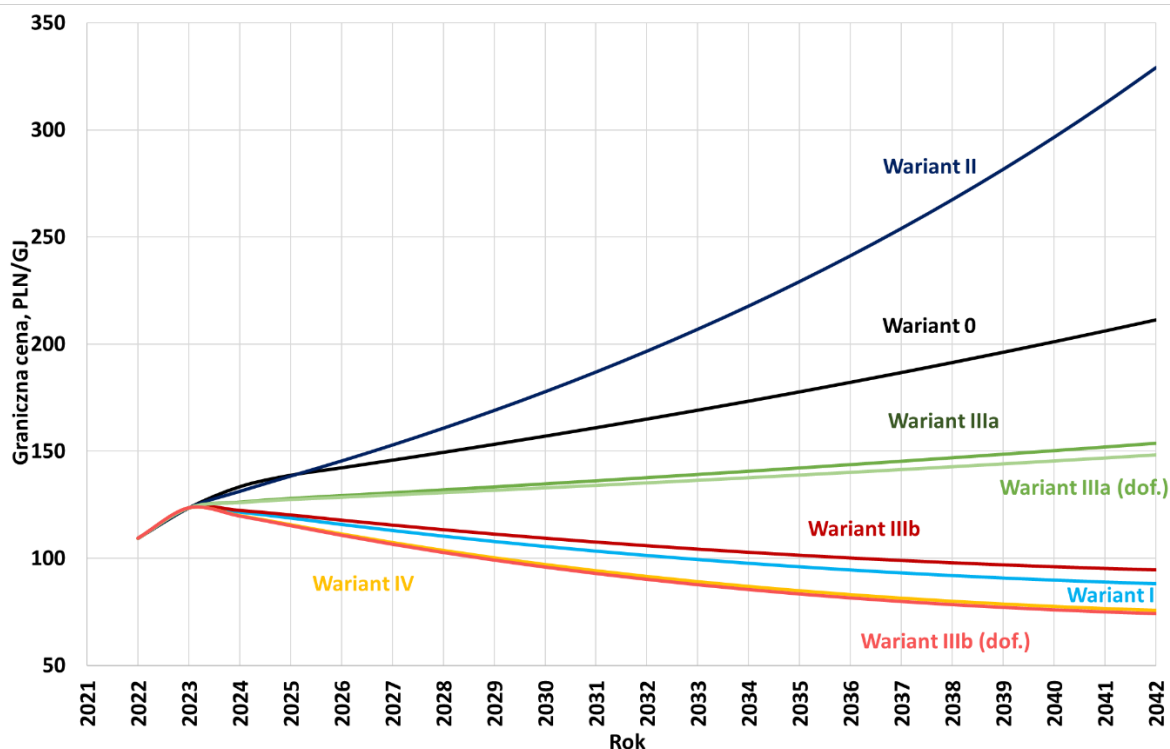


Rysunek 7.5.15 Koszty operacyjne w 2025 roku dla wariantu IV



Rysunek 7.5.16 Koszty operacyjne w 2030 roku dla wariantu IV

Powyższe wyniki nie uwzględniają kosztów stałych przedsiębiorstwa, takich jak koszty osobowe, administracyjnymi, ubezpieczenia czy koszty związane obsługą sieci ciepłowniczej. Uzupełniając powyższe obliczenia oszacowano, uwzględniając aktualną różnicę między graniczną ceną ciepła a aktualną ceną ciepła z taryfy, cenę ciepła dla mieszkańców. Cena ta, przy założeniu $NPV=0$, przebiegać będzie, dla każdego z wariantów następująco.

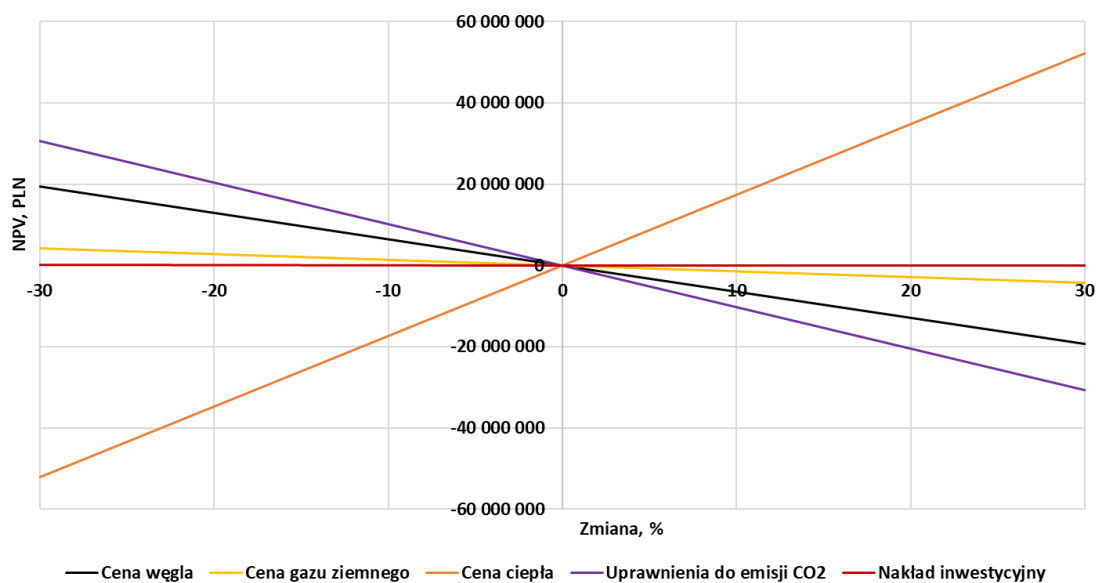


Rysunek 7.5.17 Rzeczywista cena ciepła dla każdego z analizowanych wariantów

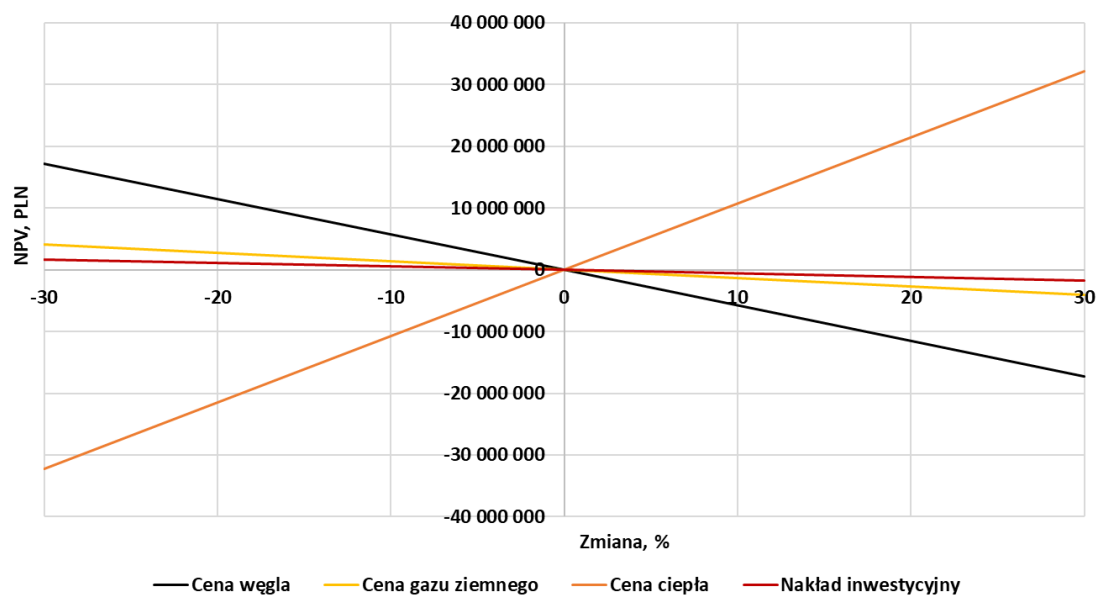
7.6 Analiza wrażliwości

Uzupełniając do przeprowadzonej analizy ekonomicznej wykonano analizę wrażliwości, która obrazuje wpływ: ceny uprawnień do emisji CO₂, cen energii sprzedawanej oraz kupowanej, poniesionych nakładów inwestycyjnych, cen paliw (węgiel, gaz ziemny, RDF, utylizacja osadów ściekowych, kiszonka), ciepła oraz utylizacji popiołu i żużla na wskaźnik NPV. W analizie wrażliwości założono zmiany tych parametrów w przedziale +/-30% wartości bazowej.

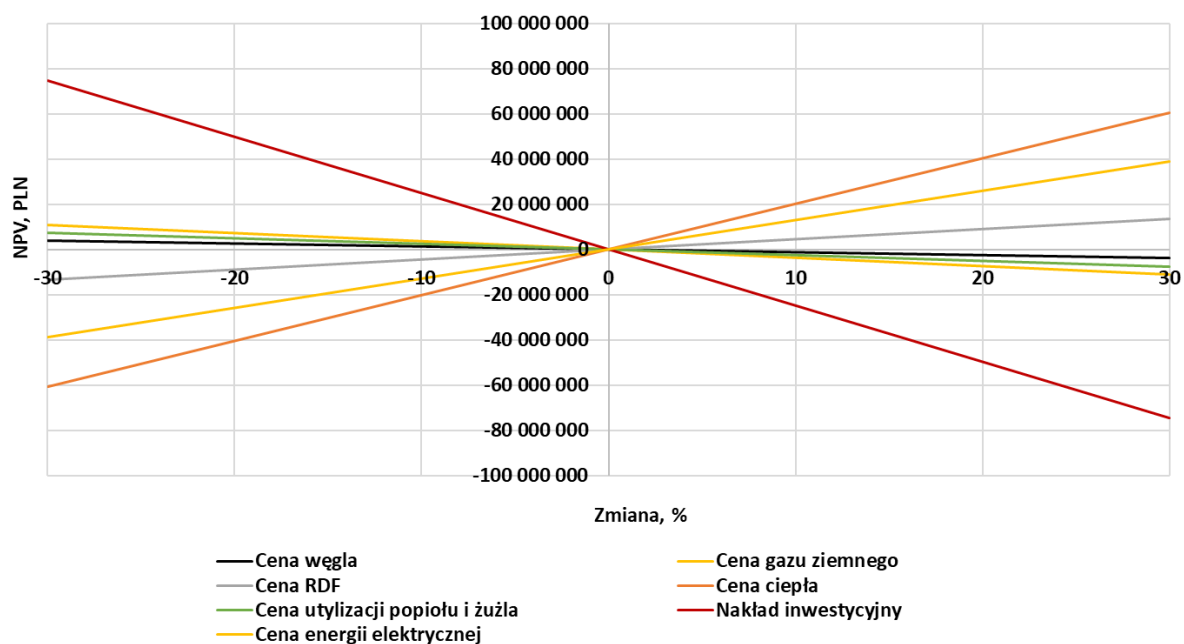
Na rysunku od 7.6.1 do 7.6.6 przedstawiono wyniki przeprowadzonej analizy wrażliwości dla poszczególnych wariantów.



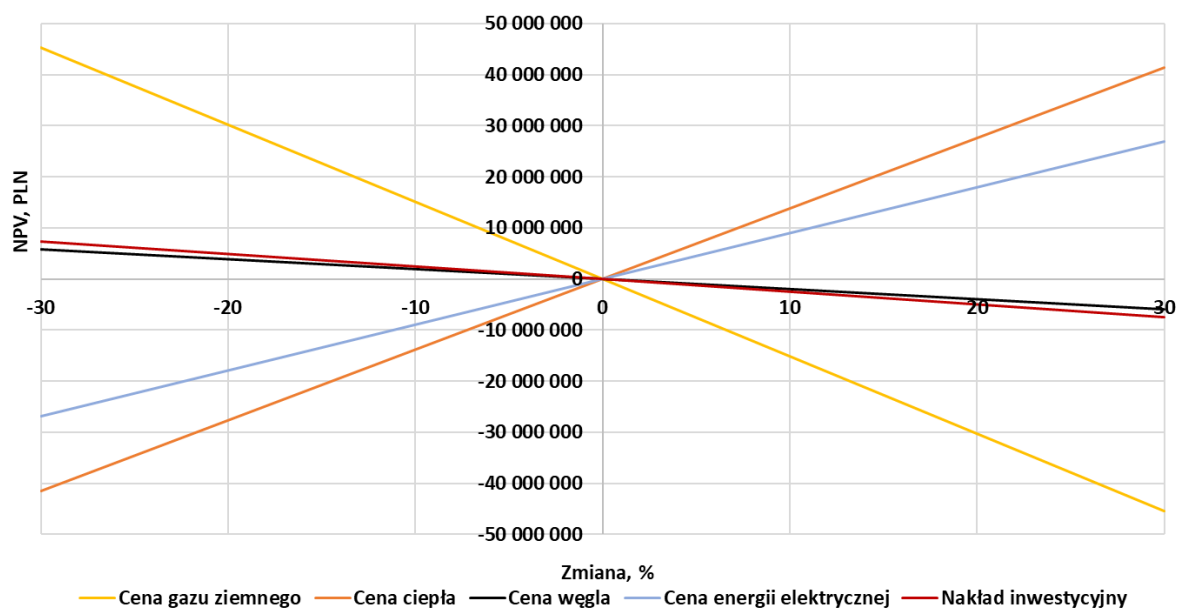
Rysunek 7.6.1 Analiza wrażliwości dla wariantu 0



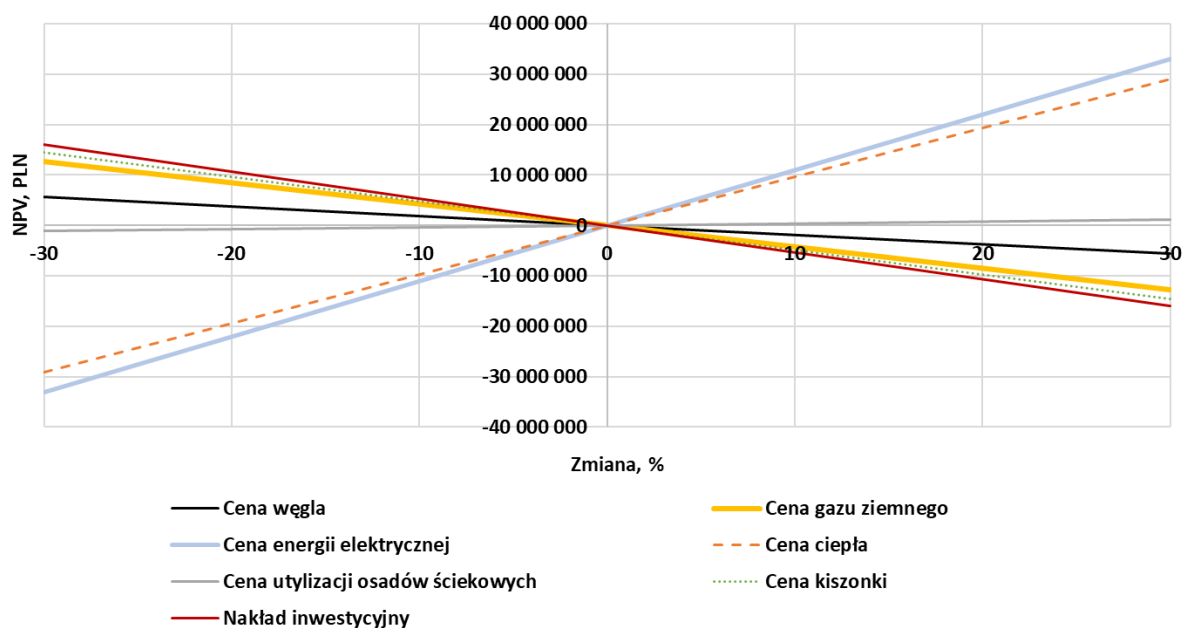
Rysunek 7.6.2 Analiza wrażliwości dla wariantu I



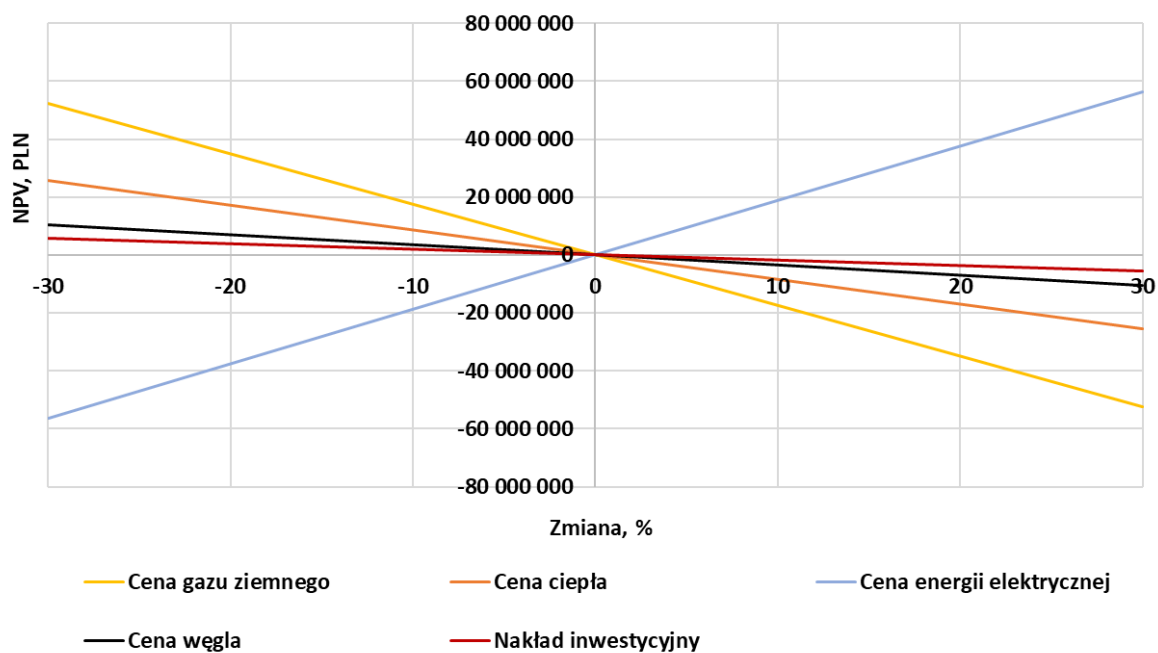
Rysunek 7.6.3 Analiza wrażliwości dla wariantu II



Rysunek 7.6.4 Analiza wrażliwości dla wariantu IIIA



Rysunek 7.6.5 Analiza wrażliwości dla wariantu IIIB



Rysunek 7.6.6 Analiza wrażliwości dla wariantu IV

W przypadku wariantów 0, I oraz IIIB największy wpływ na opłacalność inwestycji ma cena ciepła. Dla wariantu II parametrem decydującym (ze względu na jego wysokość) jest nakład inwestycyjny. Ze względu na problemy z brakiem dofinansowań do budowy instalacji termicznego przetwarzania można jednak założyć, iż nakład inwestycyjny nie powinien ulec znaczącym zmianom, zwłaszcza zmierzającym w kierunku jego zmniejszenia. Z kolei w przypadku

wariantu IIIA oraz IV, który jednocześnie uzyskał najbardziej satysfakcjonujące wyniki analizy ekonomicznej, parametrem decydującym jest cena gazu ziemnego, co przy obecnej sytuacji geopolitycznej może mieć niewątpliwie kluczowe znaczenie dla rzeczywistej opłacalności inwestycji w przyszłości. Wariant ten w zdecydowanej przewadze wykorzystuje źródła oparte właśnie o to paliwo.

Parametrem mającym najmniejszy wpływ na opłacalność inwestycji w przypadku wariantów 0, I oraz IV jest nakład inwestycyjny. Wynika to jednak z jego stosunkowo niewielkiej wartości. Wariant II charakteryzuje się najmniejszą czułością na zmiany ceny węgla, co wynika jednak z całkowitej marginalizacji pracy źródeł węglowych oraz wykorzystania głównie paliwa w formie paliwa RDF. Analogicznie wygląda to w przypadku wariantów IIIA oraz IIIB, w tym wypadku jednak w zdecydowanej ilości wykorzystywane są osady ściekowe oraz kiszonka w proponowanej, powiększonej biogazowni.

Analiza Ryzyka

Zagrożenia wynikające z wykorzystania paliwa węglowego

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Znaczny wzrost cen węgla w sytuacji jego niedoboru na rynku	Likwidacja kopalń węgla kamiennego w Polsce i związany z tym możliwy deficyt węgla na rynku może spowodować niestabilność cenową i ryzyko zawyżonych cen.	▪ Umowy długoterminowe z krajowymi dostawcami węgla kamiennego ▪ Własny skład węgla zapewniający odpowiedni zapas węgla
Problemy z importem węgla kamiennego, zerwanie łańcuchów dostaw	W związku z kryzysem na rynku paliw związanym z wojną występują problemy z dostępnością węgla na rynku. Coraz niższe krajowe wydobycie węgla może nie wystarczyć do pokrycia zapotrzebowania.	
Zmiany kwalifikacji paliw stałych w prawodawstwie	Obecne wymagania emisyjne odnośnie spalania paliw stałych mogą się zaostrzyć, zmiana kwalifikacji może istotnie wpłynąć na koszty operacyjne i opłacalność całej inwestycji.	▪ Zapewnienie instalacji oczyszczania spalin zgodnie z najlepszymi praktykami wynikającymi z BAT ▪ Okresowe przeglądy, pomiary, konserwacja i nadzorowanie pracy instalacji oczyszczania spalin
Brak spełnienia wymogów Dyrektywy MCP	Zauważono, że w przyszłości mogą wystąpić problemy z osiągnięciem zaostrzonych standardów emisji dla pyłów.	▪ Modernizacja instalacji filtrów pyłów ▪ Częstsza wymiana filtrów
Ograniczony dostęp do węgla o niskiej zawartości siarki	W związku z wejściem w życie uregulowań Dyrektywy MCP konieczne jest osiągnięcie bardziej rygorystycznych standardów emisji spalin.	▪ Wcześniejsze kontraktowanie węgla o niskiej zawartości siarki ▪ Budowa instalacji odsiarczania spalin

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Wysokie koszty zakupu uprawnień do emisji CO ²	Wskutek coraz bardziej rygorystycznej polityki EU odnośnie emisji dwutlenku węgla do atmosfery – ceny certyfikatów EU-ETS ciągle rosną, co przekłada się na końcowy koszty wytworzonego ciepła.	▪ Ograniczenie pracy kotłowni węglowej ▪ Ograniczenie mocy jednej instalacji (kotłowni) poniżej 20 MW ▪ Ograniczenie mocy poszczególnych kotłów poniżej 3 MW

Zagrożenia wynikające z wykorzystania paliwa gazowego

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Znaczny wzrost cen gazu ziemnego	Niska dywersyfikacja dostawców gazu ziemnego do Polski wpływa na niestabilność cenową i ryzyko zawyżonych cen gazu w krajach EU.	▪ Umowy długoterminowe z dostawcami gazu ▪ Maksymalizacja wykorzystania tańszych źródeł ciepła do pracy w podstawie
Deficyty paliwa	Uzależnienie od dostaw gazu z Rosji negatywnie wpłynęło na podaż paliwa na rynku. Obecna sytuacja geopolityczna negatywnie wpływa na ilość dostarczanego paliwa.	
Zerwanie łańcuchów dostaw	Na skutek nieoczekiwanych zdarzeń politycznych lub naturalnych łańcuchy dostaw do Polski mogą zostać naruszone. Przez niskie krajowe wydobycie ilość gazu w systemie może nie wystarczyć do pokrycia zapotrzebowania.	
Potencjalna duża konkurencja na rynku odbiorców gazu ziemnego	Na terenie kraju i UE obserwuje się dużą dynamikę w zakresie inwestycji w nowe bloki energetyczne i ciepłownice wykorzystujące gaz ziemny, duża liczba odbiorców gazu ziemnego może spowodować konkurencję na rynku i wzrost cen surowca.	
Lokalne trudności w doprowadzeniu wymaganego wolumenu gazu ziemnego	Obecna sieć dystrybucyjna jest niewystarczająca dla potrzeb miasta Ostrów Mazowiecka. Brak środków na inwestycje w rozbudowę sieci gazowniczej może spowodować opóźnienia, ograniczenie przepustowości sieci oraz trudności przyłączeniowe dla nowych lokalizacji.	▪ Szeroko zakrojone konsultacje z dystrybutorem gazu ▪ Planowanie z uwzględnieniem terminów nowych inwestycji w rozbudowę sieci gazowniczych ▪ Podpisywanie umów długoterminowych

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Ograniczone możliwości pozyskania finansowania dla nowych inwestycji gazowych	Pomimo preferencji dla rozwiązań nie opartych na węglu – gaz jako nieodnawialne źródło energii nie ma preferencji w pozyskaniu finansowania inwestycji.	▪ Konieczność zabezpieczenia środków w banku komercyjnym ▪ Szukanie alternatywnych źródeł finansowania

Zagrożenia wynikające z wykorzystania odpadów jako paliwa (RDF)

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Problem z pozyskaniem finansowania	Inwestycje związane z budową spalarni odpadów mogą w przyszłości nie być objęte żadnymi programami wsparcia.	▪ Konieczności finansowania budowy przyszłych instalacji termicznych ze środków własnych lub komercyjnych kredytów, bez możliwości umorzenia części kredytu ▪ Emisja obligacji komunalnych
Brak dostępności odpadów	Konieczność zapewnienia dostaw surowca w możliwie najbliższej okolicy od zakładów utylizacji odpadów komunalnych, po cenie zapewniającej rentowność funkcjonowania spalarni.	▪ Długoterminowe umowy z dostawcami RDF ▪ Dywersyfikacja dostawców ▪ Infrastruktura przygotowana do składowania wielu typów paliwa RDF ▪ Dogłębna analiza lokalnego rynku paliwa RDF ▪ Powołanie spółki zależnej zajmującej się pozyskiwaniem i wstępnym przygotowaniem paliwa RDF w najbliższej okolicy ▪ Zapewnienie umów z firmami logistycznymi (samochody ciężarowe) ▪ Zapewnienie odpowiedniej jakości dróg dojazdowych, wzmocnienie ich i odpowiednia konserwacja i remonty.
Ograniczenia wynikające z transportu	Konieczność zapewnienia dostaw Paliwa RDF na poziomie 160 Mg na dobę (po wyłączeniu weekendów i świąt) spowoduje duże obciążenie lokalnych dróg, ich degradację i konieczność napraw i remontów nawierzchni.	
Wzrost cen paliw transportowych	Dostarczanie surowca oparte jest na transporcie kołowym. Podniesienie cen paliw może istotnie wpłynąć na koszt surowca i koszty operacyjne spalarni.	
Zmiany kwalifikacji RDF w prawodawstwie	Obecne wymagania emisyjne odnośnie spalania paliwa RDF mogą się zaostrzyć, zmiana kwalifikacji może istotnie wpłynąć na koszty operacyjne i opłacalność całej inwestycji.	
Niepewność co do kwalifikacji emisji CO ₂ ze spalania odpadów komunalnych z grupy 19	Z definicji nie wynika, że odpady komunalne mogą być paliwem RDF.	

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Jakość paliwa RDF: zmienny skład, zmienna wartość opałowa	W związku z szerokim zakresem możliwości pozyskania paliwa RDF oraz zmianami wynikającymi z konieczności recyklingu jego parametry ulegają ciągłej zmianie, co negatywnie wpływa na uzyskiwanie na wyjściu z kotła wymaganych parametrów emisji spalin oraz utrudnia zarządzanie i operowanie instalacją.	▪ Zastosowanie kotła o dużej elastyczności paliwowej, uwzględniając możliwość zwiększenia ilości spalanych odpadów ▪ Zastosowanie kotła gotowego na wiele gatunków jakościowych paliwa z uwzględnieniem możliwie szerokiego zakresu wilgoci w przyjmowanym paliwie
Biologiczne i chemiczne zagrożenia wynikające ze złego magazynowania i transportu	Odpady na skutek złego magazynowania i transportu mogą ulegać procesowi gnicia. Podczas procesu rozkładu pojawiają się szkodliwe gazy (metan, CO ₂). Ten proces stanowi istotne zagrożenie biologiczne i chemiczne.	▪ W przypadku zwiększenia udziału związków alkaicznych i silnie kwasowych konieczne jest stosowanie odpowiednich związków chemicznych wiążących szkodliwe składniki
Znaczna emisja pyłów przy rozładunku i zakładowym transporcie paliwa RDF	Nieodpowiednie rozładowywanie i transport paliwa do kotła może skutkować znaczną emisją pyłów, uciążliwą dla okolicznych mieszkańców.	▪ Magazynowanie różnych typów paliwa RDF
Znaczna wilgotność dostarczanego paliwa	Na skutek pozyskiwania słabego jakościowo paliwa RDF i/lub złego przechowywania go przez dostawcę, wilgotność paliwa może przekroczyć oczekiwane wartości. Dodatkowo przy niezachowaniu odpowiednich procedur dostarczone paliwo na skutek przebiegających procesów gnilnych może mieć obniżoną wartość opałową.	▪ Zaprojektowanie układu hermetycznego magazynowania (silośy), budynki z układami odpylania ▪ Uwzględnianie kosztów emisji w kalkulacji kosztów działalności ▪ Doprecyzowanie w umowach z dostawcami odpowiednich zapisów co do terminów i jakości dostarczanego paliwa obwarowanych karami finansowymi
Protesty lokalnej społeczności	Spalarnie odpadów komunalnych nie cieszą się dobrą sławą wśród lokalnych społeczności. Wiele planowanych inwestycji upadło w wyniku protestów mieszkańców. Dodatkowo może zaistnieć problem z transportem odpadów w pobliżu stref zamieszkania.	▪ Prowadzenie szeroko zakrojonych akcji informacyjnych i edukacyjnych o aspektach działalności spalarni odpadów komunalnych wśród lokalnej społeczności ▪ Pokazywanie korzyści wynikających z funkcjonowania spalarni dla środowiska i ekonomii

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
		▪ Zapewnienie odpowiedniej infrastruktury dojazdu do spalarni poprzez poszerzenie i wzmocnienie dróg dojazdowych, budowę bezkolizyjnych przejść dla pieszych ▪ Wytyczenie trasy dowozu odpadów z dala od stref zamieszkania

Zagrożenia wynikające z wykorzystania pomp ciepła

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Obecność gazów pracujących w instalacji pompy ciepła – zwiększona wybuchowość, emisje	W sprężarkach pompy ciepła wykorzystywane są gazy, które mają silny potencjał cieplarniany oraz charakteryzują się wybuchowością	▪ Wyznaczenie stref bezpieczeństwa ▪ Odpowiednie przeszkolenie pracowników ▪ Dobór odpowiedniego czynnika roboczego, mając na uwadze postępujące zmiany legislacyjne w zakresie dopuszczonych czynników
Niedoszacowanie nakładu	Brak referencji wpłynie na niskie zainteresowanie oferentów w postępowaniu przetargowym, dodatkowo koszty inwestycyjne obarczone są dużą niepewnością	▪ Kontakt z dostawcami na etapie studium wykonalności w celu pozyskania ofert
Wysoki koszt energii elektrycznej	Na rynku krajowym w ostatnich latach obserwowany jest istotny wzrost cen energii elektrycznej, w czasie gdy pompa ciepła nie może być zasilana z energii elektrycznej z OZE, koszty operacyjne znacznie rosną.	▪ Możliwość zasilania pompy z własnych źródeł

Zagrożenia wynikające z funkcjonowania biogazowni

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Potencjalny problem z pozyskaniem dodatkowego wsadu do komór fermentacyjnych	Efektywność pracy biogazowni jest silnie uzależniona od ilości i jakości osadów użytych do procesu fermentacji. Właściwy ich dobór pozwala na wytwarzanie ilości gazu niezbęd-	▪ Długoterminowe umowy z dostawcami biodegradowalnego wsadu (odpady porolnicze i z przetwórstwa rolno-spożywczego) ▪ Dywersyfikacja dostawców

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
	nego do zasilenia silnika kogeneracyjnego wytwarzającego energię elektryczną i ciepło.	▪ Infrastruktura przygotowana do składowania wsadu (silosy, wiaty)
Ograniczenia wynikające z transportu dodatkowego wsadu	Konieczność zapewnienia dostaw dodatkowego wsadu na poziomie 140 Mg na dobę (po wyłączeniu weekendów i świąt) są możliwe tylko przy użyciu transportu kołowego, co spowoduje duże obciążenie lokalnych dróg, ich degradację, konieczność napraw i remontów nawierzchni.	▪ Zapewnienie odpowiedniej jakości dróg dojazdowych, wzmocnienie ich, odpowiednia konserwacja i remonty.
Wzrost cen paliw transportowych	Dostarczanie surowca oparte jest na transporcie kołowym. Podniesienie cen paliw może istotnie wpłynąć na koszt surowca i koszty operacyjne spalarni.	▪ Zapewnienie umów z firmami logistycznymi (głównie ciężarówki i cysterny)
Niedoszacowanie nakładu na budowę biogazowni	Brak referencji wpłynie na niskie zainteresowanie oferentów w postępowaniu przetargowym, dodatkowo koszty inwestycyjne obciążone są dużą niepewnością.	▪ Kontakt z dostawcami na etapie studium wykonalności w celu pozyskania ofert
Jakość biogazu	W sytuacji wykorzystania wsadu o niewłaściwej jakości oraz błędów podczas procesu fermentacji istnieje ryzyko produkcji biogazu o zbyt niskiej kaloryczności, zanieczyszczonego związkami siarki oraz w niewystarczającej ilości.	▪ Nadzorowanie jakości i ilości dostaw osadu ▪ Właściwe składowanie osadu przed załadowaniem go do komór fermentacyjnych ▪ Nadzorowanie procesu fermentacji w komorach
Zagospodarowanie pofermentu	W przypadku kofermentacji z osadami ściekowymi może zaistnieć problem z zagospodarowaniem pofermentu w przypadku niespełnienia wymagań jakościowych	▪ Budowa instalacji odsiarczania i osuszania biogazu ▪ Badanie, składowanie i określenie zasad zbywania osuszonego pofermentu rolnikom jako nawozu

Wariant I

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Dopuszczenie kotła do pracy przez Urząd dozoru Technicznego	Modyfikacja dwóch kotłów węglowych typu WR5m polegająca na obniżeniu ich mocy podlega weryfikacji i dopuszczeniu ich do pracy przez pracownika UDT	Uzgodnienie z lokalnym UDT sposobu realizacji obniżenia mocy na etapie projektowania

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Trudności w doprowadzeniu wymaganego wolumenu gazu ziemnego do kotłowni przy ulicy Trębic- kiego	Obecna sieć dystrybucyjna jest niewystarczająca dla potrzeb miasta Ostrów Mazowiecka. Brak środków na inwestycje w rozbudowę sieci gazowniczej może spowodować opóźnienia, ograniczenie przepustowości sieci oraz trudności przyłączeniowe dla nowych lokalizacji.	Szeroko zakrojone konsultacje z dystrybutorem gazu Planowanie z uwzględnieniem nowych inwestycji w rozbudowę sieci gazowniczych
Konieczność oparcia systemu ciepłowniczego na starych kotłach węglowych K1, K2, K3	Dalsze wykorzystywanie w podstawie źródeł węglowych oznacza, że źródła te powinny charakteryzować się wysoką niezawodnością. Ponad 20-letnie kotły mogą, bez przeprowadzenia koniecznych modernizacji, charakteryzować się wysoką awaryjnością.	Zaleca się minimum przeprowadzenie modernizacji kotła K2 oraz wymianę podgrzewaczy w kotłach K1 i K3. Przeprowadzenie niniejszych modernizacji zwiększy dyspozycyjność jednostek w przyszłości.
Brak posiadania przez miasto własności gruntu na którym mieści się ciepłownia węglowa	Z uwagi na brak posiadania aktu własności przez miasto, w obliczu planowanych inwestycji na terenie ciepłowni węglowej, istnieje ryzyko, że właściciel gruntu poddyktować niekorzystne warunki dalszego korzystania z gruntu przez ZGK	Zaleca się podjęcie rozmów i mediacji celem uregulowania własności gruntu przy ul. Lipowej

Wariant II

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Dopuszczenie kotła do pracy przez Urząd dozoru Technicznego	Modyfikacja dwóch kotłów węglowych typu WR5m polegająca na obniżeniu ich mocy podlega weryfikacji i dopuszczeniu ich do pracy przez pracownika UDT	Uzgodnienie z lokalnym UDT sposobu realizacji obniżenia mocy na etapie projektowania
Trudności w doprowadzeniu wymaganego wolumenu gazu ziemnego do kotłowni przy ulicy Trębickiego	Obecna sieć dystrybucyjna jest niewystarczająca dla potrzeb miasta Ostrów Mazowiecka. Brak środków na inwestycje w rozbudowę sieci gazowniczej może spowodować opóźnienia, ograniczenie przepustowości sieci oraz trudności przyłączeniowe dla nowych lokalizacji.	Szeroko zakrojone konsultacje z dystrybutorem gazu Planowanie z uwzględnieniem nowych inwestycji w rozbudowę sieci gazowniczych
Realizacja inwestycji budowy instalacji termicznego przetwarzania odpadów (ITPO)	Teren dawnej nasycalni obecnie jest nieużytkiem. Niezbędne jest gruntowne jego zbadanie, gdyż konieczna może się okazać jego adaptacja pod nową inwestycję.	Badania geologiczne gruntów Remediacja gruntów Projektowanie uwzględniające konieczność usunięcia możliwych przeszkód terenowych

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Rozbudowa sieci ciepłowniczej przyłączającej ITPO	Konieczna jest budowa nowej nitki sieci ciepłowniczej i przyłączenie jej w okolicach kotłowni przy ulicy Lipowej.	Projektowanie i uzgadnianie jej przebiegu przez teren zabudowy miejskiej
Ograniczenia wynikające z transportu	Konieczność zapewnienia dostaw Paliwa RDF na poziomie 160 Mg na dobę (po wyłączeniu weekendów i świąt) spowoduje duże obciążenie lokalnych dróg, ich degradację i konieczność napraw i remontów nawierzchni.	Zapewnienie umów z firmami logistycznymi (samochody ciężarowe) Zapewnienie odpowiedniej jakości dróg dojazdowych, wzmocnienie ich i odpowiednia konserwacja i remonty.
Protesty lokalnej społeczności	Spalarnie odpadów komunalnych nie cieszą się dobrą sławą wśród lokalnych społeczności. Wiele planowanych inwestycji upadło w wyniku protestów mieszkańców.	Prowadzenie szeroko zakrojonych akcji informacyjnych i edukacyjnych o aspektach działalności spalarni odpadów komunalnych wśród lokalnej społeczności Pokazywanie korzyści wynikających z funkcjonowania spalarni dla środowiska i ekonomii

Wariant III

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Dopuszczenie kotła do pracy przez Urząd dozoru Technicznego	Modyfikacja dwóch kotłów węglowych typu WR5m polegająca na obniżeniu ich mocy podlega weryfikacji i dopuszczeniu ich do pracy przez pracownika UDT	Uzgodnienie z lokalnym UDT sposobu realizacji obniżenia mocy na etapie projektowania
Trudności w doprowadzeniu wymaganego wolumenu gazu ziemnego do kotłowni przy ulicy Trębickiego oraz do nowych źródeł ciepła posadowionych na dodatkowej działce przy ulicy Lipowej	Obecna sieć dystrybucyjna jest niewystarczająca dla potrzeb miasta Ostrów Mazowiecka. Brak środków na inwestycje w rozbudowę sieci gazowniczej może spowodować opóźnienia, ograniczenie przepustowości sieci oraz trudności przyłączeniowe dla nowych lokalizacji.	Szeroko zakrojone konsultacje z dystrybutorem gazu Planowanie z uwzględnieniem nowych inwestycji w rozbudowę sieci gazowniczych

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Realizacja inwestycji modernizacji oczyszczalni ścieków i budowa na jej bazie biogazowni oraz pompy ciepła	Budowa biogazowni na bazie istniejącej infrastruktury oczyszczalni ścieków wymaga ulokowania na jej terenie szeregu nowych elementów, jak uszczelnienie komór fermentacyjnych, posadowienie silosów i magazynów dodatkowego wsadu.	Zlecenie opracowania studium wykonalności Projektowanie uwzględniające konieczność usunięcia możliwych przeszkód terenowych i posadowienie nowej infrastruktury
Rozbudowa sieci ciepłowniczej przyłączającej nowe źródło ciepła w postaci biogazowni i pompy ciepła	Konieczna jest budowa nowej nitki sieci ciepłowniczej i przyłączenie jej w okolicach kotłowni przy ulicy Trębickiego.	Projektowanie i uzgadnianie jej przebiegu przez teren zabudowy miejskiej
Ograniczenia wynikające z transportu	Konieczność zapewnienia dodatkowego wsadu do komór fermentacyjnych na poziomie 140 Mg na dobę (po wyłączeniu weekendów i świąt) spowoduje duże obciążenie lokalnych dróg, ich degradację i konieczność napraw i remontów nawierzchni.	Zapewnienie umów z firmami logistycznymi (samochody ciężarowe) Zapewnienie odpowiedniej jakości dróg dojazdowych, wzmocnienie ich i odpowiednia konserwacja i remonty.
Problem z dojazdem do dodatkowej działki przy ulicy Lipowej	Istnieje zagrożenie blokowania dojazdu do działki istniejącym odcinkiem drogi od strony ulicy Lipowej przez obecnych dysponentów (Spółdzielnia Mieszkaniowa)	Budowa nowej drogi
Konieczność ponownego zakupu uprawnień do emisji CO ₂ w ramach systemu ETS w przypadku budowy nowych źródeł gazowych na nowo zakupionym terenie przy obecnej ciepłowni węglowej	W związku z definicją instalacji (urządzenia techniczne lub zespół takich urządzeń...) zawartej w <i>Dz.U. 2015 poz. 1223 KOBIZE</i> może uznać, że sama posadowienie źródła gazowego (silnika lub kotła) może być niewystarczające do spełnienia definicji odrębnej instalacji. Wiązać się to może z koniecznością zsumowania mocy tych urządzeń i spowoduje ponowne przekroczenie wartości 20 MW _t	W przypadku zastosowania nowych źródeł ciepła o mocy w paliwie 3 MW każdy nie ma konieczności sumowania tych mocy do definicji mocy zespołu urządzeń. Pozwoli to na uniknięcie zakupu uprawnień do emisji CO ₂ , choć będzie to się wiązało z wyższymi nakładami inwestycyjnymi.

Wariant IV

Zagrożenie	Komentarz	Mitygacja
Dopuszczenie kotła do pracy przez Urząd dozoru Technicznego	Modyfikacja dwóch kotłów węglowych typu WR5m polegająca na obniżeniu ich mocy podlega weryfikacji i dopuszczeniu ich do pracy przez pracownika UDT	Uzgodnienie z lokalnym UDT sposobu realizacji

Audyt energetyczny wraz ze wskazaniem kierunków rozwoju

		obniżenia mocy na etapie projektowania
Trudności w doprowadzeniu wymaganego wolumenu gazu ziemnego do kotłowni przy ulicy Trębickiego oraz do nowych źródeł ciepła posadowionych na dodatkowej działce przy ulicy Lipowej	Brak środków na inwestycje w rozbudowę sieci gazowniczej może spowodować opóźnienia, ograniczenie przepustowości sieci oraz trudności przyłączeniowe dla nowych lokalizacji.	Szeroko zakrojone konsultacje z dystrybutorem gazu Planowanie z uwzględnieniem nowych inwestycji w rozbudowę sieci gazowniczych
Problem z dojazdem do dodatkowej działki przy ulicy Lipowej	Istnieje zagrożenie blokowania dojazdu do działki istniejącym odcinkiem drogi	Budowa nowej drogi
Konieczność ponownego zakupu uprawnień do emisji CO ₂ w ramach systemu ETS w przypadku budowy nowych silników gazowych na nowo zakupionym terenie przy obecnej ciepłowni węglowej	W związku z definicją instalacji (urządzenia techniczne lub zespół takich urządzeń...) zawartej w <i>Dz.U. 2015 poz. 1223 KOBiZE</i> może uznać, że sama posadowienie źródła gazowego (silnika) może być niewystarczające do spełnienia definicji odrębnej instalacji. Wiązać się to może z koniecznością zsumowania mocy tych urządzeń i spowoduje ponowne przekroczenie wartości 20 MW _t	W przypadku zastosowania nowych źródeł ciepła o mocy w paliwie 3 MW każdy nie ma konieczności sumowania tych mocy do definicji mocy zespołu urządzeń. Pozwoli to na uniknięcie zakupu uprawnień do emisji CO ₂ , choć będzie to się wiązało z wyższymi nakładami inwestycyjnymi.

9

Podsumowanie i wnioski

Niniejszy audyt objął swym zakresem wszystkie źródła wytwórcze należące do ZGK w Ostrowi Mazowieckiej, sieć ciepłowniczą, tereny będące w posiadaniu przez miasto lub mogące być w przyszłości w posiadaniu ZGK. Ponadto przeanalizowano potencjał energetyczny wynikający z innych zakładów należących do ZGK (oczyszczalnia ścieków, sortownia odpadów).

Obecnie do dyspozycji miejskiej sieci ciepłowniczej są dwie ciepłownie: gazowa i węglowa. W pierwszej z nich, zlokalizowanej przy ulicy Trębickiego, znajduje się jeden kocioł o mocy 4 MW_t. Przy czym, ciepłownia ta nie może obecnie pracować z pełną mocą z uwagi na niedostateczny wolumen paliwa. Aktualnie może ona pracować z wydajnością nie przekraczającą 50% dostępnej mocy kotła. Zwiększenie mocy dla istniejącego kotła jest możliwe jedynie w przypadku zakończenia modernizacji infrastruktury dystrybucyjnej sieci gazowniczej w mieście przez podmiot zewnętrzny (Polską Spółkę Gazownictwa). Pozostała infrastruktura ciepłowni (pompy, budynek z fundamentami, infrastruktura gazowa i ciepłownicza) jest w stanie przesłać 8 MW ciepła w przypadku jedynie zakupu i montażu dodatkowego kotła gazowego.

Drugim, wiodącym źródłem ciepła jest kotłownia węglowa składająca się z trzech jednostek węglowych zasilanych węglem kamiennym. Głównym problemem niniejszej ciepłowni jest przede wszystkim struktura własnościowa terenu, gdyż ZGK w świetle ksiąg wieczystych nie jest właścicielem użytkowanych obecnie gruntów, którym jest Spółdzielnia Mieszkaniowa Nasz Dom. Niesie to za sobą potencjalny problem z wykonywaniem nowych inwestycji na terenie będącym w posiadaniu przez podmiot zewnętrzny. Innym problemem dotyczącym tej lokalizacji jest konieczność ponoszenia opłat za uprawnienia do emisji CO₂, co wynika to z faktu, że moce kotłów przekraczają 20 MW w paliwie. Istniejące urządzenia oczyszczania spalin z kotłów pozwalają obecnie na bezproblemową pracę źródeł. Jednakże, w związku z wejściem w życie Dyrektywy MCP od roku 2025 wyśrubowane zostaną wymagania dla kotłów węglowych, zwłaszcza w zakresie pyłu i tlenków siarki. Należy mieć na uwadze jednak, iż ww. dyrektywa daje możliwość ubiegania się o derogacje pozwalające uzyskać mniej rygorystyczne wymagania do końca 2029. Po tym okresie może nastąpić konieczność przeprowadzenia modernizacji w zakresie odpylania lub ograniczenia czasu pracy każdego z kotłów do 500 godzin w ciągu roku.

Inwentaryzacja sieci ciepłowniczej potwierdziła jej obecny, dobry stan. ZGK prowadzi sukcesywną wymianę sieci napowietrznych i kanałowych na preizolowane co bezpośrednio wpływa

na redukcję strat ciepła do otoczenia. Sieć ciepłownicza charakteryzuje się rurociągami o większej średnicy na północy miasta i mniejszej na południu. Wynika to z faktu, iż pierwotnie sieć była projektowana przy założeniu pracy jednego źródła ciepła, znajdującego się przy ulicy Lipowej i nie zakładano eksploatacji dodatkowych źródeł wytwórczych, w tym kotłowni gazowej przy ulicy Trębickiego. Taka konfiguracja uniemożliwia przesłanie dużych ilości ciepła z południowej części miasta. Wyprowadzenie mocy z ciepłowni gazowej jest realizowane przez rurociąg o średnicy DN200 i pozwala na przesłanie ciepła w ilości wynoszącej maksymalnie 10,5 MW ciepła w zimie oraz 4 MW w lecie. Jest to wartość znacząco odbiegająca od obecnego zapotrzebowania na ciepło w mieście (moc zamówiona kształtuje się na poziomie 26-27 MW). Dodatkowo uwzględnić należy obecność ok. 100 metrowego odcinka zlokalizowanego przy ulicy Partyzantów, na którym występuje wąskie gardło. Oznacza to, iż w tej lokalizacji rurociąg zmniejsza się do średnicy DN125. W efekcie takiego stanu rzeczy, niemożliwe jest zasilanie odbiorców ciepła w okresie letnim z kotłowni gazowej w sposób efektywny (bez podwyższania parametrów sieci). Mając powyższe na uwadze zaleca się wymianę tego odcinka na odcinek o średnicy minimum DN200. Umożliwienie przesyłu ciepła od strony północnej wymaga całkowitej przebudowy sieci ciepłowniczej i wiązać się będzie z wielomilionowymi wydatkami z budżetu miasta.

Analiza rynku ciepła wykazała brak znaczących zmian w charakterze odbioru i mocy w przyszłości. W ramach audytu dokonano analizy możliwości rozwoju sieci ciepłowniczej. W odpowiedzi uzyskano informacje o chęci przyłączenia do sieci ciepłowniczej zaledwie 2 spółek (Zurad i Schneider), natomiast jedna z lokalizacji określiła taką ewentualność jako potencjalnie możliwą w przyszłości (Szpital). Głównym problemem w przypadku tych lokalizacji jest odległość od sieci ciepłowniczej, co wiąże się z wysokimi nakładami inwestycyjnymi na rozbudowę sieci ciepłowniczej.

Analiza potencjalnych lokalizacji nowych źródeł objęła 4 następujące miejsca: teren kotłowni przy ulicy Trębickiego, działki przy ulicy Armii Krajowej będące przyległymi do terenu kotłowni węglowej, teren oczyszczalni ścieków oraz teren dawnej nasycalni podkładów kolejowych. Pierwsza z lokalizacji charakteryzuje się gotową infrastrukturą do przyłączenia dodatkowego kotła gazowego o mocy 4 MW, jednak dalszy rozwój mocy wytwórczych z tego miejsca jest ograniczony z uwagi na niewielki teren inwestycyjny przy kotłowni oraz ograniczenia w przepustowości sieci gazowniczej. Drugi z terenów pozbawiony jest tego problemu, gdyż obecność rurociągu o średnicy DN350 umożliwia skuteczny przesył znacznej ilości ciepła. Jednakże należy mieć na uwadze, iż sam teren nie charakteryzuje się dość znaczną powierzchnią, co uniemożliwia instalację np. nowego, dużego źródła na paliwo stałe (biomasa, RDF). Ponadto rozważany teren nie jest własnością miasta, co bezpośrednio przełoży się na wzrost nakładów inwestycyjnych, problemem może być również brak odpowiedniego dojazdu do działki od strony ulicy Armii Krajowej. Trzecia z lokalizacji charakteryzuje się stosunkowo niewielką powierzchnią, jednakże istnieje możliwość zagospodarowania kolejnych terenów w kierunku północnym. Jednakże, jak w przypadku lokalizacji 1, występuje tutaj analogiczny problem ograniczenia przepustowości sieci ciepłowniczej. Konieczne jest również przyłączenie tej lokalizacji do sieci ciepłowniczej. Oszacowana długość nowego rurociągu wynosiłaby w tej sytuacji minimum 800 m. Ostatnią analizowaną lokalizacją był teren dawnej nasycalni podkładów kolejowych. Charakteryzuje się on dużą powierzchnią oraz odpowiednią lokalizacją z uwagi na ograniczenie potencjalnych oporów społecznych. Z drugiej strony jest on odległy o ok. 2,5 kilometra

w linii prostej od najbliższego punktu sieci ciepłowniczej, dodatkowo z uwagi na dawniej prowadzoną działalność niewykluczona jest konieczność przeprowadzenia tzw. remediacji tego terenu, co w zależności od powierzchni planowanej zabudowy może zwiększyć koszty całego przedsięwzięcia o nawet 10%.

Kolejną częścią audytu była analiza lokalnego rynku paliw. Wykazała ona, że istnieje potencjał rozwoju rynku gazu po wykonaniu planowanej modernizacji sieci dystrybucyjnej. Analiza rynku biomasy wykazała duży potencjał jeśli chodzi o produkcję tego paliwa w okolicy, jednocześnie zauważono znaczącą ilość nowych zrealizowanych lub realizowanych inwestycji opartych o to paliwo. Sytuacja ta może spowodować, że cena lokalnego paliwa może znacząco wzrosnąć z uwagi na jego wzmożony popyt. Nieco inna sytuacja jest w przypadku paliwa alternatywnego (RDF i pre-RDF). Zdolności produkcyjne tego surowca przez ZUOK w Starym Lubiejewie są niewystarczające do budowy spalarni odpadów opartą wyłącznie o lokalne paliwa. Dlatego konieczne jest uzupełnienie dostaw o paliwa zlokalizowane w pobliżu, m.in. inne instalacje komunalne. Analiza wykazała, że potencjał takich dostaw jest wysoki i brak jest zagrożenia braku paliwa na rynku w najbliższej przyszłości. Następnie dokonano oceny potencjału energetycznego oczyszczalni ścieków. Na podstawie analizy w rozdziałach 3.3.4 oraz 5.9 określono, że ilość osadów ściekowych jest wystarczająca jedynie do zabudowy małej biogazowni, która mogłaby pracować jedynie na potrzeby samej oczyszczalni. Znacznie większy potencjał zauważono w strumieniu ścieków. Oczyszczone ścieki mogą poprzez pompę ciepła wyprodukować nawet 2,4 MW ciepła, co jest wartością wystarczającą do zasilenia miasta w okresie letnim. Choć ilość osadów ściekowych jest niewystarczająca, by chcieć przyłączać takie źródło do sieci ciepłowniczej, to w przypadku pozyskania innego odpadu biodegradowalnego istnieje szansa powiększenia biogazowni do kilku megawatów mocy.

Kolejnym krokiem były analizy strategicznych dokumentów celem wyszczególnienia źródeł mogących otrzymać wsparcie. Na podstawie dokumentów można podzielić źródła ciepła na 3 grupy pod względem prawdopodobieństwa otrzymania wsparcia. W pierwszej grupie (brak możliwości ubiegania się o wsparcie) wyróżnić należy: kotły węglowe, gazowe i olejowe. Drugą grupą są źródła, które dotychczas mogły liczyć na wsparcie, jednak po analizie dokumentów zawartych w rozdziale 4.2, zauważa się, że w przyszłości źródła te mogą zostać odcięte od wsparcia ze środków Unijnych. W tej grupie wyróżnia się: instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych oraz źródła kogeneracji gazowej (silniki gazowe). Do trzeciej grupy (inwestycje promowane) zaliczyć należy wszelkie układy zasilane energią odnawialną, w tym biogazownie, pompy ciepła, kolektory słoneczne, biomasa. Choć ta ostatnia będzie podlegać szczegółowej kontroli.

Poza przedstawionymi powyżej kwestiami, przeprowadzona została również analiza dostępnych obecnie rozwiązań technologicznych, mogących poprawić efektywność pracy całej sieci ciepłowniczej. Na podstawie powyższych czynników do szczegółowej analizy wybrano 5 różnych technologicznie oraz lokalizacyjnie wariantów, które finalnie porównano poprzez wykonanie analizy ekonomicznej. Warianty te prezentują się następująco:

- Wariant I – (wariant ekonomiczny) zakłada on ograniczenie mocy kotłów węglowych K1 i K2 celem uzyskania mocy w paliwie wszystkich źródeł węglowych poniżej 20 MW. Pozwoli to na ograniczenie kosztów działalności ciepłowni z uwagi na brak konieczności wówczas zakupu uprawnień do emisji CO₂. Dodatkowo zakłada się odbudowę części

utraconej w ten sposób mocy poprzez zakup i montaż drugiego kotła gazowego przy ulicy Trębickiego, przy jednoczesnym zwiększeniu mocy obecnie istniejącego kotła gazowego. Aby realizacja tego wariantu była możliwa konieczna jest wymiana rurociągu DN125 przy ulicy Partyzantów. Niestety wdrożenie tego wariantu spowoduje, że moc wytwórcza źródeł będzie niższa niż moc zamówiona od odbiorców, ze względu na co konieczne jest doprowadzenie kotłów węglowych do maksymalnie dobrego stanu technicznego. Zakres koniecznych do wykonania zadań obejmuje remont generalny kotła K2 oraz wymianę podgrzewaczy w kotłach K1 oraz K3. Zaleca się ponadto uregulowanie statusu prawnego gruntu, na którym mieści się ciepłownia.

- Wariant II – (wariant - spalarnia) zakłada budowę spalarni na terenie dawnej nasycalnic podkładów kolejowych. Będzie to spalarnia o wydajności ok. 40 tys. Mg/rok, produkująca ciepło i energię elektryczną w kogeneracji. Jednocześnie, analogicznie jak w przypadku wariantu I zakłada się ograniczenie mocy kotłów węglowych, a także zwiększenie mocy istniejącego kotła gazowego przy ulicy Trębickiego. W ramach tego wariantu przewiduje się także wymianę ciepłociągu biegnącego wzdłuż ulicy Partyzantów.
- Wariant IIIA – (wariant - efektywny system ciepłowniczy oparty o OZE i kogenerację) wariant ten zakłada kompleksową modernizację oczyszczalni ścieków wraz budową pompy ciepła o mocy 2,4 MW oraz biogazowni na występujący w oczyszczalni strumień osadów ściekowych (mała biogazownia). Ponadto zakłada się budowę nowego kotła gazowego o mocy 4 MW w budynku kotłowni przy ulicy Trębickiego, a także budowę nowej elektrociepłowni przy ulicy Lipowej. W ramach elektrociepłowni zabudowane zostaną dwa silniki w zabudowie kontenerowej o mocy cieplnej 2 x 1,05 MW. Taka konfiguracja pozwoli na ograniczenie czasu pracy wszystkich kotłów węglowych do wartości poniżej 500 h/rok każdy. W ramach tego wariantu przewiduje się także wymianę ciepłociągu biegnącego wzdłuż ulicy Partyzantów.
- Wariant IIIB – (wariant - efektywny system ciepłowniczy oparty o OZE) analogicznie jak w przypadku wariantu IIIA przeprowadzona zostanie modernizacja oczyszczalni ścieków wraz z montażem pompy ciepła o mocy 2,4 MW. Zasadniczą różnicą jest budowa biogazowni, która zasilana będzie również innymi bioodpadami. Biogazownia w tym wariantie będzie mieć moc cieplną z silnika kogeneracyjnego na poziomie 2,2 MW. Tak jak w przypadku wariantu IIIA, w związku z brakiem możliwości przesyłu większej ilości ciepła od południowej części miasta dodatkowe gazowe źródło ciepła (rezerwowszczytowe) powinno zostać zabudowane na terenie przyległym do kotłowni węglowej. Źródłem tym będą dwa kotły gazowe o łącznej mocy 4 MW. W wariantie tym również możliwe będzie ograniczenie czasu pracy kotłów węglowych, co spowoduje możliwość pracy przy wyższych emisjach (brak konieczności przeprowadzania kosztowych inwestycji). W ramach tego wariantu przewiduje się także wymianę ciepłociągu biegnącego wzdłuż ulicy Partyzantów.
- Wariant IV – (wariant- przeniesienie źródeł węglowych do rezerwy przy wykorzystywaniu źródeł gazowych) w tym wariantie zakłada się oprócz zwiększenia mocy kotła istniejącego również posadowienie nowego, identycznego co do mocy kotła gazowego na terenie ciepłowni przy Trębickiego. Ponadto na terenie przy ulicy Armii Krajowej (na odrębnej działce przy kotłowni węglowej) przewiduje się budowę nowego źródła koge-

neracyjnego na gaz. Jego moc wynosić będzie $3 \times 1,34 \text{ MW}_{th}$. Będą to trzy silniki zainstalowane w kontenerach. W ramach tego wariantu przewiduje się także wymianę ciepłociągu biegnącego wzdłuż ulicy Partyzantów.

W przypadku wariantów zakładających budowę nowych źródeł na terenie działek przyległych do obecnej ciepłowni przy ulicy Lipowej, która nie jest w posiadaniu ZGK, istnieje możliwość ograniczenia kosztów inwestycyjnych. Warunkiem jest budowa mniejszej ilości źródeł, których moc w paliwie będzie wyższa niż 3 MW. Zastosowanie 1 urządzenia większej mocy niż 2 mniejszych wiązać się będzie z niższymi nakładami inwestycyjnymi z uwagi na ograniczenie kosztów stałych. Niniejszą zmianę można dokonać w przypadku pozytywnej interpretacji definicji instalacji zawartej w *Ustawie z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*, z punktu widzenia ZGK, przez KOBiZE. Dlatego przed przystąpieniem do inwestycji w wariantach III i IV należy w pierwszej kolejności zwrócić się z zapytaniem do KOBiZE, celem określenia konieczności lub braku zakupu uprawnień do emisji CO₂. Ograniczenie niniejszego kosztu operacyjnego jest kluczowe do ostatecznego zmniejszenia oferowanej mieszkańcom ceny ciepła.

Przedstawione powyżej warianty zestawiono z tzw. wariantem 0, zakładającym brak ingerencji w istniejące źródła wytwórcze (oznaczać to będzie m.in. dalszą konieczność zakupu uprawnień do emisji CO₂).

Z uwagi na analizę kierunków rozwoju zawartą w rozdziale 4.2 Wariant IIIA oraz IIIB został przeanalizowany ekonomicznie również przy założeniu uzyskania 50% bezzwrotnego dofinansowania obejmującego nowego jednostki wytwórcze o charakterze OZE (biogazownia oraz pompa ciepła).

Wynikiem przeprowadzonej analizy ekonomicznej była graniczna cena ciepła, przy której inwestycja osiąga ekonomiczną neutralność po 15 latach od rozpoczęcia eksploatacji. Cena ta była wyznaczana na rok 2023 i była indeksowana o założone w kolejnych latach wskaźniki inflacji. Biorąc pod uwagę ten parametr, jedynie w przypadku wariantu II, cena sprzedaży ciepła jest wyższa niż w wariantcie zakładającym brak ingerencji w źródła wytwórcze (Wariant 0). W tym przypadku niewątpliwie znaczenie ma nakład inwestycyjny tego zadania. Zwłaszcza duże znaczenie ma konieczność poniesienia wysokich nakładów inwestycyjnych na cele remediacji terenu oraz wykonania przyłącza do sieci ciepłowniczej z uwagi na znaczną odległość od istniejącej sieci. Najkorzystniej prezentuje się wariant IV, zakładający budowę elektrociepłowni o mocy cieplnej 4 MW oraz rozbudowę kotłowni gazowej do 8 MW. Wynika to głównie z faktu ograniczenia opłat za uprawnienia do emisji CO₂, przy jednoczesnym wykorzystaniu źródeł węglowych, z których koszt wytworzenie ciepła był do 2029 roku prognozowany jako najniższy. W kolejnych latach założona relacja cen gazu i energii elektrycznej promować będzie wykorzystywanie źródeł kogeneracji gazowej. Oznacza to, że wariant ten jest bardzo wrażliwy na cenę gazu ziemnego, którego cena, przy obecnej sytuacji geopolitycznej jest trudna do przewidzenia.

Warianty obejmujące budowę biogazowni i pompy ciepła, prezentują się równie dobrze. Zwłaszcza jeśli chodzi o wariant IIIB zakładający jednak budowę powiększonego układu oraz dostarczenie paliwa w formie kisonki z zewnątrz. W przypadku tego wariantu można uzyskać jeszcze lepsze wyniki ekonomiczne rezygnując z budowy dodatkowej kotłowni gazowej na terenie przy ulicy Armii Krajowej, a w zamian tego wykonać modernizację systemów odpylania

na jednym z kotłów węglowych, gdyby wystąpiła taka konieczność. W przypadku dostosowywania wielkości biogazowni do obecnego wolumenu osadów ściekowych pochodzących z najbliższej okolicy (Wariant IIIA), graniczna cena ciepła kształtuje się na poziomie o ok. 40% większym niż w przypadku biogazowni powiększonej. Jest to głównie spowodowane koniecznością pracy silnika kogeneracyjnego do roku 2030, pomimo zakładanej niekorzystnej relacji cen gazu do energii elektrycznej, tak aby osiągnąć produkcję ciepła na poziomie 50% z OZE i kogeneracji.

W związku z tym, że otrzymanie dofinansowania powiązane jest z budową źródła OZE wykonano obliczenia ekonomiczne również dla wariantu IIIA i IIIB przy założeniu 50% dofinansowania na te źródła. Ze względu na wielkość źródeł wytwórczych i ich udział w ostatecznym nakładzie inwestycyjnym, dofinansowanie ma znaczący wpływ na otrzymane wyniki głównie w przypadku wariantu IIIB.

Dodatkowo do przeprowadzonej analizy ekonomicznej wykonano tzw. analizę wrażliwości, która obrazuje wpływ czynników takich jak:

- ceny energii sprzedawanej oraz kupowanej;
- nakłady inwestycyjne;
- ceny paliw (węgiel, gaz ziemny, RDF, utylizacja osadów ściekowych, kiszonka);
- ceny sprzedaży ciepła oraz utylizacji popiołu i żużla.

W analizie wrażliwości założono zmiany tych parametrów w przedziale +/-30% wartości bazowej. W przypadku wariantów 0, I oraz IIIB największy wpływ na opłacalność inwestycji ma cena ciepła. Dla wariantu II parametrem decydującym (ze względu na jego wysokość) jest nakład inwestycyjny. Ze względu na możliwy problem z brakiem dofinansowań do budowy instalacji termicznego przetwarzania jest to znaczący problem. Z kolei w przypadku wariantu IIIA oraz IV, który jednocześnie uzyskał najlepsze wyniki analizy ekonomicznej, parametrem decydującym jest cena gazu ziemnego, co przy obecnej sytuacji geopolitycznej może mieć niewątpliwie kluczowe znaczenie dla rzeczywistej opłacalności inwestycji w przyszłości. Wariant IV w zdecydowanej przewadze wykorzystuje źródła oparte właśnie o to paliwo.

Podsumowując, wybór ostatecznego wariantu, przy obecnej sytuacji na rynku paliw nie jest zadaniem prostym. Niemniej jednak są pewne elementy, które Wykonawca audytu zaleca wykonać:

- Ograniczenie mocy kotłów węglowych K1 oraz K2 znajdujących się przy ulicy Lipowej poprzez ingerencję w układ automatyki kotła (zaznacza się jednak, iż może wystąpić konieczność ingerencji w układ ciśnieniowy kotła, co przełoży się na zwiększenie nakładów inwestycyjnych – zależy to jednak od ostatecznej decyzji przedstawiciela UDT) celem wyjścia kotłowni z systemu ETS.
- Zwiększenie mocy zamówionej na kotłowni gazowej, tak by była możliwa produkcja ciepła w kotle na poziomie 4 MW. Pozwoli to w ten sposób odbudować część utraconej mocy ze źródeł węglowych.
- Wymianę ok. 100m odcinka rurociągu DN125 przy ulicy Partyzantów celem zwiększenia możliwości przesyłu ciepła do mieszkańców z kotłowni przy Trębieckiego.
- Rekomendowane jest rozważenie redukcji mocy zamówionej przez mieszkańców, gdyż pozwoli to na ograniczenie wydatków związanych z zabudową nowych mocy wytwórczych.
- Uregulowanie własności gruntu przy ulicy Lipowej.

- Spośród zaproponowanych przez Zamawiającego alternatywnych lokalizacji dla budowy nowych źródeł ciepła w mieście w przypadku terenu przy obecnej kotłowni gazowej oraz przy oczyszczalni zasadniczym problemem jest przepustowość sieci od strony północnej miasta. W przypadku lokalizacji przy ulicy Armii Krajowej problemem może być niewielki teren, na którym mogą powstać jedynie niewielkie źródła gazowe. A w przypadku terenu po byłej nasycalni jest to odległość od sieci ciepłowniczej. W związku z powyższym zaleca się dalsze korzystanie z obecnie istniejącej ciepłowni przy ulicy Lipowej, a nowe źródła powinny być jej uzupełnieniem.
- Z uwagi na konieczność poniesienia znaczących wydatków, w każdym z wariantów zaleca się budowę takich rozwiązań, które będą prowadziły do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Gdyż tylko dla takiego będzie można uzyskać bezwrotne wsparcie lub preferencyjny kredyt.