



energo-skaner.pl

misja: optymalizacja

Strategia prowadząca do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego przez system ciepłowniczy w PEC Mława.



ENERGO-SKANER
Michał Rynkowski

2022-07-19

SPIS TREŚCI

1	Streszczenie.....	8
2	Wstęp.....	12
2.1	Podstawa opracowania	12
2.2	Cel opracowania	12
2.3	Informacje o autorze	13
3	Charakterystyka oraz ocena techniczna infrastruktury ciepłowniczej	15
3.1	Lokalne warunki klimatyczne	15
3.2	Źródła ciepła	16
3.3	Analiza parametrów pracy źródła ciepła.....	20
3.3.1	Tabela regulacyjna (krzywa grzewcza)	22
3.4	System ciepłowniczy przedsiębiorstwa	23
3.5	Odbiorcy ciepła	24
3.6	Charakterystyka sezonów grzewczych.....	29
3.7	Zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby własne źródła ciepła	31
4	Analiza kosztów zakupu paliw na potrzeby wytwarzania ciepła i zakupu energii elektrycznej na potrzeby własne źródła ciepła	33
4.1	Aktualne ceny poszczególnych nośników energii	33
4.1.1	Analiza kosztów zakupu paliw	33
4.1.2	Koszt zakupu węgla w roku 2021 został określony przy cenie jednostkowej 315 zł/Mg. Analiza kosztów energii elektrycznej.....	34
4.2	Prognozowane ceny poszczególnych nośników energii	35
4.2.1	Prognozowane ceny węgla.....	35
4.2.2	Prognozowane ceny gazu	36
4.2.3	Prognozowane ceny energii elektrycznej	39
4.3	Taryfa ciepła	41
5	Analiza otoczenia polityczno-prawnego oraz identyfikacja wymagań.....	43
5.1	Efektywny system ciepłowniczy i jego definicja.....	44
5.2	Efektywne systemy ciepłownicze w Polsce	46

5.3	Korzyści i szanse będące następstwem uzyskania statutu efektywnego systemu ciepłowniczego	48
5.4	Ryzyka i zagrożenia wynikające z wdrożenia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego	51
5.5	Programy strategiczne krajowe i unijne	54
5.5.1	Polityka energetyczna polski 2040	54
5.5.2	Dyrektywa RED 2	57
5.5.3	Fit For 55	62
6	Potencjalne technologie	70
6.1	Geotermia	70
6.1.1	Potencjał geotermalny dla Gminy oraz Miasta Mława.....	71
6.2	Fotowoltaika/Kolektory słoneczne	74
6.2.1	Technologie i ograniczenia	74
6.2.2	Rodzaje kolektorów	75
6.2.3	Użycie w przemyśle:	76
6.2.4	Ograniczenia prawne:.....	77
6.2.5	Ograniczenia techniczne:	77
6.2.6	Potencjał dla PEC Mława	78
6.3	ORC.....	79
6.4	Pompy ciepła	82
6.4.1	Sprężarkowe pompy ciepła	82
6.4.2	Absorpcyjne pompy ciepła.....	84
6.5	Termiczne przetwarzanie odpadów	86
6.5.1	Odpady jako paliwo	88
6.5.2	Rodzaje paliw	88
6.5.3	Aspekt prawny wykorzystania odpadów jako paliwa.....	90
6.5.4	Odzyskiwanie energii.....	92
6.5.5	Spalanie w złożu fluidalnym	92
6.5.6	Technologia rusztowa.....	94
6.5.7	Zgazowanie	96

6.5.8	Piroliza	97
6.5.9	Przykładowe instalacje ITPO.....	98
7	Działania zwiększające efektywność energetyczną.....	102
7.1	Rola i możliwości systemów telemetrii we wdrażaniu polityki efektywnego systemu ciepłowniczego	102
7.1.1	Wstęp.....	102
7.1.2	Zdalne odczyty liczników ciepła.....	103
7.1.3	Scentralizowane zarządzanie systemem ciepłowniczym	104
7.1.4	Kontrola sprawności systemu ciepłowniczego	107
7.1.5	Zwiększenie sprawności przesyłu	107
7.1.6	Natychmiastowa reakcja w przypadku awarii.....	108
7.1.7	Zmniejszenie ilości zużytej energii elektrycznej na pracę układów pompowych.....	110
7.1.8	Zmniejszenie strat wody w sieci ciepłowniczej.....	111
7.1.9	Efektywne zarządzanie budynkiem	111
7.1.10	Pozostałe korzyści	112
7.1.11	Podsumowanie	112
7.2	Magazynowanie energii cieplnej.....	113
7.2.1	Ciepło jawne	113
7.2.2	Ciepło utajone	117
7.2.3	Termochemiczne magazynowanie ciepła	119
7.2.4	MOST - Molekularny słoneczny system ciepły ¹⁸	121
7.2.5	Elektryczne grzejniki akumulacyjne.....	122
7.2.6	Magazynowanie ciepła w ciepłownictwie.....	123
8	Efektywny system ciepłowniczy przedsiębiorstwa PEC Mława	124
8.1	Wymagane progi produkcji ciepła.....	124
8.2	Ciepło odpadowe	125
8.3	Metody na maksymalizację zysku z kogeneracji.....	126
8.3.1	Wykorzystanie bufora ciepła.....	126
8.3.2	Zdecentralizowane bufor ciepła.	128

9	Propozycja strategii osiągnięcia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego dla PEC w Mława	129
9.1	Zapotrzebowanie na ciepło.....	129
9.2	Warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego	130
9.3	Źródła ciepła oraz rodzaje paliw uwzględnione w analizie	131
9.4	Założenia ekonomiczne przyjęte w analizie	132
9.5	Stan aktualny	133
9.6	Rozważane warianty	135
9.6.1	Wariant pośredni A	135
9.6.2	Wariant pośredni B	137
9.6.3	Wariant pośredni C	139
9.7	Wariant docelowy – do 2035r.	141
9.7.1	Planowany pierwszy krok	141
9.7.2	Planowany drugi krok	144
9.7.3	Planowany trzeci krok.....	147
9.7.4	Wariant przyszłościowy	150
9.7.5	Podsumowanie	151
9.8	Lokalizacja nowego źródła ciepła	154
9.9	Dobór akumulatora ciepła.....	156
10	Rachunek efektywności inwestycji - analiza opłacalności rekomendowanego wariantu docelowego	159
10.1	Zasady dokonywania oceny efektywności inwestycji	159
10.2	Rozpoznanie, pomiar i wycena korzyści i kosztów inwestycji	160
10.2.1	Identyfikacja korzyści z inwestycji	161
10.2.2	Identyfikacja kosztów inwestycji	162
10.2.3	Dane przyjęte do rachunku efektywności inwestycji	164
10.3	Efektywność ekonomiczna inwestycji.....	165
10.3.1	Metodyka procesu oceny opłacalności.....	165
10.3.2	Ocena efektywności ekonomicznej planowanej inwestycji.....	166
10.3.3	Ekonomiczna interpretacja wyniku	172

11	Możliwe źródła finansowania	174
11.1	Programy wsparcia inwestycji - Fundusz Modernizacyjny 2021-2030	174
11.2	Program priorytetowy „Kogeneracja dla Ciepłownictwa”	174
11.2.1	Program priorytetowy „Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu”	176
11.2.2	Program priorytetowy „Digitalizacja sieci ciepłowniczych”	176
11.2.3	Program priorytetowy „Wykorzystanie paliw alternatywnych na cele energetyczne” ..	178
11.2.4	Wsparcie wykorzystania magazynów na cele stabilizacji sieci	179
11.3	Fundusz Transformacji Energetyki	179
11.4	Fundusz Innowacji – Innovarion Funds	180
12	Strategia dojścia systemu ciepłowniczego PEC Mława do uzyskania statusu systemu efektywnego	182
12.1	Uwarunkowania transformacji ciepłownictwa w Polsce.....	182
12.1.1	Kierunek rozwoju systemów ciepłowniczych.....	183
12.1.2	Rola przedsiębiorstw ciepłowniczych	183
12.2	Droga dojścia systemu ciepłowniczego Mławy do statusu systemu efektywnego.....	185
12.2.1	Modernizacja źródeł ciepła w Mławie	185
12.2.2	Działania doraźne na istniejącej infrastrukturze ciepłowniczej.....	188
12.2.3	Działania doraźne na sieci ciepłowniczej	189
12.2.4	Działania doraźne u odbiorców ciepła	190
12.2.5	Działania długofalowe.....	191
13	Aktualizacja wariantu docelowego z dnia 19.05.2022 r.....	194
13.1	Aktualizacja o nowe źródła	194
13.2	Opis projektowanej instalacji	196
13.3	Wariant docelowy po aktualizacji.....	198
13.4	Modernizacja źródeł ciepła w Mławie po aktualizacji	205
13.5	Aktualizacja możliwych źródeł finansowania	209
13.5.1	Programy wsparcia inwestycji - Fundusz Modernizacyjny 2021-2030.....	209
13.6	Rachunek efektywności inwestycji - analiza opłacalności rekomendowanego wariantu docelowego.....	218
13.6.1	Zasady dokonywania oceny efektywności inwestycji.....	218

13.6.2	Rozpoznanie, pomiar i wycena korzyści i kosztów inwestycji	219
13.6.3	Identyfikacja korzyści z inwestycji	220
13.6.4	Identyfikacja kosztów inwestycji	222
13.6.5	Dane przyjęte do rachunku efektywności inwestycji	225
13.7	Efektywność ekonomiczna inwestycji.....	227
13.7.1	Metodyka procesu oceny opłacalności.....	227
13.7.2	Ocena efektywności ekonomicznej planowanej inwestycji.....	227
▪	Ekonomiczna interpretacja wyniku.....	232
13.8	Podsumowanie	234
14	Biogazownia – dodatkowo rozważana technologia.....	236
14.1	Potencjał dla PEC Mława	237
14.2	Podsumowanie	238
15	SPIS RYSUNKÓW.....	239
16	SPIS TABEL.....	241
17	SPIS WYKRESÓW	244

1 Streszczenie

„Strategia prowadząca do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego przez system ciepłowniczy w PEC Mława” ma na celu określenie długofalowych rozwiązań, dla których głównym założeniem jest osiągnięcie przez Przedsiębiorstwo PEC Mława efektywnego systemu energetycznego zgodnie z wymaganiami określonymi w programie Fit For 55.

Tabela 1 Warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego.

Warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego				
Aktualnie	Energia odnawialna	Ciepło odpadowe	Wysokosprawn a kogeneracja	OZE/ciepło odpadowe + w. kogeneracja
	50% lub	50% lub	75% lub	50%
Propozycja wg Fit for 55				
Od 01.01.2026	50% lub	50% lub	80% lub	50% (ale min. 5 % OZE)
Od 01.01.2035	50% (ale min. 20% OZE)			
Od 01.01.2045	75% (ale min. 40% OZE)			
Od 01.01.2050	100% (ale min. 60% OZE)			

Opracowanie rozpoczęło od przeanalizowania obecnego sposobu wytwarzania ciepła, określenia stanu technicznego urządzeń, zidentyfikowania kosztów związanych z prowadzeniem działalności polegającej na wytwarzaniu i dystrybucji ciepła do odbiorców. Ponadto został opisany system dystrybucji (sieć ciepłownicza oraz moce zamówione przez odbiorców) oraz określono w porozumieniu z przedstawicielem Przedsiębiorstwa potencjał rozwoju sieci ciepłowniczej (przyłączenie nowych odbiorców). Charakterystyka oraz ocena infrastruktury technicznej szczegółowo została przedstawiona w Rozdziale 2 Strategii. Natomiast aktualne koszty zostały opisane w Rozdziale 3 Strategii.

Następnie przeanalizowano, pod kątem lokalnego potencjału, możliwości pozyskania energii cieplnej ze źródeł energii odnawialnej (OZE) do współpracy z agregatem kogeneracyjnym (Rozdział 5 Strategii). Do analizy przyjęto następujące źródła energii odnawialnej:

- Powietrzne/gruntowe sprężarkowe pompy ciepła – zostały przyjęte do dalszych analiz ze względu na możliwość wykorzystania do produkcji ciepła: energii aerotermalnej znajdującej się na terenie źródła ciepła oraz energii elektrycznej wyprodukowanej z agregatu kogeneracyjnego. Współpraca tego typu pomp ciepła z agregatem kogeneracyjnym pozwala zoptymalizować koszt produkcji ciepła przy zapewnieniu statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.
- Wodne pompy ciepła zasilane ściekami oczyszczonymi – zostały przyjęte do dalszej analizy ze względu na lokalizację oczyszczalni ścieków w pobliżu sieci ciepłowniczej.

Pompy te charakteryzują cię największą efektywnością wytwarzania ciepła z OZE. W połączeniu z agregatem kogeneracyjnym zwiększają efektywność ekonomiczną wytwarzania ciepła (wykorzystywanie energii elektrycznej produkowanej w agregacie kogeneracyjnym do zasilania pomp ciepła),

- Ciepło pozyskane z wody geotermalnej - zostało odrzucone ze względu na brak potencjału pozyskania wystarczającej ilości wody geotermalnej o minimalnej wymaganej temperaturze oraz wydajności złoża.
- Gazowe pompy ciepła - zostały odrzucone ze względu na zbyt niską temperaturę wody na wyjściu ze źródła w okresie sezonu grzewczego.
- Instalacja solarna - została odrzucona ze względu na niedopasowany profil wytwarzania ciepła do profilu zapotrzebowania odbiorców oraz znaczące zapotrzebowanie na teren do produkcji w przypadku wariantu.
- Kotły na biomasę – zostały odrzucone ze względu na zwiększenie emisji pyłów i CO₂ oraz ze względu na zagrożenie dostępności certyfikowanej biomasy.
- Ciepło odpadowe (termiczne przetwarzanie odpadów) – zostało odrzucone ze względu na zbyt długi czas trwania procesu inwestycyjnego oraz możliwością silnych oporów społecznych.

Ponadto rozważono instalację PV o mocy 1 MW_{el} do produkcji energii elektrycznej na potrzeby własne źródła ciepła oraz potrzeby pomp ciepła.

Po dokonaniu doboru źródła energii odnawialnej przystąpiono do oszacowania mocy poszczególnych urządzeń zgodnie z zapotrzebowaniem oraz wymaganiami dla efektywnego systemu ciepłowniczego.

Rekomendowana jest realizacja tego wariantu w pięciu kolejnych krokach:

Tabela 2 Realizacja wariantu docelowego z podziałem na etapy.

Krok	Działanie	
I	Instalacja agregatu kogeneracyjnego (1,051 MW _t)	planowana realizacja w 2024 roku, system nie będzie jeszcze efektywny
II	Montaż pomp ciepła na ściekach o mocy (1,25 MW _t)	planowana realizacja do końca 2025 roku, system będzie efektywny do 31.12.2034 r.
III	Montaż instalacji PV o mocy (1,0 MW _{el})	planowana realizacja do końca 2026 roku, system będzie efektywny do 31.12.2034 r.
VI	Montaż pomp ciepła na ściekach o mocy (1,25 MW _t)	planowana realizacja do końca 2034 roku, system będzie efektywny do 31.12.2044 r.
V	Montaż powietrznych i wodnych pomp ciepła o mocy (1,5 MW _t)	planowana realizacja do końca 2037 roku, system będzie efektywny do 31.12.2044 r.

Po wyborze wariantu docelowego sprawdzono aktualnie dostępne oraz planowane

w przyszłości programy finansujące, z których Przedsiębiorstwo PEC Mława mogłoby skorzystać w celu dofinansowania planowanych inwestycji w ramach realizacji wariantu docelowego. Są to m.in.:

Źródło finansowania: Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

- Program priorytetowy „Energia Plus”
- Program priorytetowy „Kogeneracja Powiatowa”
- Program priorytetowy „Digitalizacja sieci ciepłowniczych”
- Program priorytetowy „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa”
- Program priorytetowy „Przemysł energochłonny - OZE”
- Program priorytetowy „Wykorzystanie paliw alternatywnych na cele energetyczne”
- Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu
- Wsparcie wykorzystania magazynów na cele stabilizacji sieci

Źródło finansowania:

- Fundusz Transformacji Energetyki
- Fundusz Innowacji – Innovarion Funds

Następnie wykonana została analiza finansowa w ujęciu 25 lat z uwzględnieniem następujących założeń:

Tabela 3 Założenia ekonomiczne przyjęte w strategii.

Założenia ekonomiczne:			
Cena sprzedaży ciepła:	37,61 zł	zł/GJ	Cena przyjęta na podstawie aktualnego wniosku o zmianę taryfy ciepła
Cena ciepła za MWh:	135,40 zł	zł/MWh	
Cena sprzedaży energii elektrycznej:	700,00 zł	zł/MWh	Cena przyjęta na podstawie aktualnych kontraktów zawartych dla podobnych inwestycji
Cena zakupu gazu ziemnego:	550 zł (430,00 zł)	zł/MWh	Cena na podstawie kontraktu terminowego GAS_BASE_Y-23 z dnia 2022 05 05 ¹ wraz z kosztami dystrybucji
Cena zakupu energii elektrycznej:	1120 zł (920,00 zł)	zł/MWh	Cena na podstawie kontraktu terminowego BASE_Y-23 z dnia 2022 05 10 ² wraz z kosztami dystrybucji
Cena zakupu węgla:	1 500,00 zł	zł/tona	Cena przyjęta na podstawie aktualnych cen zakupu węgla w PEC Mława
Dopłata premii gwarantowana:	151,42 zł	zł/MWh	Aktualna wartość dopłaty wynikająca z rozporządzenia ³

¹ <https://tge.pl/gaz-otf>

² <https://www.tge.pl/energia-elektryczna-otf>

³ ROZPORZĄDZENIE MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA z dnia 24 października 2021 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2022

Szczegółowa analiza została przedstawiona w Rozdziale 13 Strategii. Wynik przeprowadzonej analizy finansowej przedstawia się następująco:

Okres analizy	25 lat
Wartość inwestycji (łącznie krok I i krok II oraz krok III)	47 100 000 zł
Średnioroczne przychody operacyjne	6 887 255 zł
Średnioroczne koszty operacyjne	2 908 355 zł
Środki własne	- zł
Uzyskana dotacja	13 050 000 zł
Wartość kredytu preferencyjnego	15 950 000 zł
Wartość kredytu komercyjnego	11 590 000 zł
Oprocentowanie kredytu preferencyjnego	7,21%
Stopa dyskonta	6,29%
Średnioroczna amortyzacja	1 249 200 zł
NPV FCFE	24 925 857 zł
IRR	12%

Dodatnia wartość NPV informuje o przewadze inwestycji rzeczowej nad kapitałową i oznacza, że inwestycja jest opłacalna. Bazując na wynikach zrealizowanych na potrzeby niniejszej inwestycji wynika, że powstaje nadwyżka, którą można wykorzystać do finansowania kolejnych inwestycji w przyszłości a także zwiększa się wartość rynkowa przedsiębiorstwa.

Inwestycja generuje sumę wartości bieżącej przyszłych dodatnich przepływów pieniężnych wyższą od szacowanych nakładów i pozwala osiągnąć stopę zwrotu wyższą od alternatywnej stopy, jaką można by uzyskać z inwestycji o podobnym poziomie ryzyka i okresie zaangażowania kapitału. Inwestycja przy zadanych parametrach analizy zwraca bardzo korzystne szacunki ekonomiczne i rekomenduje się jej realizację.

Po przygotowaniu wariantu docelowego oraz jego analizie finansowej, przedstawiona została szczegółowa strategia dojścia systemu ciepłowniczego PEC Mława do statusu efektywnego systemu ciepłowniczego na przestrzeni lat 2022 – 2034 w następujących zakresach:

- Modernizacja źródeł ciepła
- Działania na sieci ciepłowniczej
- Działania u odbiorców
- Pozostałe działania długofalowe związane min. z: wykonanie modelu hydraulicznego lub działania termomodernizacyjne u dotychczasowych klientów.

Powyższe działania zostały szczegółowo opisane w Rozdziale 11 Strategii.

2 Wstęp

Ciepłownictwo wymaga holistycznego podejścia i długoterminowej wizji. Podejmowanie działań bez szerokiego spojrzenia i bez podjęcia przemyślanych i ułożonych w logiczną całość działań jest z założenia gotowym przepisem na galopujący wzrost kosztów ogrzewania, odłączanie od systemu kolejnych odbiorców i przyspieszanie „spirali śmierci” przedsiębiorstwa prowadzącej do jego upadku. Ciepłownictwo, a w szczególności małe przedsiębiorstwa ciepłownicze istnieją pewną siłą rozpędu, jednak na horyzoncie widać już rosnące wymagania środowiskowe, ekonomiczne (szczególnie płace pracownicze), a także technologiczne, które już wymuszają lub będą wymuszać radykalne zmiany w wymienionych obszarach w najbliższej dekadzie. Z drugiej strony występuje nadzór taryfowy URE ‘kaganiec taryfowy’, który skutecznie ogranicza budżet na inwestycje, które należy realizować celem do sprostania rosnących wymagań.

Uwzględniając powyższe, opracowanie długofalowej strategii działania uwzględniającej wszystkie znane na dziś wymagania oraz te spodziewane w najbliższej dekadzie jest tak istotne i wymaga właśnie szerokiego i wyczerpującego rozpoznania i zaplanowania kolejnych kroków do strategii prowadzącej do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. W ramach opracowania przeprowadzona została analiza aktualnego sposobu wytwarzania i dystrybucji ciepła.

2.1 Podstawa opracowania

Podstawą opracowania jest umowa UOW/01/11/2021 z dn.02.11.2021 na opracowanie dokumentu pn. „Strategia uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Mławie (PEC Mława).

2.2 Cel opracowania

Celem niniejszego projektu jest opracowanie strategii dla systemu ciepłowniczego przedsiębiorstwa PEC Mława do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Zadanie wykonane zostanie w trzech etapach:

I etap– Analiza aktualnych zasobów Przedsiębiorstwa:

- a) Analiza danych i informacji o systemach ciepłownicznych oraz sprzedaży ciepła, zużyciu energii elektrycznych i węgla do produkcji ciepła,
- b) Zebranie danych o infrastrukturze energetycznej przedsiębiorstwa,
- c) Wizje lokalne oraz poznanie narzędzi teletechnicznych Spółki,

- d) Pozyskanie i analiza danych o cenach zakupu energii elektrycznej, węgla i innych mediów oraz taryfie sprzedaży ciepła PEC Mława,
- e) Zapoznanie z topografią istniejących sieci ciepłowniczych Przedsiębiorstwa,
- f) Zapoznanie z planami rozwoju systemów ciepłowniczych i szacowanie potencjału planowanych przyłączy,

II etap – Analiza otoczenia prawnego:

- a) Identyfikacja obowiązujących aktów prawnych dot. efektywnego systemu ciepłowniczego,
- b) Analiza aktualnych przepisów z zakresu prawa energetycznego, kogeneracji i źródeł OZE,
- c) Poszukiwanie i ocena innych aktów prawnych wpływających na opłacalność inwestycji.

III etap - Rekomendacja możliwych działań prowadzących do uzyskania statusu efektywnego

- a) Pozyskanie informacji i danych od potencjalnych dostawców technologii i urzędów,
- b) Analiza możliwych źródeł dofinansowania,
- c) Wielokryterialne analizy zaproponowanych modeli wdrożenia w projekcie,
- d) Analiza opłacalności rekomendowanych modeli i wariantów w aktualnych realiach technicznych i obowiązującym otoczeniu prawnym.
- e) Analiza wrażliwości wraz z oceną ryzyka.

IV etap – opracowanie kompleksowej i holistycznej strategii dojścia systemów PEC Mława do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

2.3 Informacje o autorze

Michał Rynkowski jest absolwentem Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej na specjalności elektrownie i gospodarka energetyczna. Wiedzę poszerzał podczas specjalistycznych szkoleń oraz studiów podyplomowych z zakresu efektywności energetycznej organizowanych na Politechnice Gdańskiej. Posiada:

- Uprawnienia MliB do wystawiania świadectw charakterystyki energetycznej,
- Uprawnienia MliB do kontroli systemów ogrzewania lub systemów klimatyzacji,
- Uprawnienia w zakresie eksploatacji i dozoru dla urządzeń elektrycznych, ciepłowniczych i gazowych (gr 1,2 i 3)

Doświadczenie zawodowe zdobywał pracując przez blisko 10 lat w jednym z największych systemów ciepłowniczych w Polsce realizując lub nadzorując zadania z zakresu:

- ciepłownictwa, elektroenergetyki i automatyki,

- obsługi i utrzymania w ruchu kogeneracyjnej elektrociepłowni i rozproszonych źródeł gazowych,
- utrzymania i konserwacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych i telemetrii.

Równolegle do zadań związanych z utrzymaniem infrastruktury energetycznej brał udział w pracach zespołu eksperckiego i realizował:

- Inwentaryzacje i audyty energetyczne majątku ciepłowniczego (węzły ciepłownicze oraz gazowe i olejowe źródła ciepła) przed ich zakupem,
- Audyty energetyczne instalacji produkcji ciepła i energii elektrycznej z biogazu,
- Audyty energetyczne gazowych i olejowych źródeł lokalnych, sieci ciepłowniczych i węzłów indywidualnych i grupowych,

Od 2016 roku realizuje zadania zw. z optymalizacją funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz buduje strategie rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych zgodne z kierunkami i prawodawstwem Unii Europejskiej.

3.2 Źródła ciepła

Kotłownia Powstańców Styczniowych 3

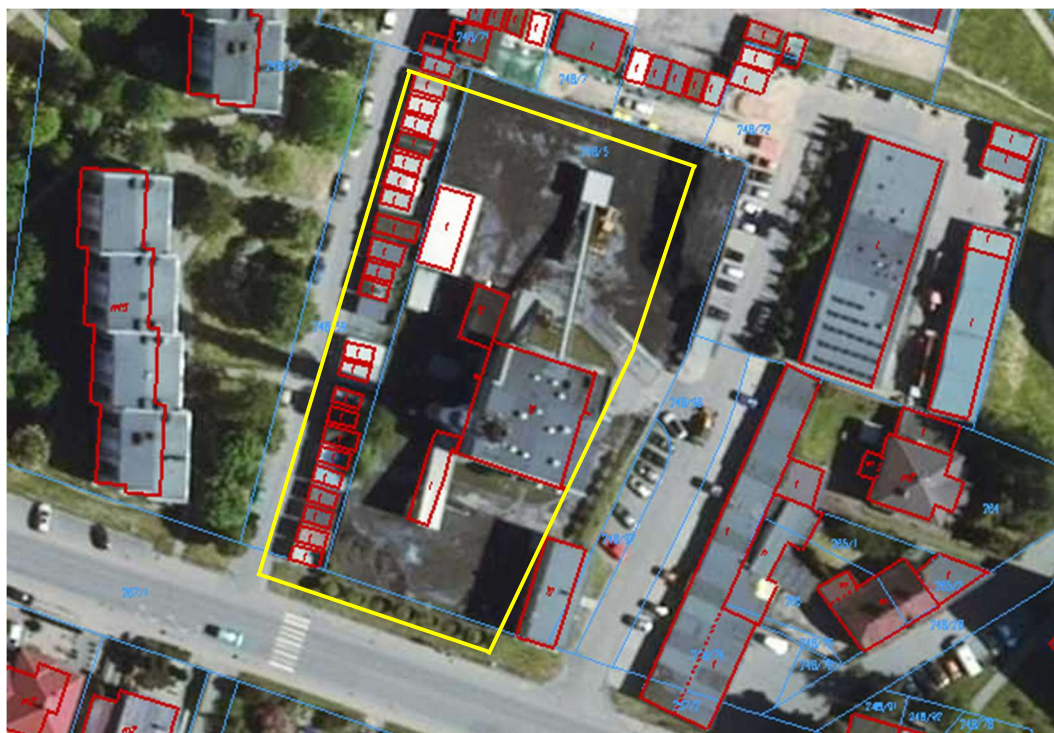
Kotłownia znajdująca się przy ul. Powstańców Styczniowych 3 w Mławie to podstawowe źródło ciepła w systemie ciepłowniczym Przedsiębiorstwa.

Na to źródło ciepła w przedsiębiorstwie składają się cztery kotły wodne o łącznej mocy zainstalowanej 11,2 MW.

Tabela 4 Dane dotyczące źródła ciepła.

	Kocioł	Rodzaj paliwa	Inne
K1	WLM4,5/2-M 2,9 MW	Węgiel kamienny energetyczny	Brak modernizacji
K2	WLM2,5/2-M 2,0 MW	Węgiel kamienny energetyczny	Nieeksploatowany
K3	WLM2,5/2-M 3,15 MW	Węgiel kamienny energetyczny	Zmodernizowany
K4	WLM2,5/2-M 3,15 MW	Węgiel kamienny energetyczny	Zmodernizowany

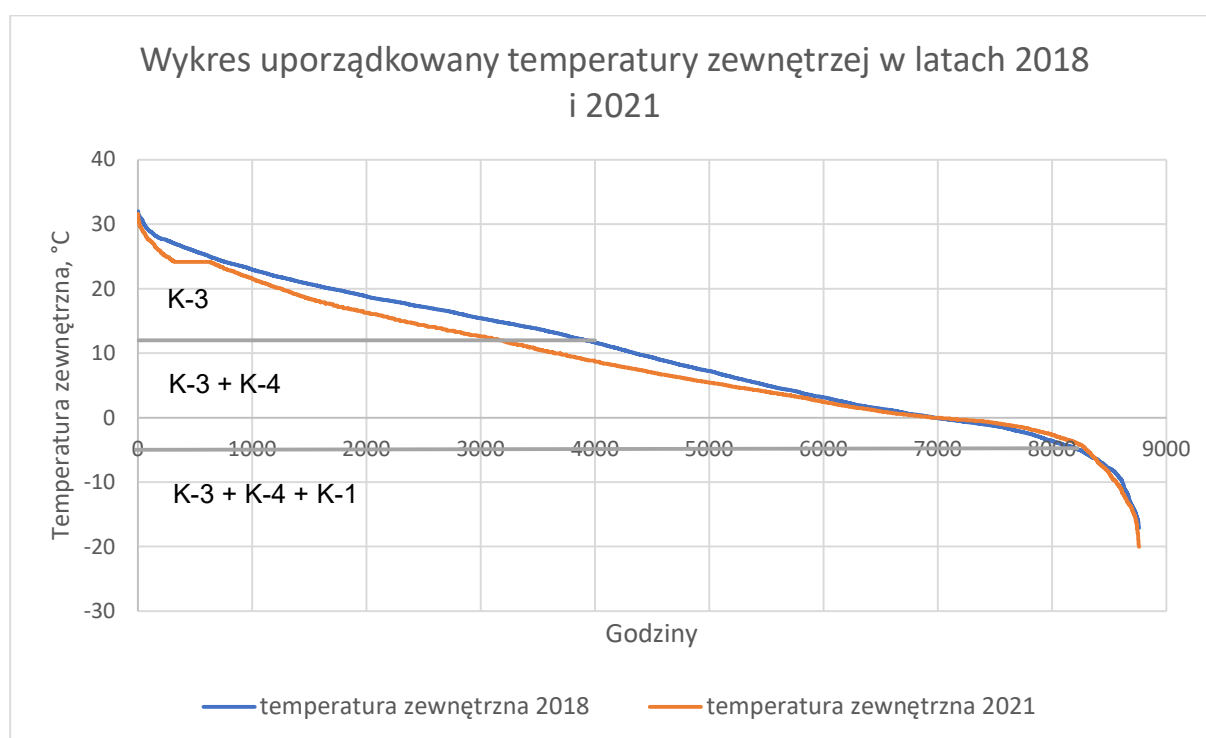
Budynek kotłowni wraz z terenem należącym do PEC Mława ma powierzchnię ok. 0,3554 ha. W planie zagospodarowania przestrzennego Miasta obszar ten przeznaczony jest pod urządzenia zaopatrujące w ciepło.



Rysunek 2 Usytuowanie kotłowni na terenie PEC Mława.

Na terenie Mławy istnieje także 5 kotłowni gazowych, które do połowy roku 2022 są wydierżawione do eksploatacji podmiotowi zewnętrznemu. Kotłownie gazowe nie są przyłączone do analizowanej sieci ciepłowniczej. Ze względu na fakt, iż kotły gazowe w pięciu lokalizacjach (Osiedle Młodych, Napoleońska, Broniewskiego, Narutowicza, Warszawska) zainstalowane były około roku 2000 zasadnym byłaby ocena ich stanu technicznego, rozważenie wymiany źródeł ciepła i włączenia ww. do głównej sieci ciepłowniczej.

Na podstawie raportów dobowych otrzymanych od przedstawiciela przedsiębiorstwa przedstawiony został uporządkowany wykres temperatur dla miasta Mława. Wszystkie dane z raportów godzinowych są danymi z lat 2018 oraz 2021. Analiza przeprowadzona jest na bazie danych z tych dwóch lat, ponieważ dane dla tych dwóch lat są kompletne, a w systemie nie było w międzyczasie zmian zw. ze strukturą produkcji i odbioru ciepła. Dane w raportach godzinowych nie uwzględniają zapotrzebowania własnego źródła ciepła (są to zapotrzebowania na poziomie średnio 28 kWt rocznie).



Wykres 1 Wykres uporządkowany temperatury zewnętrznej.

Podział roku na sezon letni oraz zimowy został określony na podstawie danych dobowych otrzymanych od przedstawiciela przedsiębiorstwa.

- Sezon letni (poza okresem grzewczym) – występuje temperatura zewnętrzna powyżej 12°C,
- Okres grzewczy - występuje temperatura zewnętrzna poniżej 12°C.

Na podstawie powyższego wykresu można określić, że okres grzewczy trwa ok. 4 000 h w roku.

Na powyższym wykresie zostały zaznaczone źródła ciepła, które zostają uruchomione po przekroczeniu konkretnej temperatury zewnętrznej.

Poniższa tabela przedstawia konfigurację pracy źródeł ciepła zainstalowanych w kotłowni zależnych od temperatury zewnętrznej. Tabela ta została stworzona na podstawie raportów dobowych pracy źródła otrzymanych od Przedsiębiorstwa.

Głównym założeniem pracy źródła ciepła było wykorzystanie maksymalnych możliwości produkcyjnych kotłów K-3 oraz K-4, ze względu na to, że urządzenia te zostały zmodernizowane w 2010 roku. Ich sprawność według producenta wynosi ponad 82%. Kocioł K-1 był zbudowany w 1988r. i według danych katalogowych producenta osiąga sprawność 75%, natomiast kocioł K-2, wybudowany w roku 1972r., nie jest używany. Według danych otrzymanych z Przedsiębiorstwa wynika, że osiągnięta średnioroczna sprawność ciepłowni w latach 2019-2020 wynosiła 84,4%.

Tabela 5 Konfiguracja pracy sieci ciepłowniczej i źródeł ciepła w latach 2018 i 2021.

Lp.	Temperatura zewnętrzna	Kocioł K-1	Kocioł K-2	Kocioł K-3	Kocioł K-4
1	Okres letni	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CWU	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CWU
2	+18°C ÷ 12°C	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CWU oraz CO	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CWU oraz CO
3	+12°C ÷ -5°C	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CWU oraz CO	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CWU oraz CO
4	-5°C ÷ -20°C	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CWU oraz CO	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CWU oraz CO	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CWU oraz CO

Kocioł K-2 nie pracuje. Kotły K-3 i K-4 są używane do produkcji ciepła naprzemiennie. Są okresy kiedy na potrzeby sieci pracuje tylko kocioł K-1, zwłaszcza w czasie koniecznych przeglądach kotłów K-3 i K-4, natomiast w większości pracuje on razem z kotłami K-3 lub K-4 jako źródło szczytowe przy temperaturach poniżej -5°C.

Na podstawie raportów dobowych otrzymanych od przedstawiciela Przedsiębiorstwa można wyróżnić okresy pracy kotłów w analizowanych roku 2021 ;

Tabela 6 Konfiguracja pracy urządzeń zainstalowanych w kotłowni w roku 2021.

Lp.	Data	Kocioł K-1	Kocioł K-2	Kocioł K-3	Kocioł K-4
1	01.01.2021 – 14.01.2021	Nie pracuje	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
2	14.01.2021 – 20.01.2021	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
3	28.01.2021- 21.02.2021	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
4	21.02.2021 – 24.02.2021	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
5	25.02.2021- 27.02.2021	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje
6	28.02.2021 – 12.04.2021	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
7	13.04.2021 – 26.04.2021	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje
8	27.04.2021 – 11.05.2021	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
9	11.05.2021 – 07.06.2021	Nie pracuje	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
10	07.06.2021 – 14.06.2021	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje
11	14.06.2021 – 22.06.2021	Nie pracuje	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
12	22.06.2021 – 29.07.2021	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje	Nie pracuje	Nie pracuje
13	29.07.2021 – 21.09.2021	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje
14	21.09.2021 – 06.12.2021	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
15	06.12.2021 – 13.12.2021	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
16	13.12.2021 – 14.12.2021	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
17	14.12.2021 – 15.12.2021	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
18	15.12.2021 – 16.12.2021	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje
19	16.12.2021 – 17.12.2021	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
20	17.12.2021 – 21.12.2021	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
21	21.12.2021 – 30.12.2021	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU
22	30.12.2021 – 31.12.2021	Nie pracuje	Nie pracuje	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU	Pracuje na całą sieć ciepłowniczą na potrzeby CO oraz CWU

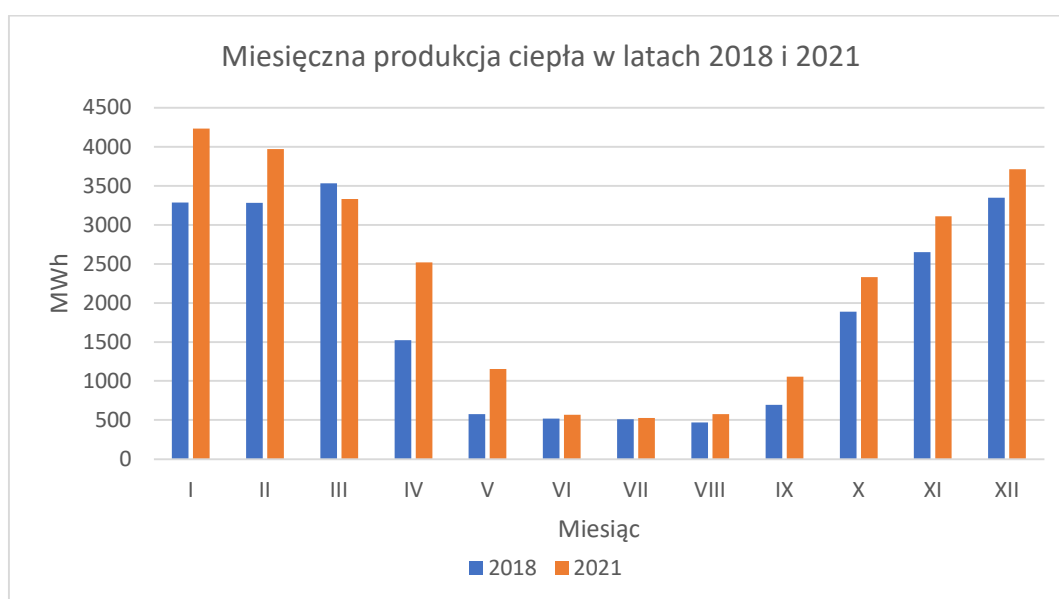
Pracuje się głównie kotłami K-3 i K-4 o najwyższych sprawnościach.

3.3 Analiza parametrów pracy źródła ciepła

Tabela 7 Aktualnie zainstalowane źródło ciepła.

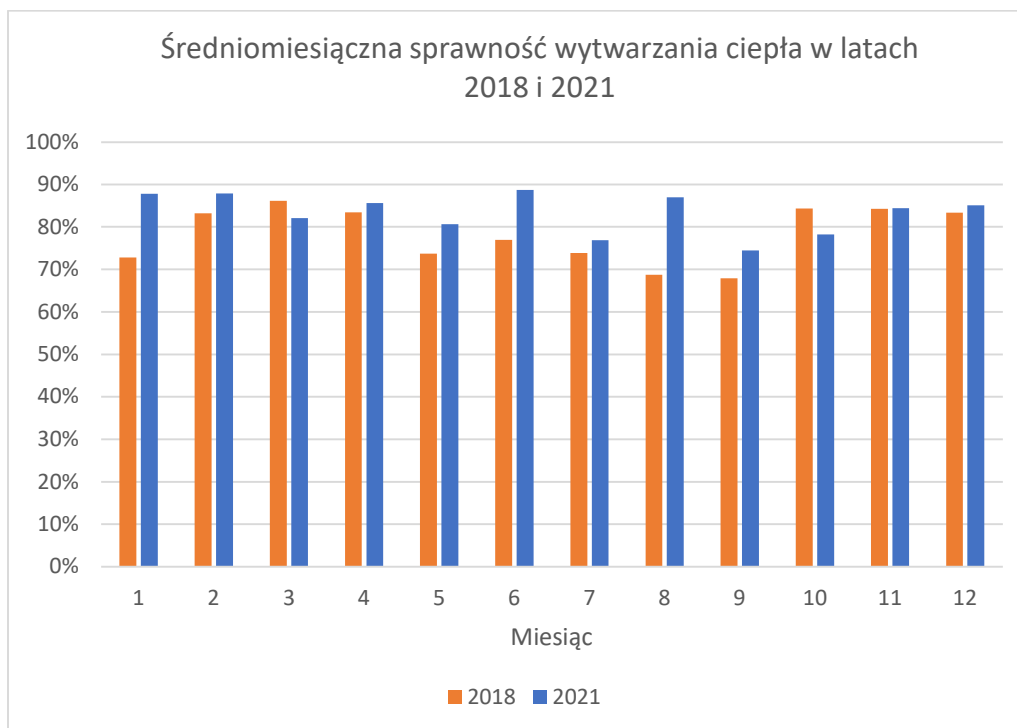
	Kocioł	Moc
K1	WLM4,5/2-M	2,9 MW
K2	WLM2,5/2-M	2,0 MW
K3	WLM3,15/2-M	3,15 MW
K4	WLM3,15/2-M	3,15 MW
Razem		11,2 MW

Poniżej została przedstawiona miesięczna ilość produkcji ciepła w źródle w MWh w latach 2018 i 2021.



Wykres 2 Miesięczna produkcja ciepła w latach 2018 i 2021.

Analizując powyższy wykres obserwujemy zdecydowanie większą produkcję ciepła w okresie styczeń-maj w roku 2021 niż w roku 2018. Wynika to z faktu, że pierwsze pięć miesięcy roku 2021 było bardzo zimnych. W miesiącach styczeń-maj w roku 2021 było ok. 2119 stopniodni, a w roku 2018 tylko ok. 1800, co jest przedstawione na Wykresie 9. Największa procentowa różnica jest widoczna w maju, w którym produkcja ciepła wyniosła prawie dwa razy więcej niż tym samym miesiącu w roku 2018 (w roku 2021 108,76 MWh w roku 2018 3,14 MWh). W okresie letnim produkuje się ciepło głównie na pokrycie zapotrzebowania CWU (średnio ok. 655 MWh/miesiąc).

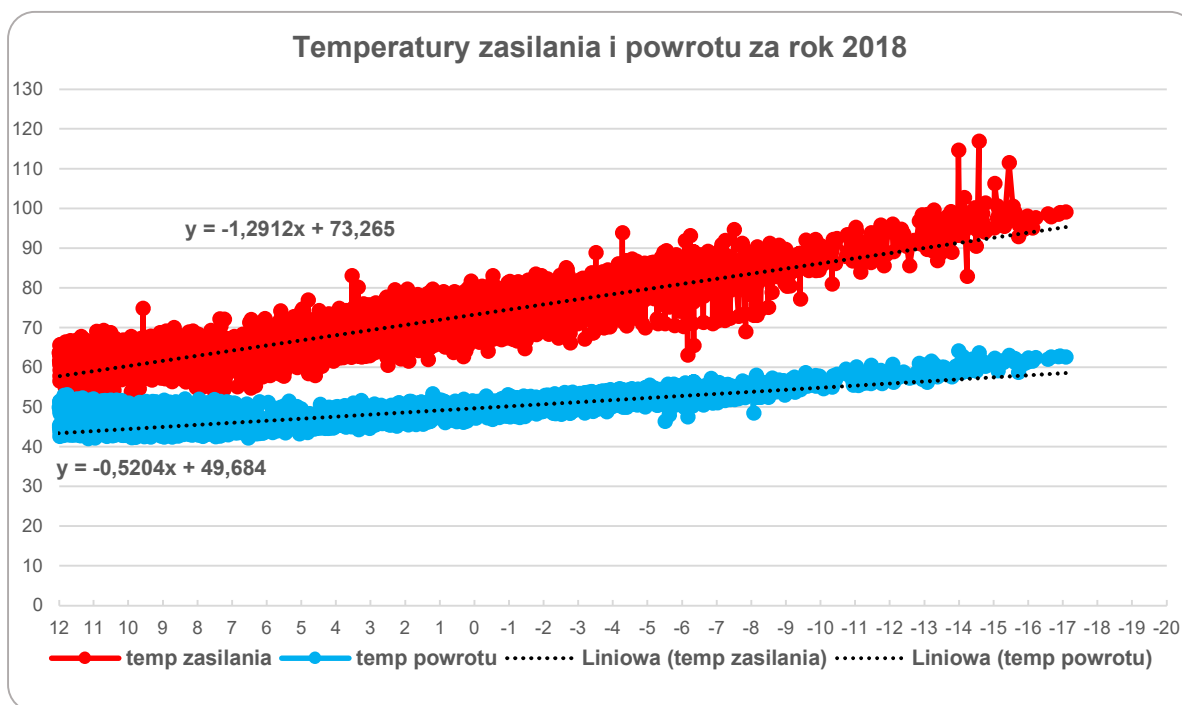


Wykres 3 Średniomiesięczna sprawność wytwarzania ciepła w latach 2018 i 2021.

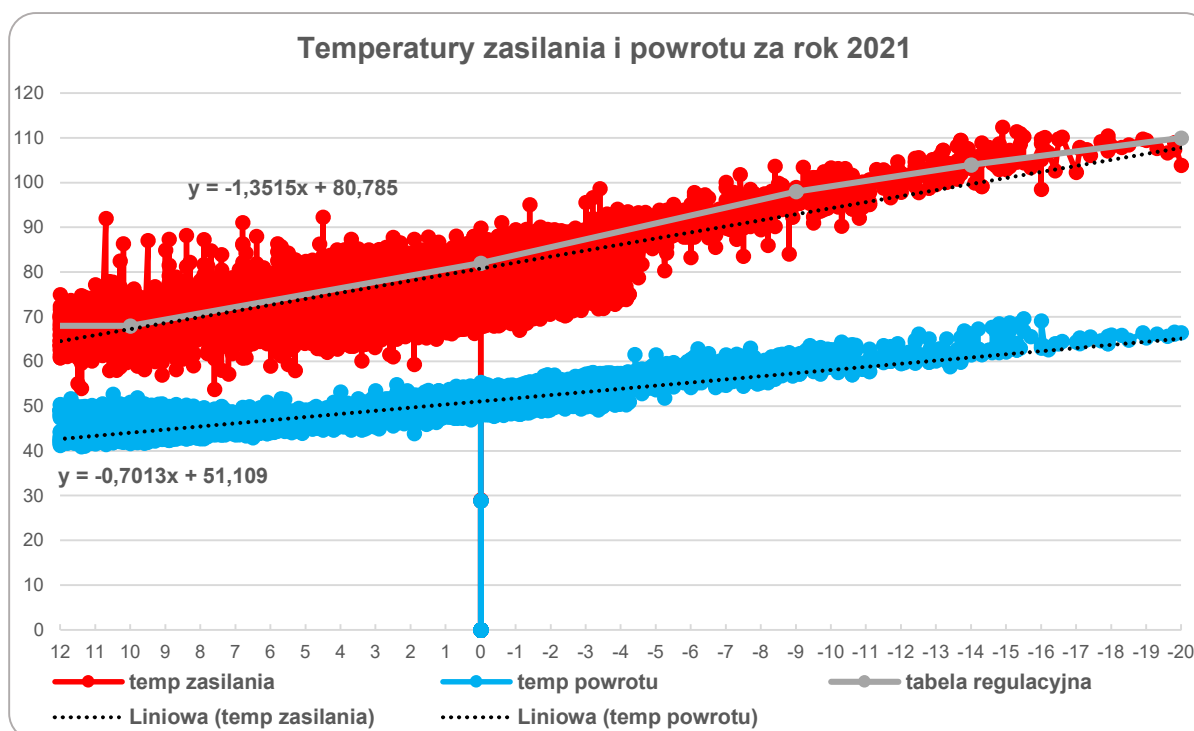
W roku 2021 całoroczna sprawność wytwarzania wyniosła 84,2%, a w roku 2018 wyniosła 80,4%.

Z danych przekazanych przez przedstawiciela PEC Mława dot. średniomiesięcznej sprawności przedstawionych na wykresie powyżej zaobserwować można 4% wzrost sprawności wytwarzania w roku 2021 w stosunku do roku 2018. Widać także, że średnie wartości sprawności produkcji w poszczególnych miesiącach były w większości wyższe w 2021 roku, niż w roku 2018. Największy wzrost sprawności zaobserwowano w miesiącach letnich, szczególnie w czerwcu 2021r. i sierpniu 2021r., w których kotłami wiodącymi były kotły o największej sprawności (K-3 i K-4). Natomiast w lipcu 2021r., gdy kotłem wiodącym był kocioł K-1, średnia sprawność wytwarzania była niższa o około 10% w stosunku do ww. miesięcy. Wynika z tego, że powinno się dążyć do maksymalizacji pracy kotłami K-3 i K-4, natomiast kocioł K-1 powinien być włączany w ostatniej kolejności, w przypadku zaistnienia takiej potrzeby.

3.3.1 Tabela regulacyjna (krzywa grzewcza)



Wykres 4 Rzeczywista krzywa grzewcza w roku 2018.



Wykres 5 Rzeczywista krzywa grzewcza w roku 2021.

Na powyższych wykresach zauważyć można, że krzywe grzewcze z lat 2018 i 2021 różnią się od siebie. Temperatura powrotu jest utrzymywana w obu latach na podobnym poziomie, przez

cały rok (średnio ok. 49°C), co jest zjawiskiem pożądanym i wpisuje się w dobre praktyki dotyczące regulacji parametrów dostarczanych do odbiorców ciepła. Średnie temperatury zasilania w roku 2021, dla których otrzymaliśmy tabelę regulacyjną pokazują, że realizowana krzywa grzewcza pokrywa się z tabelą regulacyjną, co jest działaniem pożądanym. Do sterowania pracą źródła wykorzystuje się system optymalizacji temperatury na wyjściu.

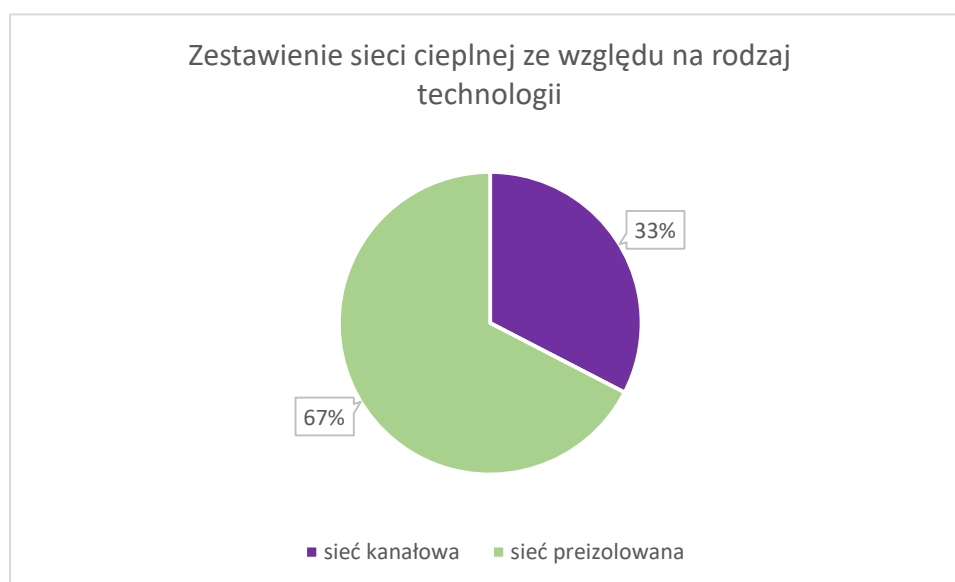
W przypadku zwiększenia potencjału źródła ciepła pod kątem modernizacji z wykorzystaniem źródeł OZE należy obniżyć parametry (temperaturę zasilania do 90°C dla temperatury zewnętrznej -20°C). Dzięki takiemu działaniu, zainstalowane w przyszłości źródła OZE będą mogły pracować efektywnie przez cały sezon grzewczy.

3.4 System ciepłowniczy przedsiębiorstwa

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Mławie jest największym źródłem ciepła na terenie miasta. Zakład jest wyposażony w cztery kotły węglowe, których moc zainstalowana wynosi łącznie 11,2 MW.

Długość sieci ciepłowniczej eksploatowanej (przez Centralną Ciepłownię) na terenie miasta wynosi łącznie ok. 6847 m, w tym:

- 4 308 m sieć wysokoparametrowa preizolowana,
- 2 082 m wysokoparametrowa kanałowa,
- 457 m zewnętrzne instalacje odbiorcze.



Wykres 6 Podział sieci ze względu na rodzaj technologii.

Tabela 8 Roczne straty ciepła na przesyle.

Rok	Średnia temperatura zewnętrzna	Ciepło wyprodukowane	Odbiór ciepła przez klienta	Straty na przesyle	Straty na przesyle
	°C	GJ	GJ	GJ	%
2018	10,1	84 362	74 622,5	9 057,3	14,4%
2021	8,25	101 793	86 183,7	14 737,3	14,6%

Są w systemie ciepłowniczym Mławy odcinki sieci zbudowane na początku lat 70 XX wieku. Oznacza to, że część sieci ma obecnie 40-50 lat i ze względu na swój wiek i stan techniczny może wymagać wymiany. Najstarsze odcinki zlokalizowane są na północ oraz na zachód od ciepłowni. Długość sieci kanałowej, która mogłaby wymagać wymiany to około 1500-2000m (ok. 22-29% całej sieci). Wydaje się być zasadnym poniesienie pewnych nakładów finansowych związanych z modernizacją sieci w celu zmniejszenia strat w całym systemie. Z danych otrzymanych od PEC Mława można wnioskować, że od strony eksploatacyjnej system działa prawidłowo (zmodernizowane kotły K-3 i K-4 łącznie z systemem AKPiA, automatyka pogodowa w węzłach cieplnych). Straty zidentyfikowane na poziomie ok.14,5% są typowe dla wysokoparametrowych systemów ciepłowniczych, w których udział sieci kanałowych jest znaczący. Dla szczegółowego rozeznania w zakresie działania sieci zalecane byłoby zrobienie osobnej analizy wraz ze zbudowaniem modelu hydraulicznego sieci.

3.5 Odbiorcy ciepła

W systemie ciepłowniczym Mławie funkcjonuje ogółem 75 węzłów cieplnych, z tego:

- 5 węzłów grupowych, w tym trzy dwufunkcyjne (CO oraz CWU) oraz dwa jednofunkcyjne (CO), o łącznej mocy zamówionej 1,41 MW

Tabela 9 Zestawienie węzłów grupowych.

Lp.	Adres	Własność węzła	CO, kW	CWU, kW	Razem, kW
1	Sienkiewicza 12, 14	Własny	180,0	0,0	180,0
2	Długa 9, 9a	Własny	146,5	11,0	157,5
3	Plac 3-go Maja 2, Żeromskiego 4	Własny	105,9	0,0	105,9
4	OKM 9, 10, 11, 12	Własny	359,7	43,0	402,7
5	OKM 15, 16, 17, 18, 19, 20	Własny	495,5	72,0	567,5
Razem			1287,6	126	1413,6

- 70 węzłów indywidualnych:
 - Węzły własne o łącznej mocy zamówionej – 7,97 MW
 - Węzły obce o łącznej mocy zamówionej – 0,43 MW

Tabela 10 Zestawienie węzłów indywidualnych.

Lp.	Adres	Własność węzła	Obsługa węzła
Grupa taryfowa CC-10			
1	Powstańców Styczniowych 3b	Administrator	Odbiorca
2	Sienkiewicza 13/14	Administrator	Odbiorca
3	Sienkiewicza 15/13	Administrator	Odbiorca
4	Smolarnia 6	Administrator	Odbiorca
5	Sienkiewicza 27	Administrator	Odbiorca
6	OKM 14	Administrator	Odbiorca
7	Sportowa 23	Administrator	Odbiorca
Grupa taryfowa CC-20			
8	Długa 11	Własny	PEC Mława
9	Grzebskiego 1A	Własny	PEC Mława
10	Grzebskiego 1B	Własny	PEC Mława
11	Hoża 6	Własny	PEC Mława
12	OKM 1	Własny	PEC Mława
13	OKM 13	Własny	PEC Mława
14	OKM 2	Własny	PEC Mława
15	OKM 6	Własny	PEC Mława
16	OKM 7	Własny	PEC Mława
17	OKM 8	Własny	PEC Mława
18	Ordona 14	Własny	PEC Mława
19	Płocka 12	Własny	PEC Mława
20	Płocka 23	Własny	PEC Mława
21	Płocka 25	Własny	PEC Mława
22	Płocka 52	Własny	PEC Mława
23	Płocka 54	Własny	PEC Mława
24	Płocka 56	Własny	PEC Mława
25	Powstańców Styczniowych 1	Własny	PEC Mława
26	Radosna 2	Własny	PEC Mława
27	Reymonta 1	Własny	PEC Mława
28	Sienkiewicza 1/13	Własny	PEC Mława
29	Sienkiewicza 2/13	Własny	PEC Mława
30	Sienkiewicza 3/13	Własny	PEC Mława
31	Sienkiewicza 4/13	Własny	PEC Mława
32	Sienkiewicza 5/13	Własny	PEC Mława
33	Sienkiewicza 7/13	Własny	PEC Mława
34	Sienkiewicza 8/13	Własny	PEC Mława
35	Sienkiewicza 9/13	Własny	PEC Mława
36	Sienkiewicza 10/13	Własny	PEC Mława
37	Sienkiewicza 11/13	Własny	PEC Mława
38	Sienkiewicza 12/13	Własny	PEC Mława
39	Sienkiewicza 13/13	Własny	PEC Mława
40	Spółdzielcza 2	Własny	PEC Mława
41	Warszawska 30	Własny	PEC Mława
42	Zduńska 13	Własny	PEC Mława

Lp.	Adres	Własność węzła	Obsługa węzła
43	Smolarnia 8 (Transmik)	Własny	PEC Mława
44	Smolarnia 10(Transmik)	Własny	PEC Mława
45	Zduńska 20	Własny	PEC Mława
Grupa taryfowa CC-20E			
46	3-go Maja 3A	Własny	PEC Mława
47	3-go Maja 3B	Własny	PEC Mława
48	3-go Maja 5	Własny	PEC Mława
49	Bagno 2	Własny	PEC Mława
50	Grzebskiego 4	Własny	PEC Mława
51	OKM 21, 21A	Własny	PEC Mława
52	OKM 22	Własny	PEC Mława
53	OKM 23	Własny	PEC Mława
54	OKM 24	Własny	PEC Mława
55	OKM 25, 25A	Własny	PEC Mława
56	OKM 26	Własny	PEC Mława
57	OKM 3	Własny	PEC Mława
58	OKM 4	Własny	PEC Mława
59	OKM 5	Własny	PEC Mława
60	Płocka 11/13	Własny	PEC Mława
61	Płocka 5/7	Własny	PEC Mława
62	Płocka 50	Własny	PEC Mława
63	Spichrzowa 4	Własny	PEC Mława
64	Sportowa 1	Własny	PEC Mława
65	Sportowa 25	Własny	PEC Mława
66	Stary Rynek 13	Własny	PEC Mława
67	Stary Rynek 14	Własny	PEC Mława
68	Szewska 1	Własny	PEC Mława
69	Sienkiewicza 24	Własny	PEC Mława
70	Żeromskiego 2A	Własny	PEC Mława

Na podstawie powyższych tabel, węzły ze względu na funkcje możemy podzielić następująco:

Tabela 11 Podział węzłów ze względu na funkcje.

	Ilość	Funkcja
Węzeł jednofunkcyjny	25	CO,
Węzeł dwufunkcyjny	50	CO, CWU
Węzeł tryfunkcyjny	1	CO, CWU, CT

Z ogólnej liczby 75 węzłów ciepłych tylko 7 węzłów ciepłych w grupie taryfowej CC-10 jest obsługiwanych przez właściciela. Pozostałe 68 węzłów ciepłych jest obsługiwanych przez pracowników PEC Mława. Jest to bardzo korzystne z uwagi na możliwość regulacji parametrów w całej sieci ciepłowniczej i optymalizacji jej pracy staraniem samego Przedsiębiorstwa.

Łączna moc zamówiona u odbiorców zasilanych przez PEC Mława jest równa **9,81 MW**, w tym:

- Suma zapotrzebowania CO – 8,59 MW,
- Suma zapotrzebowania CWU – 1,13 MW,
- Suma zapotrzebowania CT – 0,09 MW.

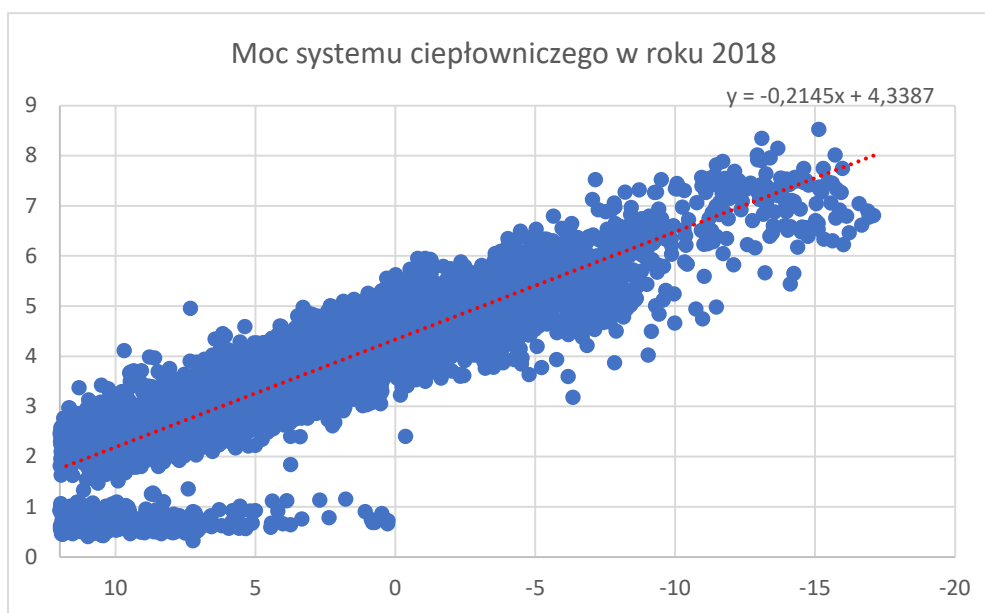
Sieć ciepłownicza dociera do 86 odbiorców. Dziesięciu największych odbiorców przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 12 Największa moc zamówiona – węzły ciepłownicze.

Lp.	Odbiorca	Moc zamówiona
1.	OKM 15,16,17,18,19,20	0,5675 MW
2.	OKM 9, 10,11,12	0,4027 MW
3.	Ordona 14	0,3834 MW
4.	Sportowa 1	0,3620 MW
5.	Sienkiewicza 2/13	0,2909 MW
6.	Sienkiewicza 12/13	0,2719 MW
7.	OKM 8	0,2690 MW
8.	Sienkiewicza 9/13	0,2502 MW
9.	Radosna 2	0,2400 MW
10.	Płocka 12	0,2217 MW

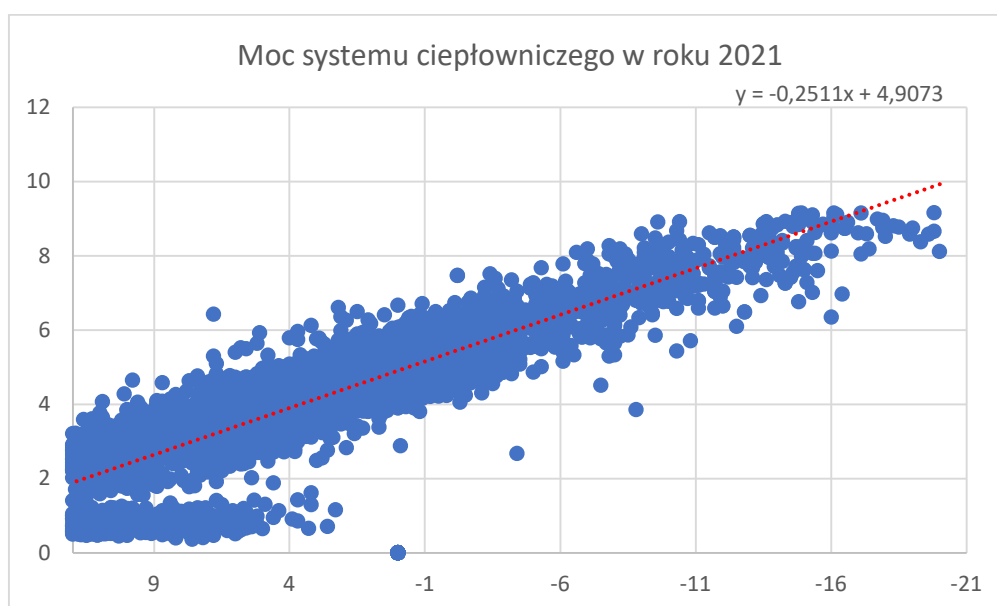
Aktualnie, łączna moc zamówiona przez odbiorców w roku 2021 wynosi 9,81 MWt. Natomiast moc zainstalowanych czterech kotłów wynosi 11,2 MWt. Kocioł K-2 o mocy 2 MWt jest nieeksploatowany i nie jest przewidywana jego praca. Wobec powyższego, rzeczywista moc zdolnych do eksploatacji trzech kotłów wynosi 9,2 MWt i jest mniejsza od łącznej mocy zamówionej przez odbiorców (9,81 MWt).

Powyższą sytuację należy wziąć pod uwagę przy budowie strategii dla PEC Mława i doborze kolejnych źródeł ciepła. Prawidłową wielkość mocy zamówionej jednostek wytwórczych dla Mławy, dla temperatury obliczeniowej -20°C, powinno się określić poprzez budowę modelu hydraulicznego z uwzględnieniem rzeczywiście pobieranej mocy w ubiegłych latach. Moc maksymalna systemu dla roku 2018 wyniosła 8,63 MW, co przedstawiono na poniższym wykresie.



Wykres 7 Moc systemu ciepłowniczego w roku 2018.

$$y = -0,2145x + 4,3387 = -0,2145 * (-20^{\circ}\text{C}) + 4,3387 = 8,63 \text{ MWt}$$



Wykres 8 Moc systemu ciepłowniczego w roku 2021.

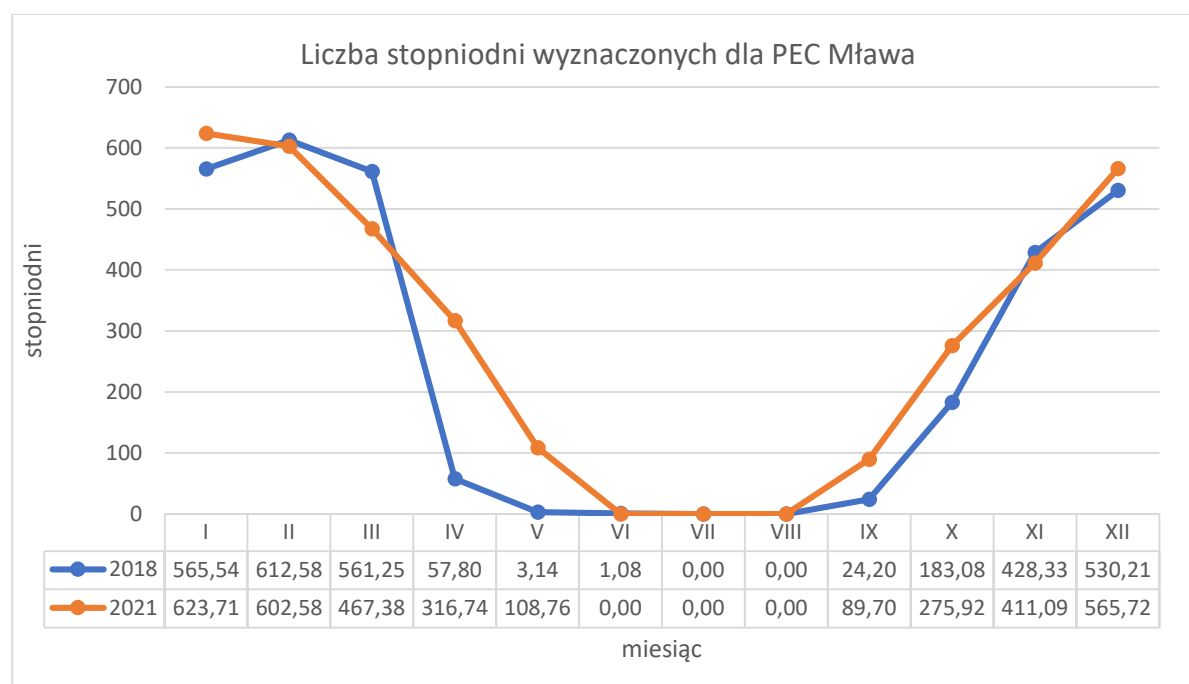
$$y = -0,2511x + 4,9073 = -0,2511 * (-20^{\circ}\text{C}) + 4,9073 = 9,93 \text{ MWt}$$

Z powyższych obliczeń wynika, że dla temperatury obliczeniowej moc maksymalna systemu w roku 2018 wynosiła 8,63 MWt, natomiast w roku 2021, który był wyjątkowo zimny, moc wynosiła 9,93 MWt. Oznacza to, że nawet po trwałym wycofaniu z eksploatacji (wycięciu) kotła K-2, system powinien działać prawidłowo z pozostałymi zainstalowanymi w nim obecnie urządzeniami.

Wszystkie węzły są opomiarowane licznikami ciepła. Starsze węzły są oparte o wymienniki JAD, nowsze węzły posiadają wymienniki płytowe. Węzły należące do Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Mławie są wyposażone w układy automatyki pogodowej (na każdym węźle jest zawór regulacyjny, który w zależności od temperatury zewnętrznej odpowiednio reguluje temperaturę na węźle). Przedsiębiorstwo nie posiada systemu zdalnego nadzoru ani telemetrii.

3.6 Charakterystyka sezonów grzewczych

Koncepcję stopniodni przedstawiono po raz pierwszy w pracy Lt-Gen. Sir Richarda Strachey'aw 1878 roku⁵. Najprościej rzecz ujmując oblicza się stopniodni grzania wtedy, gdy temperatura zewnętrzna powietrza w ciągu całego dnia jest niższa niż założona temperatura bazowa. Dzienną liczbę stopniodni grzania sumuje się w wybranych okresach czasu, np. miesiąca, kwartału, sezonu grzewczego lub roku. Większa liczba stopniodni grzania odpowiada chłodniejszemu przebiegowi pogody, a mniejsza liczba cieplejszemu przebiegowi pogody.



Wykres 9 Liczba stopniodni wyznaczonych dla PEC Mława w latach 2018 i 2021.

Wyznaczenie stopniodni na potrzeby niniejszego opracowania ma na celu poznanie charakterystyki poprzednich okresów grzewczych. Uchwycenie anomalii mogących wystąpić

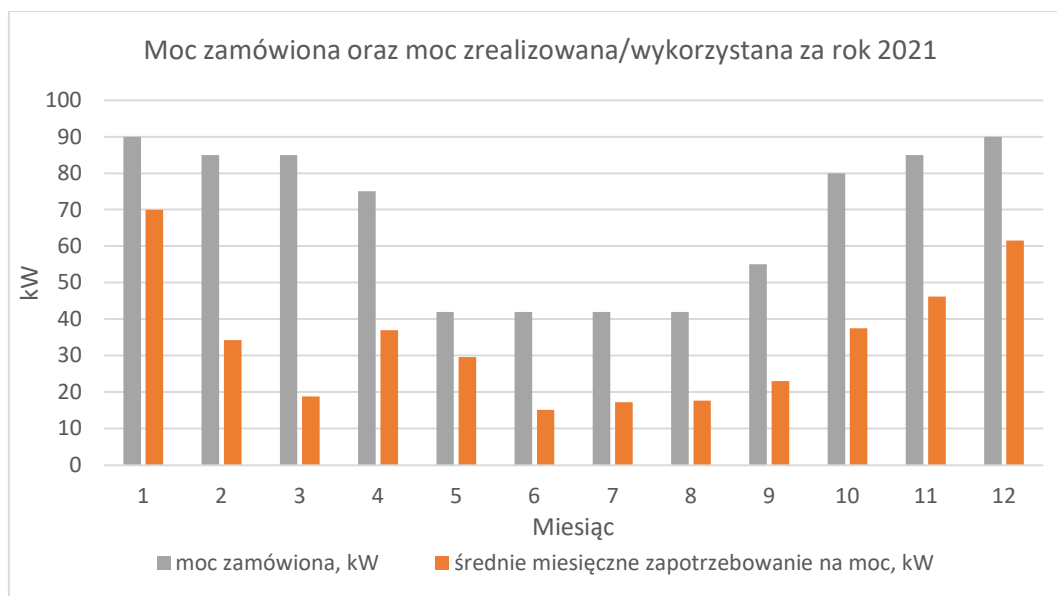
⁵ Degree-days: theory and application TM41:2006. The Chartered Institution of Building Services Engineers 222 Balham High Road, London SW129B

w zużyciu węgla i produkcji ciepła, a także ich uśrednienie w przypadku, gdy analizowany okres (miesiąc, sezon grzewczy) znacząco różnił się od innych okresów grzewczych, ma na celu oparcie się w analizie o powtarzalne dane dla okresów grzewczych możliwie niewrażliwe na wpływ nienormalnych temperatur wybranego miesiąca lub sezonu grzewczego.

Dane przedstawione na powyższym wykresie wskazują na pewne różnice stopniodni w analizowanym okresie dla poszczególnych miesięcy (szczególnie kwiecień i maj) co wynika z tego, że te miesiące były znacznie cieplejsze w roku 2018 niż w roku 2021. Wyznaczone dla badanych lat stopniodni wynoszą odpowiednio: dla roku 2018: **2967 std**, 2021: **3462 std**. W roku 2021 nastąpił wzrost ilości stopniodni o 16,7% w stosunku do roku 2018, co przełożyło się na wzrost sprzedaży ciepła w tym czasie o 15,5%. Należałoby zauważyć że 2021 był rokiem chłodniejszym i sezon grzewczy trwał aż do końca maja, co może wpływać na profil produkcji w analizie. Ze względu na brak kompletnych danych za lata 2019 i 2020 w dalszych analizach będzie wykorzystywany uśredniony profil zapotrzebowania na moc cieplną z lat 2018 i 2021.

3.7 Zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby własne źródła ciepła

Na podstawie informacji oraz danych otrzymanych od przedstawiciela Spółki możliwe jest poznanie profilu zużycia energii elektrycznej oraz mocy zamówionej w Przedsiębiorstwie w roku 2021 (otrzymane dane tylko z 2021r). Średnią miesięczną moc zamówioną i jej wykorzystanie w poszczególnych miesiącach przedstawiono na poniższym wykresie.



Wykres 10 Zapotrzebowanie na moc elektryczną.

Struktura zużycia energii elektrycznej jest proporcjonalna do produkcji ciepła przez PEC Mława. Większe zużycie w miesiącach październik - kwiecień (okres grzewczy) spowodowane jest wykorzystaniem energii elektrycznej na zwiększone potrzeby kotłowni (wentylatory, pompy sieciowe, pompy mieszające, pompy cyrkulacyjne itp.). Zużycie mocy zamówionej w zależności od miesiąca oscyluje pomiędzy 22-78%, co widać w poniższej tabeli. Patrząc na procentowe wykorzystanie mocy zamówionej można wnioskować, że istnieje potencjał do zmniejszenia ilości mocy zamówionej.

Tabela 13 Zapotrzebowanie na moc elektryczną.

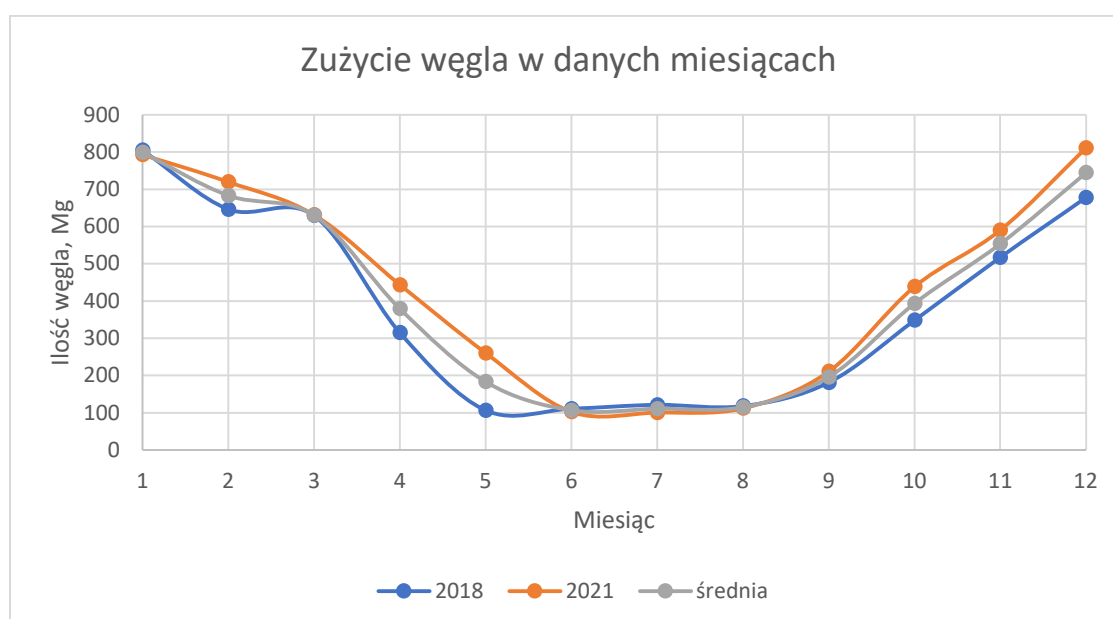
Miesiąc	Moc zamówiona, kW	Średnie miesięczne zapotrzebowanie na moc, kW	Wykorzystanie mocy zamówionej, %
styczeń	90	70	78%
luty	85	34	40%
marzec	85	48	57%
kwiecień	75	37	49%
maj	42	30	70%
czerwiec	42	15	36%
lipiec	42	17	41%
sierpień	42	18	42%
wrzesień	55	23	42%
październik	80	37	47%
listopad	85	46	54%
grudzień	90	62	68%

4 Analiza kosztów zakupu paliw na potrzeby wytwarzania ciepła i zakupu energii elektrycznej na potrzeby własne źródła ciepła

4.1 Aktualne ceny poszczególnych nośników energii

4.1.1 Analiza kosztów zakupu paliw

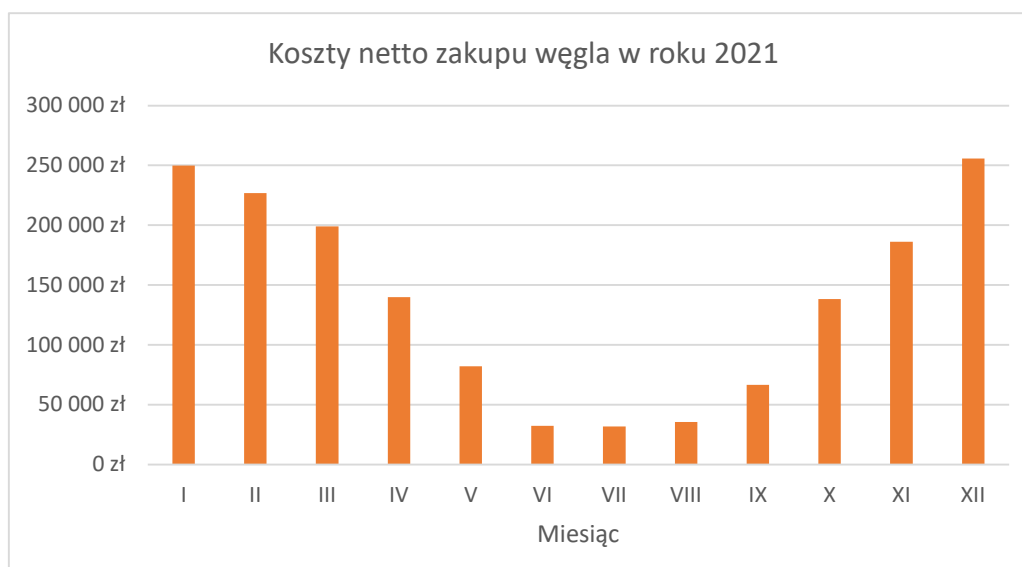
Paliwem zasilającym źródło ciepła jest węgiel kamienny. Poniższy wykres przedstawia średniomiesięczne zużycie węgla w latach 2018 oraz 2021.



Wykres 11 Wykres miesięcznego zużycia węgla w latach 2018 i 2021 oraz średnie zużycie z tych dwóch lat.

Powyższy wykres pokazuje miesięczne zużycie węgla w dwóch analizowanych latach (2018 i 2021) oraz średnie zużycie w tych latach. Na wykresie jest widoczne, że zużycie paliwa w roku 2021 było większe niż w roku 2018. Największe różnice w zużyciu opału występują w miesiącach kwiecień, maj oraz grudzień. Większe zużycie węgla w 2021 roku jest związane z tym, że temperatury zewnętrzne były niższe (większa ilość stopniodni), co związane było z koniecznością zwiększenia produkcji ciepła w celu zapewnienia ogrzewania i ciepłej wody mieszkańcom.

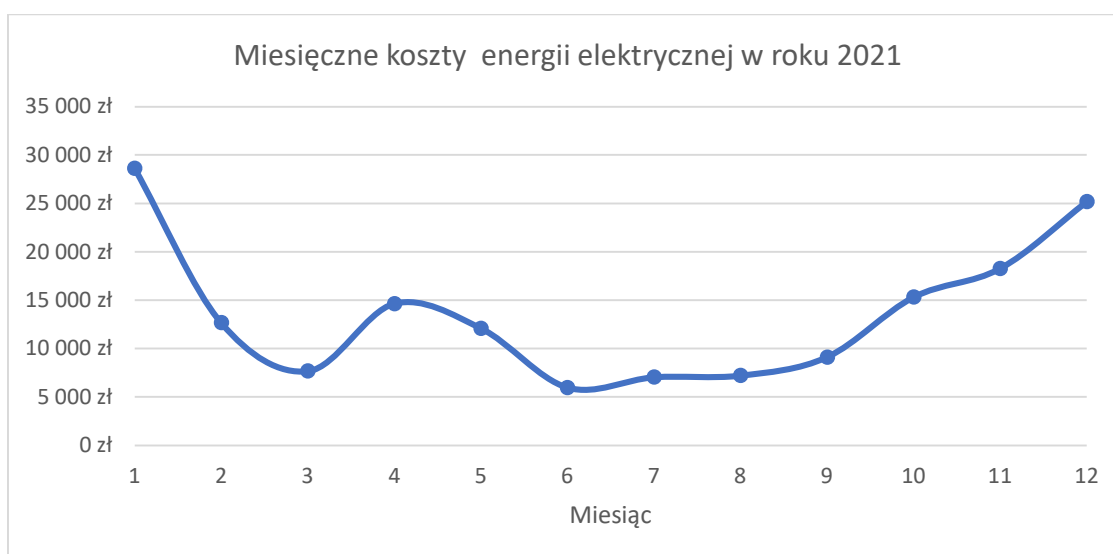
Profil zużycia węgla jest proporcjonalny do zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym. Suma zużycia węgla w 2018 roku wynosiła ok. 4581 Mg, natomiast w roku 2021 ok. 5217 Mg.



Wykres 12 Koszty netto zakupu węgla kamiennego w roku 2021.

4.1.2 Koszt zakupu węgla w roku 2021 został określony przy cenie jednostkowej 315 zł/Mg. Analiza kosztów energii elektrycznej

Poniżej przedstawiono wykres miesięcznych kosztów ponoszonych przez Przedsiębiorstwo na zakup energii elektrycznej.



Wykres 13 Miesięczne koszty energii elektrycznej.

Jeszcze w 2017 roku, 1 MWh energii elektrycznej kosztowała na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) średnio 163,70zł. Dwa lata później średnia cena tej samej ilości energii elektrycznej wyniosła już 245,44zł. W 2018 roku średnia cena 1 MWh na TGE wzrosła o 18,69%, a w 2019 roku o 26,32%.

Jednostkowy koszt zakupu energii elektrycznej w roku 2021, przez PEC Mława wynosił ok. 549,80 zł/MWh. Przedstawiony wyżej dynamiczny wzrost cen energii elektrycznej i jego wpływ na efektywność finansową systemu ciepłowniczego Mławy został przedstawiony w kolejnych rozdziałach niniejszego opracowania

4.2 Prognozowane ceny poszczególnych nośników energii

4.2.1 Prognozowane ceny węgla

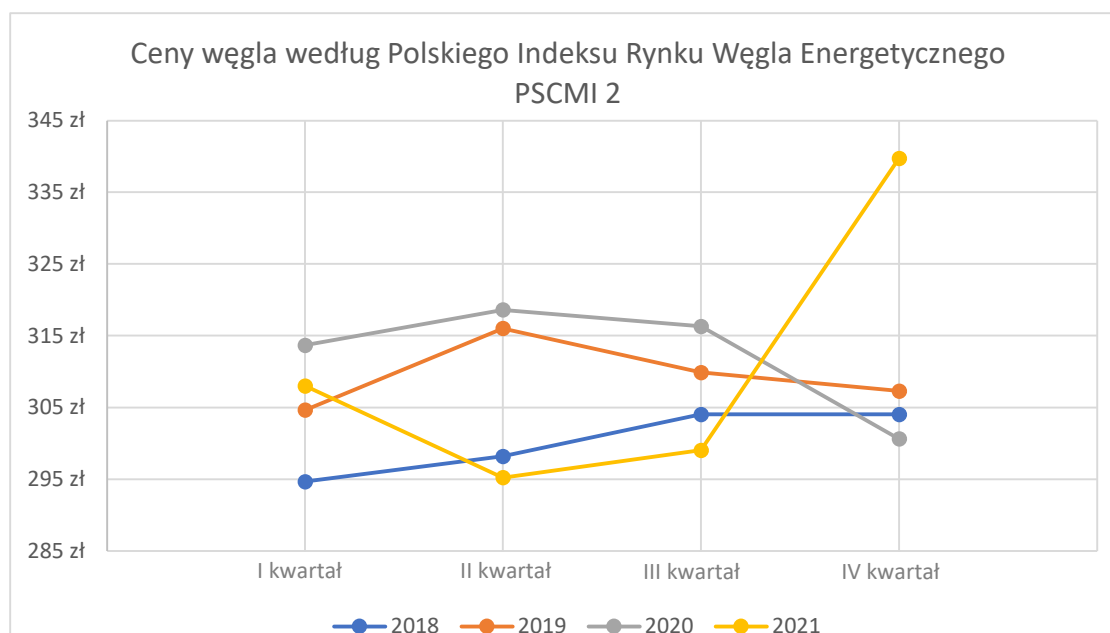
Światowe ceny węgla są na bardzo wysokich poziomach, między innymi dlatego, że konflikty na Ukrainie rodzą obawy o zawirowania na rynku gazu, co przekłada się na dalszy wzrost popytu na węgiel. Na rynkach międzynarodowych ubiegłoroczny grudzień (2021r.) był miesiącem niewielkiego spadku cen węgla energetycznego, które w zachodnioeuropejskich portach ARA (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpia) spadły w odniesieniu do listopada o 9,4 proc., przy spadku miesiąc wcześniej o 36,5 proc. - wciąż jednak ceny były prawie o 112 proc. wyższe niż rok wcześniej.

Indeks PSCMI1 (z ang. Polish Steam Coal Market Index) wyraża ceny węgla dla tzw. energetyki zawodowej i przemysłowej (do produkcji energii elektrycznej), natomiast indeks PSCMI2 - dla ciepłowni przemysłowych i komunalnych (do wytwarzania ciepła).

Poniżej w tabeli przedstawiono zmienność indeksu PSCMI1 i PSCMI2, w okresie październik-grudzień w roku 2021.

Tabela 14 Zmienność indeksów PSCMI1 i PSCMI2 w 2021r.

	PSCMI1		PSCMI2	
	zł/Mg	zł/GJ	zł/Mg	zł/GJ
październik	246,37	-	320,29	-
listopad	237,41	11,02	342,95	13,93
grudzień	253,47	11,68	349,9	14,36



Wykres 14 Ceny węgla dla ciepłownictwa⁶.

Krajowe ceny węgla, podążają w ślad za zmianami cen giełdowych, natomiast ceny u odbiorcy mogą różnić się o inne składowe i uwzględniać inne dodatkowe czynniki.

4.2.2 Prognozowane ceny gazu

Tak drogo za gaz nie płacono w Polsce nigdy dotąd. To efekt ogromnego zapotrzebowania zarówno w Polsce, jak i w Europie Zachodniej spowodowany warunkami pogodowymi i niskim zapelnieniem magazynów gazu Europy Zachodniej oraz zwiększenia zapotrzebowania na gaz w skali całego świata związany z tzw. „odbiciem” gospodarek po okresie pandemii. Dodatkowo nałożyły się na to elementy geopolityczne związane z dostawami gazu z Rosji.

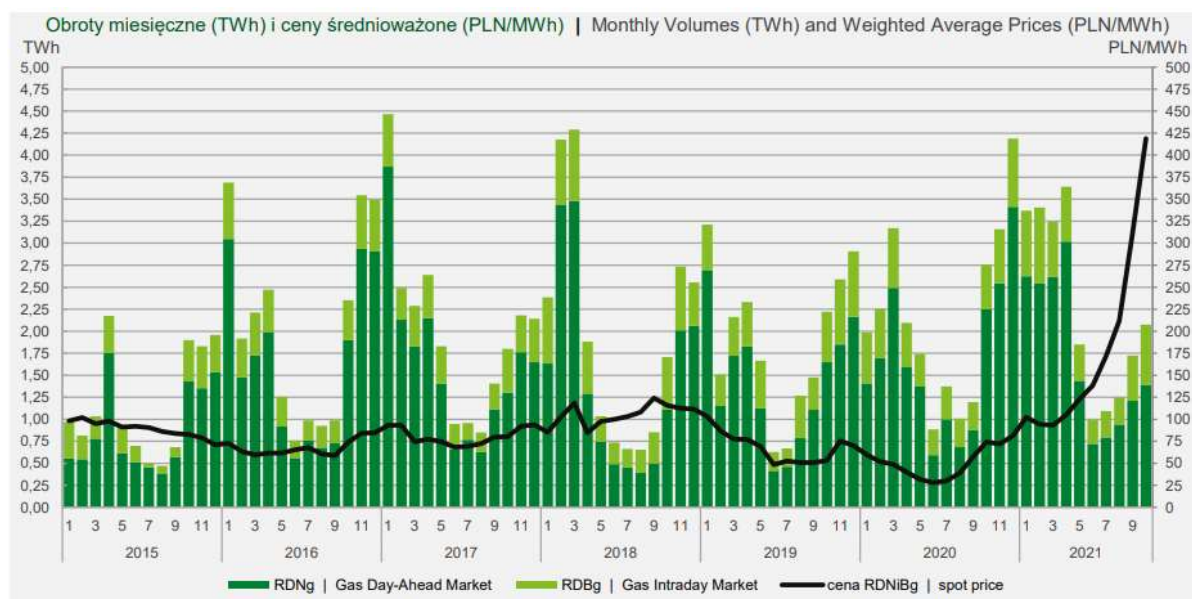
Wysokie zużycie błękitnego paliwa pociągnęło za sobą ceny, które w 2021 roku były kolejne rekordy – np. 22 grudnia 2021r. cena gazu na rynku osiągnęła największą wartość w historii polskiej giełdy – 829 zł/MWh.

Dla porównania najwyższa cena w 2020 roku nieznacznie przekroczyła 80 zł/MWh. W okresie letnim dotychczas gaz kosztował średnio około 70 zł netto za 1MWh, w 2021 roku cena w lecie często przekraczała wartość ok. 120 zł netto za 1MWh.

Weszliśmy w nowy sezon grzewczy. Z nowymi nadziejami oraz nową perspektywą cen na nadchodzący 2022 rok, jednakże prawie pewnym jest, że cena gazu na rok 2022 nie spadnie

⁶ www.tge.pl (dostęp: 15.02.2022r.)

poniżej 205-260 zł netto/MWh (w analizach zrealizowanych na potrzeby niniejszej strategii przyjęto ceny gazu na poziomie 205 i 260 zł netto/MWh średnio w całym roku).



Wykres 15 Obroty miesięczne i ceny średnioważone gazu w latach 2015-2021.⁷

Przyczyny prognozowanych wzrostów na rynku polskim należy upatrywać w trendach na rynkach europejskich, które zmagają się m.in. z koniecznością odbudowania bezpiecznych zapasów tego paliwa w swoich magazynach.

Gaz w Europie, a tym samym w Polsce drożeje, ze względu na duże zapotrzebowanie z powodu rosnącej ilości produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem tego paliwa.

Znamiennym jest również fakt, że obowiązujące dyrektywy niskoemisyjne oraz dot. poprawy jakości powietrza w krajach UE coraz bardziej „zachęcają” do kogeneracji z gazu oraz do zmiany technologii ogrzewania budynków na bardziej ekologiczną – gazową. Niespełnienie wymagań dyrektyw wiąże się z (wciąż rosnącymi) opłatami za emisję CO₂, a w niedalekiej przyszłości brakiem dofinansowań do systemów ciepłowniczych opartych w głównej mierze o produkcję ciepła z węgla.

Ponadto na wzrost cen gazu w Europie mają wpływ także ograniczenie dostaw gazu przez Rosję oraz rosnący popyt na gaz ze strony gospodarek azjatyckich.

^{7 7} www.tge.pl (dostęp: 15.02.2022r.)

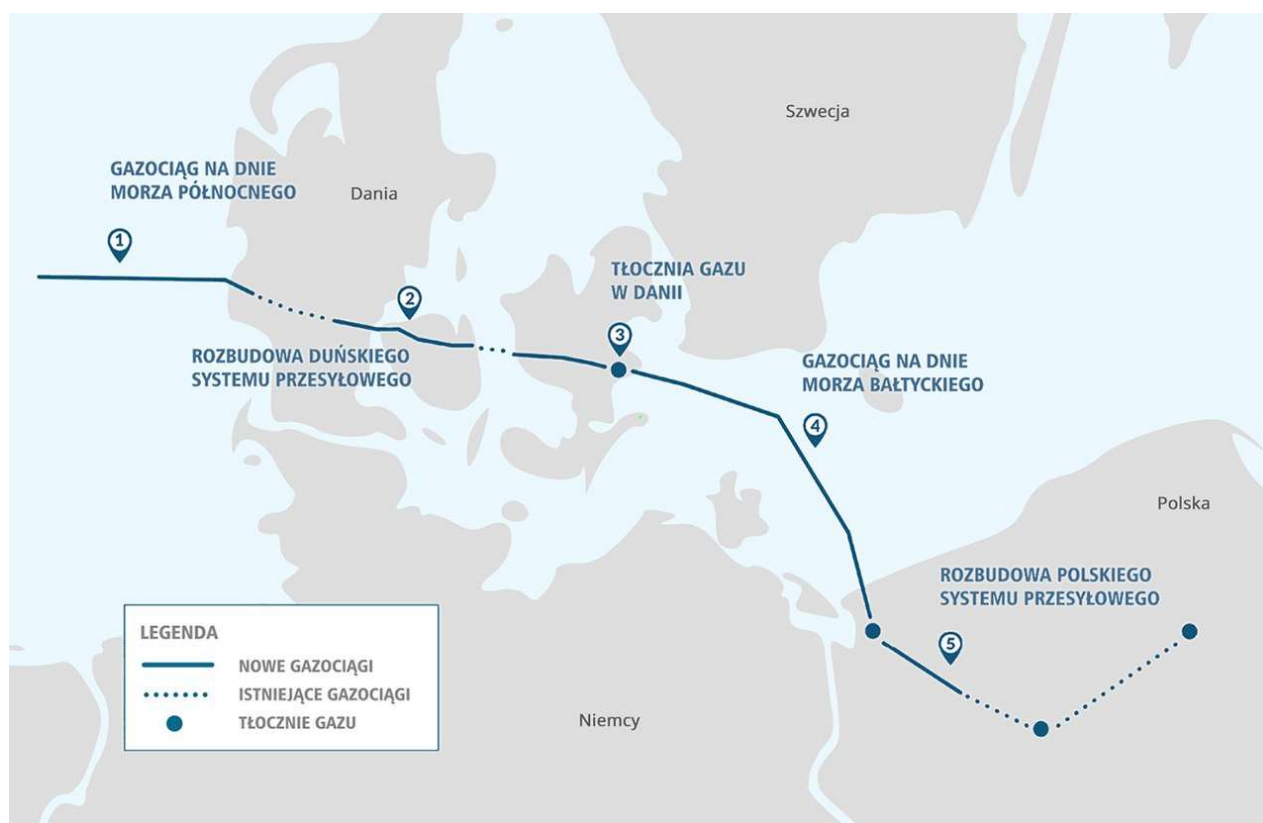
Polska kupuje gaz głównie z Rosji. Na mocy kontraktu Jamalskiego z rosyjskim koncernem Gazprom, który obowiązuje do 2023 roku, gazociągiem jamalskim płynie do Polski większość gazu zużywanego na potrzeby energetyki, ciepłownictwa i przemysłu. Gazociąg ten jest obecnie główną nitką rurociągu dostarczającą gaz do Europy, idącą przez Europę Centralną.



Rysunek 3 Źródła zaopatrzenia krajowego rynku gazu przez PGNiG SA⁸.

Nowym źródłem gazu z kierunku północnego będzie też Baltic Pipe, którego zakończenie budowy przewidziane jest na koniec 2022 roku. Inwestycja ma umożliwić transport gazu z Norwegii na rynki duński i polski, a także do użytkowników końcowych w sąsiednich krajach.

⁸ PGNiG, dane za 2017r.



Rysunek 4 Schematyczna mapa poglądowa Baltic Pipe⁹.

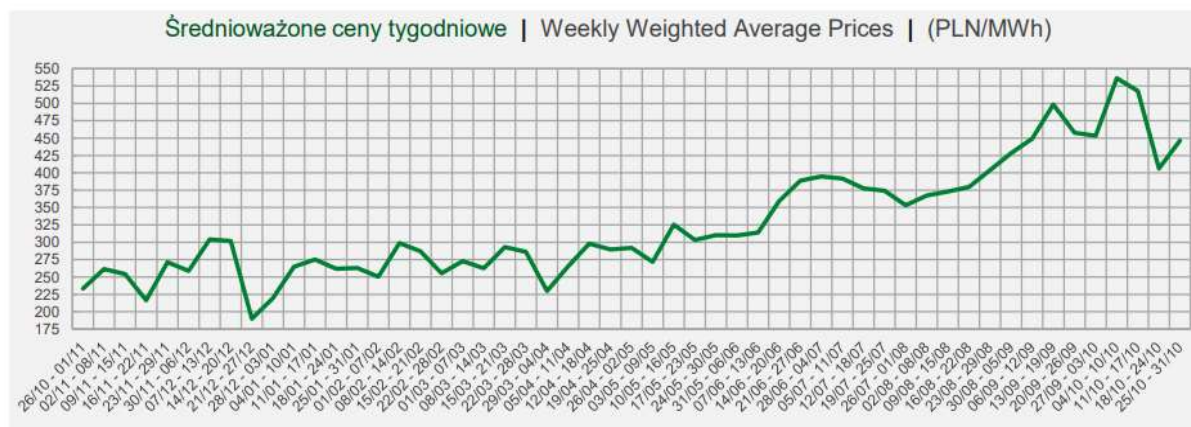
Polska również posiada własne złoża gazu. W 2020 roku w Polsce działały 54 kopalnie gazu ziemnego i ropy naftowej oraz ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych. W 2020 roku PGNiG wydobyla w kraju 3,75 mld metrów sześciennych gazu ziemnego, co stanowi ok. 19 % rocznego zużycia. Planowana przepustowość gazociągu Baltic Pipe to 10 mld metrów sześciennych gazu ziemnego, z czego polska spółka PGNiG zarezerwowała 8,2 mld metrów sześciennych gazu ziemnego rocznie w drodze aukcji. Oznacza to, że Baltic Pipe wraz z krajowym wydobyciem zapewni ok. 60% rocznego zużycia gazu ziemnego w Polsce, co wpłynie korzystnie na stabilność i przewidywalność cen zakupu gazu w Polsce.

4.2.3 Prognozowane ceny energii elektrycznej

Analogicznie do rynku gazu zachowują się w Polsce i w całej Europie ceny energii elektrycznej. W kontraktach na trzeci kwartał 2021r. średnia cena energii elektrycznej w godzinach szczytu osiągnęła 500 zł, natomiast w czwartym kwartale średnie ceny energii elektrycznej doszły do poziomu 530 zł za MWh. Przyczyn upatruje się w coraz wyższych cenach węgla, a także

⁹https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/8/85/Mapa_baltic-pipe-public-domain-PL.jpg/1280px-Mapa_baltic-pipe-public-domain-PL.jpg (dostęp: 15.02.2022r.)

w drożących uprawnieniach do emisji dwutlenku węgla (wzrost z 26 € do 60 € w przeciągu roku).



Wykres 16 Średnioważone ceny energii elektrycznej ¹⁰.

Z najnowszego raportu zawierającego długoterminową prognozę cen hurtowych energii elektrycznej w Polsce, opracowanego przez firmę doradczą Enervis Energy Consultants z Berlina i warszawską kancelarię Solivan, wynika stały trend wzrostu cen hurtowych do końca przyszłej dekady. Dopiero gruntowna zmiana miksu wytwarzania, która nastąpi w połowie lat 20-tych, z przeważającym udziałem niedyspozycyjnych źródeł OZE spłaszczy wzrost cen hurtowych i spowoduje ponowny ich spadek w latach 30-tych, docelowo do poziomu sprzed reformy systemu handlu emisjami ETS.¹¹ Dlatego w oparciu o prognozy specjalistów można spodziewać się cen energii elektrycznej w latach 2021-2025 na poziomie 450-460 zł netto (kontrakty długoterminowe BASE).

Wzrost cen zakupu energii elektrycznej jest niekorzystny dla PEC Mława jako konsumenta energii, jednak w przypadku decyzji o realizacji źródła kogeneracyjnego wzrost cen sprzedaży na rynku hurtowym jest zjawiskiem korzystnym z powodu szansy na większy przychód z tytułu sprzedaży wyprodukowanej en-el i możliwości wykorzystania en-el wyprodukowanej na własne potrzeby do produkcji w pompach ciepła obniżając znacząco koszt zakupu energii elektrycznej.

Na potrzeby analiz przyjęto cenę średniodobową cenę zakupu energii elektrycznej na poziomie 549,8 zł netto/MWh, a cenę sprzedaży 320 zł netto/MWh.

¹⁰¹⁰ www.tge.pl (dostęp: 15.02.2022r.) Ceny nie uwzględniają kosztu zakupu certyfikatów oraz marży sprzedawców.

¹¹ <https://wysokienapiecie.pl/12974-raport-enervis-solivan-staly-wzrost-cen-hurtowych-energii-elektrycznej-konca-przyszlej-dekady/> (15.02.2022r.)

4.3 Taryfa ciepła

Poniżej przedstawiono aktualną taryfę ciepła obowiązującą od dnia 16 listopada 2021r.

Tabela 15 Aktualna taryfa ciepła PEC Mława. Podane ceny są cenami netto.

Grupa odbiorców	Cena za zamówioną moc cieplną		Cena ciepła	Cena nośnika ciepła	Stawka opłaty za usługi przesyłowe			Suma kosztu netto 1 GJ:
					Stała		Zmienna	
	[zł/MW]				[zł/MW]			
	Roczna	Rata miesięczna	[zł/GJ]	[zł/m³]	Roczna	Rata miesięczna	[zł/GJ]	
CC-10	132 281,29	11 023,44	36,16	12,06	20 016,72	1 668,06	6,93	43,09
CC-20					28 533,19	2 377,77	9,60	45,76
CC-20E					30 000,36	2 500,03	10,06	42,22
CC-21					26 329,88	2 194,16	8,91	45,07
CC-21E					50 030,86	4 169,24	16,35	52,51
CC-22E					29 251,97	2 437,66	9,83	45,99

Z powyższej tabeli wynika, że cena aktualna wyprodukowania ciepła wynosi 36,16 zł/GJ. Wartość ta będzie punktem odniesienia w analizie finansowej rekomendowanych wariantów modernizacji systemu ciepłowniczego PEC Mława. Jednym z celów przy budowie strategii jest założenie, że cena ciepła nie rośnie nadmiernie.

Grupa CC –10

Wytwarzanie ciepła w centralnej ciepłowni przy ul. Powstańców Styczniowych 3 w Mławie. Przesyłanie ciepła siecią ciepłowniczą od miejsca wytworzenia do węzła ciepłowniczego eksploatowanego przez odbiorcę.

Grupa CC – 20

Wytwarzanie ciepła w centralnej ciepłowni przy ul. Powstańców Styczniowych 3 w Mławie. Przesyłanie ciepła siecią ciepłowniczą od miejsca wytworzenia do węzła ciepłowniczego. Eksploatacja węzła ciepłowniczego. Dostawca ciepła nie ponosi kosztów energii elektrycznej dostarczanej do węzła.

Grupa CC – 20E

Wytwarzanie ciepła w centralnej ciepłowni przy ul. Powstańców Styczniowych 3 w Mławie. Przesyłanie ciepła siecią ciepłowniczą od miejsca wytworzenia do węzła ciepłowniczego. Eksploatacja węzła ciepłowniczego. Dostawca ciepła ponosi kosztów energii elektrycznej dostarczanej do węzła.

Grupa CC – 21

Wytwarzanie ciepła w centralnej ciepłowni przy ul. Powstańców Styczniowych 3 w Mławie. Przesyłanie ciepła siecią ciepłowniczą od miejsca wytworzenia do grupowego węzła ciepłowniczego. Eksploatacja grupowego węzła ciepłowniczego. Dostawca ciepła nie ponosi kosztów energii elektrycznej dostarczanej do węzła.

Grupa CC – 21 E

Wytwarzanie ciepła w centralnej ciepłowni przy ul. Powstańców Styczniowych 3 w Mławie. Przesyłanie ciepła siecią ciepłowniczą od miejsca wytworzenia do grupowego węzła ciepłowniczego. Eksploatacja grupowego węzła ciepłowniczego. Dostawca ciepła ponosi koszty energii elektrycznej dostarczanej do węzła.

Grupa CC – 22 E

Wytwarzanie ciepła w centralnej ciepłowni przy ul. Powstańców Styczniowych 3 w Mławie. Przesyłanie ciepła siecią ciepłowniczą od miejsca wytworzenia do grupowego węzła ciepłowniczego. Eksploatacja grupowego węzła ciepłowniczego. Przygotowanie ciepłej wody użytkowej w węźle grupowym. Eksplantacja zewnętrznej instalacji odbiorczej centralnego ogrzewania. Dostawca ciepła ponosi koszty energii elektrycznej dostarczanej do węzła.

5 Analiza otoczenia polityczno-prawnego oraz identyfikacja wymagań.

Genezy pomysłu na działania zmierzające do poprawy efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych należy upatrywać w prawodawstwie Unii Europejskiej, w szczególności w Dyrektywie 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej¹² (...).

Już na wstępie do Dyrektywy, wspomina się o roli ciepła sieciowego:

„Wysokosprawna kogeneracja oraz stosowanie systemów ciepłowniczych i chłodniczych mają znaczny potencjał w zakresie oszczędności energii pierwotnej, który jest w Unii w dużym stopniu niewykorzystywany”.

Przepisy zawarte w Dyrektywie miały służyć osiągnięciu ogólnego celu w zakresie efektywności energetycznej, zakładającego obniżenie o 20 % zużycia energii pierwotnej w Unii do roku 2020, a także przyczynić się do osiągnięcia celów przedstawionych w planie działania prowadzącym do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050r.

W europejskim programie polityki klimatyczno – energetycznej do roku 2020 kolejnym zamierzeniem był wzrost efektywności energetycznej¹³, ale główne cele polityki na lata 2020–2030 także wskazują na konieczność dalszej poprawy efektywności o 27% (w porównaniu do obecnych przewidywań na rok 2030) na szczeblu ogólnoeuropejskim¹⁴.

Stworzenie warunków do rozwoju „efektywnych systemów ciepłowniczych (chłodniczych)”, jest najlepszym narzędziem dla realizowania postawionych w UE celów poprawy efektywności energetycznej i tym samym jest jednym z najlepszych sposobów sprostania wyzwaniom rosnącego uzależnienia od importu energii, ograniczonych zasobów energetycznych, a także ograniczenia wpływania na zmiany klimatu.

Aby móc lepiej wykorzystać możliwości ciepła sieciowego, w Dyrektywie wprowadzono obligatoryjny zapis o sporządzaniu kompleksowej oceny potencjału zastosowania

¹² „DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE”. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:315:0001:0056:PL:PDF> [data dostępu: 14.05.2015].

¹³ KUŁAGA A., *Polityka klimatyczno - energetyczna Unii Europejskiej*, Przegląd Europejski, 2014, Vol. 32, No. 2.

¹⁴ Ministerstwo Gospodarki, *Cele polityki energetyczno-klimatycznej UE przyjęte*, wiadomości online: www.mg.gov.pl, 24.05.2018

„efektywnych systemów ciepłowniczych” do dnia 31 grudnia 2015 roku, który na żądanie Komisji Europejskiej aktualizuje się co pięć lat.

Ocena taka musi obejmować poszczególne zagadnienia zawarte w Załączniku VIII do Dyrektywy i być sporządzana przez Ministerstwo Gospodarki. Zadanie to jest również postawione władzom lokalnych jednostek terytorialnych (zazwyczaj gmin), których to ocena powinna być obligatoryjnym punktem projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Kolejnym podmiotem obligowanym przez Dyrektywę do sporządzania omawianej oceny, jest każde przedsiębiorstwo energetyczne, zajmujące się wytwarzaniem, przesyłaniem lub dystrybucją ciepła. Obowiązek, w tym wypadku, dotyczy sporządzania analizy kosztów i korzyści przy budowie lub modernizacji jednostki wytwórczej. Oprócz podstawowych informacji i danych, jak np. zapotrzebowanie na ciepło czy prognoza zmian tego zapotrzebowania, znaczna część wymaganych danych w takim dokumencie odnosi się do systemów ciepłowniczych.

Jeśli w wyniku oceny zostanie zidentyfikowany potencjał stosowania efektywnych systemów ciepłowniczych, w którym spodziewane przychody przewyższają koszty takowego przedsięwzięcia to wg zapisów Dyrektywy, państwo powinno podjąć działania na rzecz budowy lub rozwoju infrastruktury i systemu ciepłowniczego. W ocenie zwraca się także szczególną uwagę na wyróżnienie obszarów miejskich o wskaźniku intensywności zabudowy wynoszącym co najmniej 0,3 oraz obszarów przemysłowych. Przewiduje się, że owe obszary będą wykazywać warunki sprzyjające rozwojowi systemu ciepła sieciowego.

5.1 Efektywny system ciepłowniczy i jego definicja

To właśnie w rzeczowej Dyrektywie, w art. 2 pkt 41 definiowane jest pojęcie:

„efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy” oznacza system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się:

- *w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych,*
- *lub w co najmniej 50 % ciepło odpadowe,*
- *lub w co najmniej 75 % ciepło pochodzące z kogeneracji,*
- *lub w co najmniej 50 % wykorzystuje się połączenie takiej energii i ciepła”;¹⁵*

¹⁵ Niniejsza definicja została zaktualizowana w ramach Fit For 55.

Definicja ta, przeniesiona także na grunt przepisów krajowych, zapisana w par. 7b ust. 4 Prawa energetycznego¹⁶ stanowi punkt wyjścia do dalszych analiz otoczenia prawnego dla strategii dojścia do efektywnego systemu ciepłowniczego dla przedsiębiorstwa PEC Mława.

Dodatkowo także na potrzeby niniejszego opracowania należy uściślić czym z formalnego punktu widzenia jest "system ciepłowniczy". Definicję tego terminu odnajdziemy w Rozporządzeniu¹⁷ w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (rozdział 1 par. 2 ust. 21) jako:

„system ciepłowniczy to sieć ciepłownicza oraz współpracujące z tą siecią urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania lub odbioru ciepła.”

Definicja efektywnego systemu ciepłowniczego (lub chłodniczego) odnosi się do wiedzy w odniesieniu do udziału poszczególnych sposobów wytwarzania ciepła na potrzeby systemu ciepłowniczego w ogólnej ilości ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej. Wskazówkę metodyczną, jak to określić, znajdziemy w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki¹⁸ w sprawie metod obliczania oszczędności energii.

W procedurze określania paramentów efektywności kluczowy jest „Załącznik nr 4” tego rozporządzenia, zatytułowany: „Sposób wyznaczania procentowego udziału ciepła wytworzonego w odnawialnych źródłach energii, ciepła użytkowego w kogeneracji lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych oraz wskaźników nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej”. W punkcie 1.1 znajdziemy dosyć skomplikowany wzór do ustalenia procentowego udziału ciepła uzyskiwanego z różnych form i źródeł energii w systemie ciepłowniczym:

$$\alpha_{DH} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{i,kogen} + \sum_{i=1}^n Q_{i,OZE} + \sum_{i=1}^n Q_{i,odp}}{\sum_{i=1}^n Q_{i,dsc}} \cdot 100\%$$

Równanie 1 Wzór na ustalenie procentowego udziału ciepła uzyskiwanego z różnych form i źródeł energii w systemie ciepłowniczym.

¹⁶ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne [Dz.U. 2018 poz. 755]

¹⁷ Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 roku w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych

¹⁸ Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej, wzoru karty audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii

$Q_{i,kogen}$ – ilość ciepła użytkowego w kogeneracji dostarczonego w ciągu roku kalendarzowego ze źródeł ciepła do danej sieci ciepłowniczej, z wyjątkiem odnawialnych źródeł energii, GJ/a,

$Q_{i,ozE}$ – ilość ciepła z odnawialnych źródeł energii dostarczonego w ciągu roku kalendarzowego do danej sieci ciepłowniczej, GJ/a,

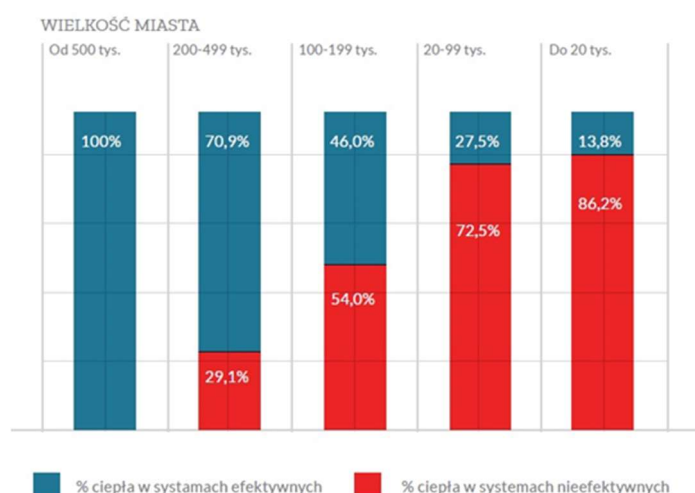
$Q_{i,odp}$ – ilość ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych dostarczonego w ciągu roku kalendarzowego do danej sieci ciepłowniczej, GJ/a,

$Q_{i,dsc}$ – ilość ciepła dostarczonego w ciągu roku kalendarzowego do danej sieci ciepłowniczej ze wszystkich źródeł, GJ/a,

n – liczba źródeł ciepła dostarczających do danej sieci ciepłowniczej odpowiednio ciepło użytkowe w kogeneracji, ciepło z odnawialnych źródeł energii lub ciepło odpadowe z instalacji przemysłowych.

5.2 Efektywne systemy ciepłownicze w Polsce

Z wytwarzanego w Polsce strumienia ciepła, szacowanego na 1050 PJ, aż 62%¹⁹ jest wprowadzane do systemów efektywnych, co należy uznać za dobry wynik.



Rysunek 5 Udział ciepła dostarczonego z systemów efektywnych.

Na podstawie danych z 2015 roku tylko 12,5% ze wszystkich systemów ciepłowniczych w kraju posiada status systemów efektywnych (w roku 2020 ok. 20% systemów ciepłowniczych w kraju jest w grupie systemów efektywnych). Liczby te wskazują, że polskie ciepłownictwo ma dwa oblicza. Pierwsze to duże, efektywne systemy w największych miastach oparte na kogeneracji, w których 100% ciepła jest objęte systemami efektywnymi. Drugie to średnie i małe systemy,

¹⁹ Opracowanie „Transformacja ciepłownictwa 2030. Małe systemy ciepłownicze”, J. Rączka, Forum Energii, Listopad 2017

które często są nieefektywne i w większości funkcjonują w miejscowościach poniżej 100 tys. mieszkańców. Na przeciwnym biegunie znajdują się małe miejscowości do 20 tys. mieszkańców, w których zaledwie 14% ciepła może posiadać status ciepła efektywnego.

Duża liczba systemów nieefektywnych i ich rozdrobnienie jest dodatkowym wyzwaniem w procesie modernizacji ciepłownictwa.

Wielkość miasta:	Od 500 tys.	200-499 tys.	100-199 tys.	20-99 tys.	Do 20 tys.	Razem
Liczba systemów efektywnych	6	8	8	28	16	66
Liczba systemów nieefektywnych	7	25	35	187	209	463
Łączna liczba systemów ciepłowniczych	13	33	43	215	225	529

Rysunek 7 Liczba systemów efektywnych i nieefektywnych w 2016. Tabela opisuje systemy ciepłownicze, korzystające ze źródeł minimum 1 MW, które wprowadzają ciepło do sieci.



Rysunek 6 Efektywne systemy ciepłownicze w Polsce. Dane za rok 2015.

Duża liczba drobnych systemów, które wymagają głębokiej przebudowy, utrudnia proces modernizacji zaopatrzenia kraju w ciepło, ponieważ każdy z tych systemów wymaga indywidualnego podejścia. Dwa wyzwania stoją przed źródłami ciepła o mocy 1-50 MW, które są częścią systemów nieefektywnych: muszą także spełnić standardy emisyjne dyrektywy o

średnich obiektach spalania (tzw. MCP), a w przypadku jednostek powyżej 20 MW – ponieść koszty zakupu uprawnień do emisji CO².

5.3 Korzyści i szanse będące następstwem uzyskania statutu efektywnego systemu ciepłowniczego

Wypełnienie wymagań zawartych w Dyrektywie i utworzenie efektywnego systemu ciepłowniczego niesie trzy podstawowe i wymierne korzyści:

1. Z pomocy publicznej mogą korzystać tylko i wyłącznie podmioty wypełniające wymagania Dyrektywy²⁰, czyli jedynie efektywne systemy ciepłownicze. Posiadanie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego stało się kluczowe dla stworzenia mechanizmów pomocowych dla sektora ciepłowniczego w ramach nowej perspektywy finansowej.
2. Art. 7b Ust. 1 Prawa energetycznego jednoznacznie wskazuje na konieczność przyłączenia obiektów o mocy szczytowej powyżej 50 kW do efektywnego systemu ciepłowniczego:

„Podmiot posiadający tytuł prawny do korzystania z obiektu, który nie jest przyłączony do sieci ciepłowniczej lub wyposażony w indywidualne źródło ciepła oraz w którym przewidywana szczytowa moc cieplna instalacji i urządzeń do ogrzewania tego obiektu wynosi nie mniej niż 50 kW, zlokalizowanego na terenie, na którym istnieją techniczne warunki dostarczania ciepła z efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, zapewnia efektywne energetycznie wykorzystanie lokalnych zasobów paliw i energii przez:

1. *wyposażenie obiektu w indywidualną instalację odnawialnego źródła ciepła, źródło ciepła użytkowego w kogeneracji lub źródło ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych albo*
2. *przyłączenie obiektu do sieci ciepłowniczej – chyba że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła odmówiło wydania warunków przyłączenia do sieci albo dostarczanie ciepła do tego obiektu z sieci ciepłowniczej lub z indywidualnej instalacji odnawialnego źródła ciepła, źródła ciepła użytkowego w kogeneracji lub źródła ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych zapewnia mniejszą efektywność energetyczną aniżeli z innego indywidualnego źródła ciepła, które może być wykorzystane do dostarczania ciepła do tego obiektu.*

2 Obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, nie stosuje się, jeżeli ceny ciepła stosowane przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła i dostarczające ciepło do sieci,

²⁰ DYREKTYWA PE I RADY 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej

o której mowa w ust. 1, są równe lub wyższe od obowiązującej średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c, dla źródła ciepła zużywającego tego samego rodzaju paliwo.”

Nowe podejście do spraw jakości energetycznej obiektów budowlanych będące następstwem Ustawy o charakterystyce energetycznej budynków²¹ oraz Rozporządzenia o warunkach technicznych jakim powinny podlegać budynki²² wymusiło realną zmianę podejścia do charakterystyki energetycznej budynku. Ustanowiono nowe kryteria oceny budynków oraz wyznaczono konieczne do wypełnienia minimalne wymogi energetyczne. I w ten sposób efektywny system ciepłowniczy ma dla charakterystyki energetycznej budynków istotne znaczenie według prostej zasady: im bardziej efektywny tym łatwiej budynkom spełnić wymagania energetyczne z uwagi na korzystny przelicznik w_i ²³ z energii końcowej E_k na energię pierwotną E_p . W przypadku braku danych do wyznaczenia wykonujący charakterystykę przyjmuje standardowe wartości tj. miejscowe wytwarzanie energii

z wykorzystaniem gazu ziemnego: 1,1. Zauważyć należy, że dostarczanie ciepła z systemu ciepłowniczego, gdzie ciepło pochodzi z kogeneracji gazowej to wskaźnikowo w_i 0,80, ale przedsiębiorstwo może na podstawie opisanych reguł wyznaczyć wartości współczynnik w_i odzwierciedlający stan rzeczywisty, który może przyjmować wartości jeszcze korzystniejsze.

²¹ Ustawa z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków [Dz.U. 2014 poz. 1200]

²² Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 5 lipca 2013 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [Dz.U. 2013 poz. 926]

²³ Wyznaczanie tego wskaźnika odbywa się na podstawie metodologii opisanej w Załączniku nr 4 do Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 5 października 2017 roku w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii

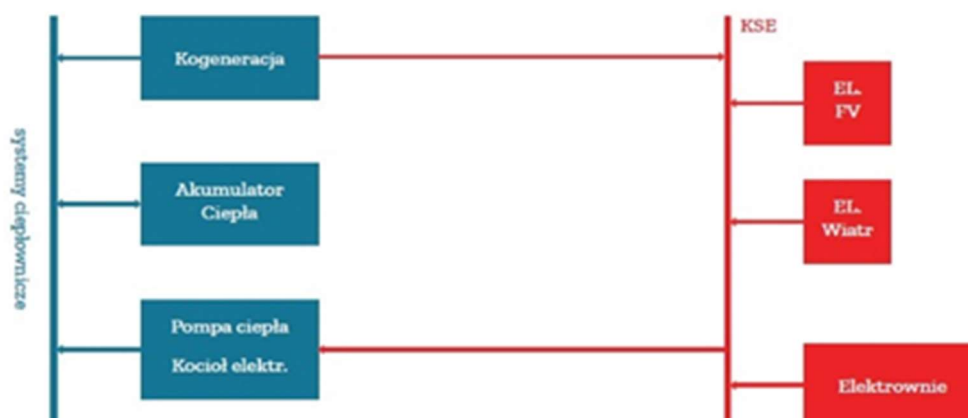
Sposób zasilania budynku lub części budynku w energię	Rodzaj nośnika energii lub energii	W _i
Miejscowe wytwarzanie energii w budynku	Olej opałowy	1,1
	Gaz ziemny	
	Gaz płynny	
	Węgiel kamienny	
	Węgiel brunatny	
	Energia słoneczna	0
	Energia wiatrowa	
	Energia geotermalna	
	Biomasa	0,2
	Biogaz	0,5
Ciepło sieciowe z kogeneracji	Węgiel kamienny lub	0,8
	Biomasa, biogaz	0,15
Ciepło sieciowe z ciepłowni	Węgiel kamienny	1,3
	Gaz lub olej opałowy	1,2
Sieć elektroenergetyczna systemowa	Energia elektryczna	3
Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27.02.2015 r. w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej (Dz.U. z 2015 r. poz. 376).		

Rysunek 8 Wpływ struktury produkcji ciepła na wartość wskaźnika w_i (w_p).

Oprócz wymienionych uprzednio korzyści wskazać należy także szanse będące następstwem realizacji działań prowadzących do uzyskania omawianego statusu:

1. Instalacja w systemie nowych źródeł wytwórczych będzie realizowana ze świadomością nowych wymagań środowiskowych zawartych w Dyrektywie MCP oraz wynikającego z niej Rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.
2. Systemy ciepłownicze posiadają ważną cechę, jaką jest zdolność magazynowania energii. Ta właściwość może być spożytkowana zarówno w celu optymalizacji parametrów operacyjnych samego przedsiębiorstwa, ale również w celu poprawy chwilowych bilansów mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Zdolność do gromadzenia energii może być wzmocniona poprzez budowę tak zwanych akumulatorów ciepła. Urządzenia te, których w Polsce jest zaledwie kilka, pozwalają na zwiększenie produkcji energii elektrycznej w jednostkach kogeneracyjnych zgodnie z chwilowymi potrzebami KSE i jednocześnie magazynowanie nadwyżek ciepła, jeżeli nie ma na nie akurat zapotrzebowania ze strony systemu ciepłowniczego. Rozszerzeniem tej metody, poprzez zmianę kierunku przepływu energii, jest wykorzystywanie nadwyżek energii elektrycznej produkowanej w zmiennych źródłach OZE (głównie w farmach wiatrowych) do przekształcania ich w ciepło. Ta opcja jest niezwykle ważna z punktu widzenia poprawy elastyczności Krajowego Systemu

Energetycznego oraz integracji większych mocy OZE w perspektywie lat 30-tych i 40-tych XXI wieku.²⁴



Rysunek 9 Dwukierunkowy przepływ energii elektrycznej w elektrociepłowni uczestniczącej w bilansowaniu KSE.

I pomimo przytoczonych w niniejszym akapicie silnych argumentów i jednoznacznie pozytywnych impulsów do przekształcania systemów ciepłowniczych w efektywne systemy produkcji i dystrybucji ciepła, najbardziej aktualne dane za rok 2015 wykazują, że w Polsce nadal tylko co dziesiąty system spełnia kryterium efektywności, a wyteżonych i rzeczywistych działań zmierzających do zmiany wspomnianego statusu przez przedsiębiorstwa ciepłownicze nie dostrzega się.

5.4 Ryzyka i zagrożenia wynikające z wdrożenia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego

Realizacja działań prowadzących do uzyskania statusu efektywnego systemu musi brać pod uwagę także szereg rozpoznanych i potencjalnych zagrożeń natury legislacyjnej i politycznej:

1. Na mocy postanowień Dyrektywy LCP²⁵ i jej następczyni - Dyrektywy IED²⁶ dotychczas główny ciężar redukcji emisji gazów i pyłów przypadał na obiekty dużej energetyki o mocy powyżej 50 MW.

²⁴ J. Rączka, A. Rubczyński „Ostatni dzwonek dla ciepłownictwa w Polsce”, analiza i publikacja Forum Energii, październik 2017

²⁵COUNCIL DIRECTIVE 88 / 609 /EEC of 24 November 1988 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants (LCP)

²⁶DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2010/75/EU z dnia 24 listopada 2010 roku w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)

2. To co jest motorem zmian, czyli szeroko pojęta poprawa efektywności energetycznej i lepsze wykorzystanie zasobów naturalnych polegająca na poprawie efektywności energetycznej budynków i postępujący proces termomodernizacji budynków, oznaczać będzie zmniejszenie wolumenu sprzedaży ciepła na potrzeby centralnego ogrzewania przy jednoczesnym utrzymywaniu się kosztów stałych na niezmiennym poziomie. Zjawisko to będzie prowadzić do wzrostu kosztów jednostkowych, a w konsekwencji do wzrostu cen ciepła. Jednak należy przypuszczać, że pomimo wzrostu jednostkowej ceny ciepła, udział kosztów ogrzewania pomieszczeń i podgrzewania ciepłej wody użytkowej w dochodach gospodarstw domowych nie wzrośnie i odbiorcy nie odczują tak drastycznej zmiany. Wpłyną na to trzy czynniki:
 - realny wzrost dochodów gospodarstw domowych,
 - termomodernizacja budynków, która zmniejsza zapotrzebowanie na ciepło,
 - spadek przeciętnej liczby osób zamieszkujących w jednym gospodarstwie domowym, co przełoży się na niższe zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową.
3. Utrzymanie obecnego status quo w kwestii przyłączenia do systemów ciepłowniczych od 1 stycznia 2021 roku wynikające z wzrostu wymagań w zakresie obniżania wartości wskaźnika EP (ilość energii nieodnawialnej, jaką budynek może pozyskiwać z nieodnawialnych surowców energetycznych) nie jest atrakcyjną opcją dla deweloperów. Wynika to z przepisów o charakterystyce energetycznej budynków, która w przypadku podłączania budynku do ciepła sieciowego z gazu wymusi na inwestorze (deweloperze) obowiązek podniesienia standardu energetycznego budynku (czyli zmniejszenia jego energochłonności poprzez grubszą warstwę izolacji, droższe materiały lub takiej modyfikacji źródła ogrzewania by źródłem ciepła było też odnawialne źródło energii). Może się okazać, że indywidualny kocioł na gaz lub pellet będzie dla inwestora tańszy przy realizacji inwestycji niż nieefektywna sieć ciepłownicza.
4. Mniejsze przedsiębiorstwa ciepłownicze nie mają prostego dostępu do rynku finansowego, a na pewno nie mogą pozyskać kapitału na tak atrakcyjnych warunkach jak duże podmioty, operujące na większym, a tym samym i pewniejszym, rynku. Jeżeli już inwestują (przynajmniej było tak w poprzednich dekadach), to z wykorzystaniem dostępnych środków preferencyjnych i środków własnych. Jednak te środki są o rząd wielkości za małe do dostosowania źródeł do obecnych wymogów i wytwarzania efektywnego kosztowo ciepła. Pozostają do wykorzystania kredyty komercyjne, ale one są niedostępne lub ze względu na wcześniej wymienione ryzyka instytucje finansujące

nie są skłonne udzielać kredytów na atrakcyjnych warunkach podmiotom, które stoją w obliczu spadającego popytu na swoje usługi, w obliczu zaostrzających się norm, rosnących kosztów środowiskowych oraz restrykcyjnych taryf.

5. Regulator jest zobowiązany do równoważenia interesów dostawców i odbiorców. Ciepło, ze względu na to, że ma duży udział w kosztach utrzymania mieszkań i domów, zawsze było postrzegane jako temat wrażliwy społecznie. Politycy, a co za tym idzie i urzędnicy, starają się nie dopuścić do wzrostu cen usług ciepłowniczych, chroniąc klientów. Przedsiębiorstwa ciepłownicze mają ograniczone możliwości pozyskania przychodów, które pozwoliłyby im na odtworzenie majątku wytwórczego (nie mówiąc już o całkowitej zmianie technologii wytwarzania) i rozwoju sieci. Konserwatywna i od lat nierewidowana polityka taryfowa przyczynia się do stagnacji w sektorze, ponieważ środków ledwie wystarcza na zapewnienie usług.

Opisane w niniejszym rozdziale zjawiska będą się nawarstwiać i wzajemnie przenikać, co z pewnością doprowadzi do istotnego wzrostu cen usług ciepłowniczych, poniesienia kosztów środowiskowych i wzrostu niepokojów społecznych. Odbiorcy ciepła, w szczególności gospodarstwa domowe, oceniają usługi ciepłownicze głównie przez pryzmat ceny, co będzie oznaczać dla niektórych odbiorców opłacalne przejście na inne indywidualne źródła ciepła. Odłączanie się odbiorców od sieci będzie pogarszać ekonomikę przedsiębiorstw ciepłowniczych, ponieważ – tak jak to zostało wcześniej przedstawione – koszty stałe będą rozdzielane na mniejszą ilość ciepła (mniejszą liczbę klientów). W ten sposób będzie generowany kolejny impuls do odłączania się od sieci. Zjawisko to jest opisywane jako „spirala śmierci”, która w końcowej fazie prowadzi przedsiębiorstwo do degradacji technicznej, a następnie do upadku finansowego lub wchłonięcia przez większy podmiot gospodarczy.

Dlatego mając skalkulowane ryzyka oraz rozpoznane zagrożenia wynikające z podjęcia działań zmierzających do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego z perspektywą nie podejmowania żadnej inicjatywy w tym zakresie, zdaniem autora nie ma innej drogi jak analiza i opracowanie kompleksowej strategii dojścia do efektywnego systemu ciepłowniczego systemów ciepłowniczych przedsiębiorstwa ciepłowniczego PEC Mława i podjęcie faktycznych działań prowadzących do zabezpieczenia stabilnej przyszłości przedsiębiorstwa zgodnie z jego misją:

Ciągłe zaspokajanie potrzeb klientów w zakresie bezpiecznego, niezawodnego, przyjaznego dla środowiska naturalnego dostępu do ciepła.

Bezpieczne, niezawodne i przyjazne dla środowiska dostawy ciepła to także działania, które obejmują systemy ciepłownicze, z których większość wymaga modernizacji dostosowującej

do przyszłych wyzwań środowiskowych oraz konkurencji rynkowej. Dodatkowo można rozważyć jak systemy ciepłownicze mogą wzmocnić bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz jaką mogą pełnić w takim otoczeniu rolę.

5.5 Programy strategiczne krajowe i unijne

5.5.1 *Polityka energetyczna polski 2040*²⁷

Polityka ta wyznacza ramy transformacji energetycznej w Polsce. Zawiera strategiczne przesądzenia w zakresie doboru technologii służących budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego.

Polityka ta uwzględnia także wyzwania związane z dostosowaniem krajowej gospodarki do uwarunkowań regulacyjnych Unii Europejskiej związanych z celami klimatyczno-energetycznymi na 2030 r.:

- **Europejskim Zielonym Ładem,**
- Planem odbudowy gospodarczej po pandemii COVID
- dążeniem do osiągnięcia neutralności klimatycznej zgodnie z krajowymi możliwościami jako wkładu w realizację **Porozumienia Paryskiego**.

Niskoemisyjna transformacja energetyczna przewidziana w PEP2040 inicjować będzie szersze zmiany modernizacyjne całej gospodarki, gwarantując bezpieczeństwo energetyczne, dbając o sprawiedliwy podział kosztów i ochronę najbardziej wrażliwych grup społecznych.

²⁷ <https://www.gov.pl/web/ia/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-pep2040> (dostęp: 15.02.2022r.)

5.5.1.1 Trzy filary PEP 2040

Polityka ta opiera się na trzech filarach (zgodnych z grafiką poniżej):



Rysunek 10 Filary PEP2040²⁸.

Celem Polityki Energetycznej Polski do 2040 (PEP2040) r. jest zachowanie bezpieczeństwa energetycznego - przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko - biorąc pod uwagę optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych.

²⁸ Polityka energetyczna polski do 2040 r. – Streszczenie <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> (dostęp: 15.02.2022r.)

Główny cel dzieli się na osiem kierunków polityki:

Tabela 16 Osiem kierunków PEP2040.

Kierunek 1: Optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych	
Projekt strategiczny	Transformacja regionów węglowych
Kierunek 2: Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej	
Projekt strategiczny	Wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych
Kierunek 3: Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej oraz paliw ciekłych	
Projekt strategiczny 3A	Budowa Baltic Pipe
Projekt strategiczny 3B	Budowa drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego
Kierunek 4: Rozwój rynków energii	
Projekt strategiczny 4A	Wdrażanie Planu działania (mającego służyć zwiększeniu transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej)
Projekt strategiczny 4B	Hub gazowy
Projekt strategiczny 4C	Rozwój elektromobilności
Kierunek 5: Wdrożenie energetyki jądrowej	
Projekt strategiczny	Program polskiej energetyki jądrowej
Kierunek 6: Rozwój odnawialnych źródeł energii	
Projekt strategiczny	Wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej
Kierunek 7: Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji	
Projekt strategiczny	Rozwój ciepłownictwa satemowego
Kierunek 8: Poprawa efektywności energetycznej gospodarki	
Projekt strategiczny	Promowanie poprawy efektywności energetycznej

Między innymi ramach projektu PEP20410 zaplanowano następujące działania:

- rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych w tym:
 - inteligentne systemy telemetryczne,
 - systemy automatycznego monitorowania,
 - systemy automatycznego sterowania,
 - systemy automatycznej regulacji i zabezpieczenia sieci,
 - rozpowszechnienie systemu technologii Internetu Rzeczy,
 - Wyposażenie gospodarstw domowych w inteligentne liczniki;
- wdrożenie cyfrowego systemu łączności między operatorami systemów dystrybucyjnych;

- zwiększenie wykorzystania niskoemisyjnych źródeł energii przy zastosowaniu nowoczesnych technologii;
- budowa systemu zbierania danych do mapy ciepła.

5.5.1.2 Cel na 2040 rok²⁹

Za globalną miarę realizacji celu PEP2040 przyjęto poniższe wskaźniki:

- Nie więcej niż 56% węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r.
- Co najmniej 23% OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.
- Wdrożenie energetyki jądrowej 2033 r.
- Ograniczenie emisji GHG 30% do 2030 r. (w stosunku do 1990 r.)
- Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 23% do 2030 r. (w stosunku do Prognoz PRIMES z 2007 r.)

5.5.2 Dyrektywa RED 2

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE nr L 328, z 21.12.2018 r.)

5.5.2.1 Główne założenia dyrektywy RED II

Dyrektywa RED II została opracowana w ramach realizacji unijnych ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030, w tym wiążącego celu Unii, jakim jest zmniejszenie do 2030 r. emisji o co najmniej 40 % w stosunku do poziomów z 1990 r.

Wyrażone to jest w głównym celu dyrektywy, mianowicie osiągnięcie co najmniej 32-procentowego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Unii do 2030 r.

W ramach promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych dyrektywa przewiduje zapewnienie wszelkich możliwych ułatwień sprzyjających powstawaniu i funkcjonowaniu społeczności energetycznych w krajach UE. Społeczności takie nie powinny podlegać żadnym nieuzasadnionym lub dyskryminacyjnym warunkom lub procedurom. Państwa członkowskie oceniają istniejące przeszkody i potencjał rozwoju dla spółdzielni energetycznych na swoim

²⁹ Polityka energetyczna polski do 2040 r. – Streszczenie <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> (dostęp: 15.02.2022r.)

terytorium i, w razie potrzeby, usuwają nieuzasadnione bariery regulacyjne i administracyjne. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy, spółdzielnie powinny mieć prawo do:

- produkcji,
- zużywania,
- magazynowania,
- sprzedaży energii odnawialnej.

Podmioty te powinny podlegać proporcjonalnym i przejrzystym procedurom oraz ponosić opłaty sieciowe, które realnie odzwierciedlają koszty ponoszone przez operatorów sieci. Dodatkowo, państwa członkowskie powinny zapewnić takim wspólnotom (lub podmiotom zainteresowanym ich utworzeniem) narzędzia ułatwiające dostęp do finansowania i informacji, jak również wspierać organy publiczne w tworzeniu i dostępie do społeczności energetycznych działających w oparciu o OZE.

Aby maksymalnie wykorzystać cały potencjał energetyczny Unii planuje się stworzenie infrastruktury sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, inteligentnych sieci, obiektów magazynowania oraz połączeń międzysystemowych, przy założeniu osiągnięcia do 2030 r. docelowego poziomu energoelektrycznych połączeń międzysystemowych wynoszącego 15%, by zwiększyć osiągalny pod względem technicznym i opłacalny pod względem ekonomicznym poziom energii odnawialnej w systemie elektroenergetycznym.

5.5.2.2 Wybrane rozwiązania szczególnie istotne dla przedsiębiorstw ciepłowniczych

Wymagania zawarte w dyrektywie w zakresie ciepłownictwa:

1. Zapewnienie większego udziału odnawialnych źródeł energii, przez wspieranie między innymi innowacyjnych technologii, takich jak pompy ciepła, technologie w zakresie energii geotermalnej i energii słonecznej termicznej oraz ciepła odpadowego i chłodu odpadowego.
2. Zobowiązanie do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych o przynajmniej jeden punkt procentowy jako roczna średnia obliczona dla okresu 2021–2025 i dla okresu 2026–2030, zaczynając od udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych osiągniętego w 2020 r.
3. Zobowiązanie państw członkowskich do ustanowienia niezbędnych środków i warunków umożliwiających odbiorcom systemów ciepłowniczych i chłodniczych, które nie są efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi lub które nie staną się takimi

systemami do dnia 31 grudnia 2025 r. w oparciu o plan zatwierdzony przez właściwy organ, odłączenie się od takiego systemu poprzez zakończenie lub zmianę umowy w celu samodzielnej produkcji ciepła lub chłodu z wykorzystaniem źródeł odnawialnych.

4. Zapewnienie, by operatorzy systemów ciepłowniczych i chłodniczych byli zobowiązani do przyłączenia dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego lub byli zobowiązani do oferowania podłączenia i zakupu ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego od dostawców będących stroną trzecią – w oparciu o niedyskryminacyjne kryteria określone przez właściwy organ danego państwa członkowskiego, jeżeli operatorzy ci muszą:

- zaspokoić popyt ze strony nowych odbiorców,
- zastąpić istniejące zdolności wytwarzania ciepła lub chłodu,
- rozszerzyć istniejące zdolności wytwarzania ciepła lub chłodu.

Uregulowania w zakresie biomasy:

W myśl art. 29 ust. 1 Dyrektywy, paliwa z biomasy muszą spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych określone w art. 29 ust. 2–7 i 10 w przypadku, gdy są stosowane w instalacjach produkujących energię elektryczną, ciepło i chłód lub paliwa o całkowitej nominalnej mocy cieplnej wynoszącej:

- co najmniej 20 MW - w przypadku stałych paliw z biomasy,
- co najmniej 2 MW - w przypadku gazowych paliw z biomasy.

Operatorzy instalacji do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła z biomasy zobowiązani są do przedstawienia dowodów zrównoważonego wytwarzania i wykorzystania biomasy bez względu na geograficzne pochodzenie biomasy.

W okresie przejściowym, państwa członkowskie miały czas do 1 lipca 2021 r. na transpozycję unijnej dyrektywy do prawa krajowego. Z powodu opóźnienia procesów publikacji delegowanych aktów prawnych – tylko nielicznym państwom udało się stworzyć na czas wymogi prawne dla wdrożenia RED II. Z kolei Komisji Europejskiej nie udało się jeszcze w pełni ukończyć procedur uznawania systemów dobrowolnych.

W tej sytuacji w Polsce URE zajęło n/w stanowisko, że do czasu wprowadzenia ewentualnych zmian w przepisach prawa krajowego, wymóg spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych, pozostaje bez wpływu na uprawnienia aktualnych beneficjentów systemów wsparcia przewidzianych w przepisach ustawy z dnia 20 lutego 2015

r. o odnawialnych źródłach energii tj. systemu świadectw pochodzenia, systemu aukcyjnego zatwierdzonego, a także systemów taryfy/premii gwarantowanej.

Uregulowania w zakresie energii geotermalnej:

Energia geotermalna jest istotnym lokalnym odnawialnym źródłem energii, w przypadku którego emisje są zazwyczaj niższe niż w przypadku paliw kopalnych, a emisje niektórych rodzajów elektrowni geotermalnych są bliskie zeru. Niemniej jednak w zależności od charakterystyki geologicznej danego obszaru produkcja energii geotermalnej może uwalniać gazy cieplarniane i inne szkodliwe dla zdrowia i środowiska substancje z podziemnych płynów i innych podziemnych formacji geologicznych. Komisja powinna zatem ułatwiać rozwój energii geotermalnej jedynie, gdy ma to niewielkie oddziaływanie na środowisko i prowadzi do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w porównaniu ze źródłami nieodnawialnymi.

5.5.2.3 Status wdrożenia Dyrektywy RED II w Polsce

W Ministerstwie Klimatu i Środowiska trwają prace nad projektem „nowelizacji ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw”. Celem nowych rozwiązań jest przede wszystkim zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w krajowym zużyciu energii. Mają za zadanie także dalszy wpływ na rozwój sektora energii zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i spełniania zobowiązań międzynarodowych.

Główny kierunek to tworzenie prawa i warunków, które dają możliwość rozwoju zarówno indywidualnym producentom, jak i przedsiębiorcom. Pozwoli to na dalszy dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii w naszym kraju i nowe innowacyjne projekty. Propozycje rozwiązań, przyczynią się także do zwiększania pozytywnego wpływu OZE na bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego.

Nowelizacja ustawy o OZE to również realizacja unijnych zobowiązań i transpozycja dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zwanej dyrektywą RED II. Równolegle prowadzone są prace nad projektem ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw, które będą wdrażały ww. dyrektywę w obszarze transportu.

Nowe przepisy skierowane będą na rozwój i wzmocnienie nowych rozwiązań i technologii sektora OZE. W szczególności dotyczyć będą takich obszarów jak:

- biometan (m.in. definicja i zakres prowadzenia działalności),
- klastry energii (m.in. czytelne zasady tworzenia i zakres funkcjonowania),
- hybrydowe instalacje OZE, czy instalacje modernizowane,
- zwiększanie udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie.

W ramach wspomnianej transpozycji unijnej dyrektywy RED II planowane jest także utworzenie Krajowego Punktu Kontaktowego, jako wsparcie informacyjne w zakresie realizacji inwestycji OZE. Ponadto, uproszczone zostaną procedury administracyjne oraz rozszerzone będzie stosowanie gwarancji pochodzenia.

Szczegółowe regulacje zawarte w nowelizacji będą dotyczyły następujących obszarów:

1. Biometan

2. Klastry energii

3. Transpozycja RED II w następujących obszarach:

- Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23-24 RED II)
 - Założenia związane z implementacją RED II; w prawie krajowym brak jest rozwiązań w pełni umożliwiających prawidłową i skuteczną implementację dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE nr L 328, z 21.12.2018 r.), zwanej dalej „RED II” lub dyrektywą 2018/2001 w odniesieniu do regulacji dotyczących ciepłownictwa systemowego w następującym zakresie:
 - funkcjonowania mechanizmów pozwalających na realizację wyznaczonego w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 celu w postaci zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia;
 - możliwości odłączenia się odbiorcy końcowego od systemu ciepłowniczego (art. 24 ust. 2, ust. 3 oraz ust. 7 dyrektywy 2018/2001);
 - obowiązku przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii oraz obowiązku zakupu ciepła z OZE (art. 24 ust. 4 lit. b), ust. 5 i ust. 6 dyrektywy 2018/2001);
 - obowiązku informowania odbiorców końcowych o efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego oraz udziale energii odnawialnej w danym systemie ciepłowniczym (art. 24 ust. dyrektywy 2018/2001);

- obowiązku określenia potencjału systemów ciepłowniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych (art. 24 ust. 8 dyrektywy 2018/2001);
 - możliwości publikowania wykazu środków/podmiotów zobowiązanych realizujących cel, o którym mowa w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 (art. 23 ust. 3 i 6, załącznik VII dyrektywy 2018/2001);
 - obowiązku wprowadzenia systemu gwarancji pochodzenia ciepła z OZE (art. 19 dyrektywy 2018/2001);
 - definicji ciepła odpadowego (art. 2 dyrektywy 2018/2001).
- Gwarancje pochodzenia (art. 19 RED II)
 - Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (art. 16 RED II)
 - Procedury administracyjne (art. 15-16 RED II)
 - Partnerski handel energią – peer-to-peer (art. 21 RED II)
 - Pozostałe przepisy RED II wymagające wdrożenia
4. Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii (zwanym dalej „OZE”)
 5. Wsparcie kontynuacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia
 6. Hybrydowe instalacje OZE
 7. Morska energetyka wiatrowa (przepisy uzupełniające)

Planowany termin przyjęcia projektu przez Radę Ministrów to II kwartał 2022 r.

5.5.3 Fit For 55

5.5.3.1 Polska na starcie Fit For 55

Według danych Forum Energii w Polsce prawie 1/4 ciepła powstaje w systemach ciepłowniczych (reszta to indywidualne instalacje grzewcze). Z sieci ogrzewane jest ok. 40 proc. zasobu mieszkaniowego, a Polska dysponuje siecią ciepłowniczą, która liczy w sumie 21,4 tys. km i jest jedną z najbardziej rozwiniętych w Europie.

Krajowe ciepłownictwo opiera się głównie na węglu, rokrocznie zużywając go ok. 26 mln ton. Emituje przy tym około 68 mln ton CO₂ rocznie – czyli aż 1/4 całej, krajowej emisji.

Wyzwaniem jest też bardzo wysoki, przekraczający w Polsce 80 proc., odsetek nieefektywnych systemów ciepłowniczych. Wszystko to ma wpływ na klimat i zdrowie publiczne, zaostrzając problem smogu, który każdego roku kosztuje Polskę ok. 30 mld euro³⁰.

³⁰ Raport „Ciepłownictwo w Polsce 2019”

5.5.3.2 Co to jest Fit For 55

14 lipca Komisja Europejska opublikowała pakiet 13 aktów prawnych pod szyldem Fit for 55. To oficjalny początek dyskusji na temat działań służących realizacji celu pośredniego na drodze do neutralności klimatycznej, czyli redukcji emisji CO₂ w Unii Europejskiej o 55% w porównaniu do 1990 r.

Najważniejsze propozycje nowych uregulowań to:

- Fundusz klimatyczny. KE ma powołać Społeczny Fundusz Klimatyczny, finansowany m.in. z budżetu. Ma on przeciwdziałać ubóstwu energetycznemu. Polska byłaby największym beneficjentem tego funduszu, z 13 mld euro dofinansowania. Zwiększony ma być również Fundusz Modernizacyjny na transformację energetyczną, z którego Polska korzysta obecnie w największym stopniu. Nie będzie on jednak obejmować inwestycji związanych z paliwami kopalnymi, w tym gazem (obecnie trwa jednak w UE dyskusja nad włączeniem gazu i energii atomowej).
- Opodatkowanie energii. Zmiana dyrektywy dotyczącej podatków od produktów energetycznych oznacza opodatkowanie wszystkich paliw kopalnych - obecnie obowiązują obniżone stawki lub zwolnienia.
- Efektywność energetyczna. KE chce zmniejszenia wykorzystania energii w Europie. Oszczędnościom energetycznym ma służyć m.in. pomysł termomodernizacji budynków sektora publicznego. Każdego roku 3% tego rodzaju budynków ma być modernizowanych pod kątem właśnie efektywności energetycznej.
- OZE. Produkcja i zużycie energii odpowiadają za 75% emisji w UE, dlatego też przyspieszenie przejścia na bardziej ekologiczny system energetyczny ma zasadnicze znaczenie. W dyrektywie OZE zostanie ustalony zwiększony poziom docelowy, zgodnie z którym do 2030 r. 40% energii należy produkować ze źródeł odnawialnych. Państwa członkowskie przyczynią się do realizacji tego celu, a konkretne wartości docelowe zostaną zaproponowane w odniesieniu do wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w transporcie, ogrzewaniu i chłodzeniu, budynkach oraz przemyśle.
- Zmiany w handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). To propozycja zaostreżenia celów redukcji emisji w ramach tzw. wspólnego wysiłku redukcyjnego (Effort Sharing Regulation). Dotyczy on m.in. budynków, transportu drogowego i morskiego, rolnictwa, odpadów i małych sektorów przemysłu - które obecnie generują 60% emisji gazów cieplarnianych. Dla każdego państwa ustalane będą indywidualne cele zmniejszania emisji w tych sektorach.

- Zmiany w normach emisji CO₂ dla samochodów. Bardziej rygorystyczne normy emisji CO₂ dla samochodów osobowych i dostawczych przyspieszą przejście na mobilność bezemisyjną dzięki wymogowi zmniejszenia średnich emisji z nowych samochodów o 55% od 2030 r. i o 100% od 2035 r. w porównaniu z poziomami z 2021 r. W rezultacie wszystkie nowe samochody rejestrowane od 2035 r. będą bezemisyjne. Zmienione rozporządzenie w sprawie infrastruktury paliw alternatywnych nałoży na państwa członkowskie wymóg zwiększenia zdolności ładowania proporcjonalnie do sprzedaży samochodów bezemisyjnych oraz wymóg instalacji punktów ładowania i tankowania na głównych autostradach w regularnych odstępach.
- Zmiany w użytkowaniu gruntów, leśnictwa i rolnictwa. W rozporządzeniu ustanowiono ogólny cel UE dotyczący usuwania CO₂ (310 mln ton emisji CO₂ do 2030 r.) przez naturalne pochłaniacze. Do 2035 r. UE powinna dążyć do osiągnięcia neutralności klimatycznej w sektorach użytkowania gruntów, leśnictwa i rolnictwa, co dotyczy również emisji rolniczych innych niż CO₂, takich jak emisje pochodzące ze stosowania nawozów i zwierząt gospodarskich. W zakresie gospodarki leśnej Komisja zaznacza, że biomasa ma być zbierana i wykorzystywana w sposób zrównoważony. Do 2030 roku w UE mają zostać zasadzone 3 miliardy drzew.
- Proces legislacyjny Fit for 55 potrwa do 2023 roku. Zmiany zapisane w Fit for 55 muszą zostać jeszcze zaakceptowane przez poszczególne państwa unijne oraz Parlament Europejski. Dlatego nowe wytyczne mogą zacząć obowiązywać najwcześniej w 2024 roku. Część z nich polega na nowelizacji już istniejących regulacji, np. dyrektywy w sprawie energii odnawialnej (RED) i dyrektywy o efektywności energetycznej (EED), czy rewizji unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS).

Pakiet jest konsekwencją przyjętego w grudniu 2019 r. Europejskiego Zielonego Ładu oraz zaakceptowanego rok później przez wszystkie państwa UE zwiększonego celu redukcji emisji o 55% do 2030 r. Aby w 2050 r. osiągnąć neutralność klimatyczną, konieczna jest konsekwentna redukcja emisji CO₂ we wszystkich obszarach życia gospodarczego. Jak dotąd jednak w niektórych sektorach emisje nadal rosną (transport), a tam, gdzie udało się doprowadzić do zmniejszenia emisji, tempo zmian nie zawsze było satysfakcjonujące (ciepłownictwo, przemysł). Aby transformacja odbyła się na czas, potrzeba mobilizacji we wszystkich obszarach, wyższych ambicji i konsekwentnej ich realizacji. Obowiązujące przepisy tego nie gwarantują, dlatego wymagały zmiany.

Fit for 55 nie zostawia żadnych białych plam. Zmianie ulegną zasady gry dla elektroenergetyki, budynków, ciepłownictwa, transportu, przemysłu, rolnictwa i leśnictwa. Tam, gdzie

dotychczasowy wysiłek nie pozwalał osiągnąć celu pośredniego, akty prawne wyznaczają nowe poziomy ambicji. Warto również pamiętać, że Parlament Europejski w kwietniu 2021 roku przyjął prawo klimatyczne, które wymaga wypracowania celu na rok 2040. To znaczy, że Fit for 55 to tylko jeden z kroków na ścieżce do neutralności, a następnego pakietu regulacyjnego możemy spodziewać się w drugiej połowie tej dekady.

Aby cały program mógł być rzeczywiście zrealizowany konieczne jest wprowadzenie narzędzi mobilizujących do realnych zmian. Część z nich przybierze formę zasad, norm i standardów (np. norm emisyjności nowych samochodów), wiele - mechanizmu cenowego. Doświadczenia EU ETS jednoznacznie dowodzą, że zwiększanie kosztu wykorzystywania rozwiązań wysokoemisyjnych skutecznie zachęca do ich redukcji.

Dla producentów oznacza to bodźce do rozwijania oferty produktów prośrodowiskowych oraz inwestowania w technologie ograniczające emisje CO₂. Z perspektywy konsumenta oznacza to, że wybór rozwiązań wysokoemisyjnych będzie niemożliwy (normy) lub koszty emisji zostaną uwzględnione w cenie. Pewne decyzje pozostaną jednak w gestii rządu.

Brak działań na rzecz zmiany miksu energetycznego, brak wsparcia dla inwestycji podnoszących efektywność energetyczną czy deficyty wykwalifikowanych pracowników mogą skutkować wyższymi cenami dla konsumentów i niższą konkurencyjnością polskich firm.

Zmiany są nieuchronne i nie da się już dłużej odraczać kluczowych decyzji. Dla kraju o dalekiej pozycji startowej (takiego jak Polska) transformacja energetyczna będzie dużym wyzwaniem, jednak istotne wsparcie stanowić będą fundusze europejskie i mechanizmy wsparcia finansowane z EU ETS.

Polska będzie jednym z ich największych beneficjentów. Dobrze wykorzystane pieniądze powinny pozwolić polskim gospodarstwom domowym stać się odpornymi na dalsze wzrosty cen, firmom dokonać zmian technologicznych i odnaleźć się w nowych niszach rynkowych, a rządowi - niwelować ryzyka społeczne.

5.5.3.3 Fit for 55 – kluczowe zmiany i ich znaczenie dla Polski

5.5.3.3.1 Reforma ETS

Jedną z najważniejszych zmian w pakiecie jest rewizja unijnego systemu handlu prawami do emisji (EU ETS). Mechanizm w ostatnich latach doprowadził do istotnego ograniczenia emisji w elektroenergetyce, ciepłownictwie i częściowo w przemyśle (o 35% od 2005 r., źródło: DG CLIMA). Mimo zmian, UE jest wciąż daleko od celów na 2030 r., a droga do ich osiągnięcia prowadzi przez ograniczenie liczby uprawnień. Do mechanizmu ETS najprawdopodobniej

zostanie włączona żegluga. Ciepłownictwo zostanie pokryte wyceną całkowicie - albo w ramach zreformowanego ETS, albo mini-ETS.

Ponadto, pakiet zakłada rozszerzenie Funduszu Modernizacyjnego, czyli mechanizmu redystrybucji dla krajów o najtrudniejszej pozycji startowej. Całość przychodów z uprawnień ma zostać przekazana na transformację energetyczną (w tym, częściowo na rekompensaty dla przemysłu energochłonnego).

Polska energetyka musi ograniczać emisje, inaczej produkcja energii będzie coraz droższa. Branże szczególnie narażone na wzrost cen uprawnień powinny otrzymać wsparcie niskoemisyjnych inwestycji z pieniędzy pochodzących z systemu ETS. Należy zadbać o przeznaczenie całości przychodów ze sprzedaży uprawnień CO₂ na cele transformacji przemysłowej i energetycznej. W okresie przejściowym warto zadbać o zapewnienie funduszu socjalnego, skierowanego do gospodarstw domowych szczególnie narażonych na gwałtowny wzrost cen energii (co aktualnie jest realizowane w zakresie cen gazu i ee dla gospodarstw domowych w Polsce).

5.5.3.3.2 Uwzględnienie emisji CO₂ w nowych sektorach

Mechanizm ETS okazał się narzędziem skutecznie mobilizującym do redukcji emisji w objętych nim sektorach. Z tego powodu propozycja KE będzie zawierać analogiczny mechanizm handlu prawami do emisji CO₂ dla budynków i transportu (tzw. mini-ETS). Będzie on wprowadzany stopniowo, według planu miały to być mechanizm aukcyjny bez darmowych uprawnień. System automatycznie obejmie mniejsze ciepłownie dotąd nie uczestniczące w EU ETS. Połączenie puli dla transportu i budynków jest problematyczne, bo jednostkowe koszty dekarbonizacji między nimi się różnią. Dyrektywa zwiększa środki w Funduszu Modernizacyjnym, rozszerza jego działanie na termomodernizację dla średnio i mało zamożnych oraz zobowiązuje kraje do stworzenia planów wsparcia dla uboższych gospodarstw domowych.

Dla Polski jako kraju, w którym co trzeci samochód ma powyżej 20 lat, a znaczna większość domów jest nieefektywna energetycznie, uwzględnienie kosztów emisji z transportu i budynków będzie dużym wyzwaniem. Z drugiej strony, jest to szansa na poprawę jakości powietrza, poprawę standardów energetycznych w budownictwie i rozwój elektromobilności. Warto, aby Polska zabiegała o odrębne pule emisji dla transportu i budynków, aby uniknąć drastycznych wzrostów kosztów dla domów opalanych węglem. Ustalenie przewidywalnego korytarza cenowego i zaplanowanie procesu w czasie pozwoli uniknąć gwałtownych wzrostów cen. Istotne będzie również opracowanie regulacji dla biomasy. Należy monitorować sytuację

najuboższych i zapewnić niezbędne wsparcie, aby wycena emisji nie doprowadziła do pogłębienia problemu ubóstwa energetycznego. Jednocześnie jednak, realizacja celów środowiskowych będzie niemożliwa bez inwestycji. Takie inwestycje mogą zostać sfinansowane z funduszy europejskich, chociaż warto zauważyć, że wysokie ceny materiałów budowlanych oraz ograniczona dostępność wykwalifikowanych pracowników może stanowić czynniki ryzyka.

Aktualnie budownictwo odpowiada za 36% emisji związanych z użyciem energii w UE (z czego tylko połowa objęta jest obecnie EU ETS), a transport drogowy za ok. 20% emisji.

5.5.3.3.3 Wyższe cele OZE i efektywności energetycznej

Zwiększenie poziomu ambicji redukcyjnych wymaga dostosowania celów dotyczących udziału OZE w finalnym zużyciu energii oraz wzrostu efektywności energetycznej. W pakiecie Fit for 55 obszary te zostaną określone w znowelizowanych dyrektywach RED II i EED. Udział OZE w 2030 r. najprawdopodobniej wzrośnie z planowanych 32% do 38-40%. Cel w zakresie efektywności energetycznej wzrośnie do ok. 38-39% w 2030 r. wobec obecnie obowiązujących 32,5%.

Mimo pewnego przyspieszenia w ostatnich latach, Polska pozostaje daleko w tyle, jeśli chodzi o wykorzystanie OZE w finalnej konsumpcji energii. Tym trudniej będzie osiągnąć cele na 2030 r. W transporcie i ciepłownictwie oznacza to konieczność zwiększenia wysiłku wkładanego w wytwarzanie i wykorzystanie biometanu i zielonego wodoru. Z kolei dla technologii rozproszonych kluczowa będzie komplementarna rozbudowa sieci i magazynów. Duże ograniczenia obejmą wykorzystanie biomasy (szczególnie leśnej), co może wpłynąć na strategię inwestycyjne w ciepłownictwie i elektroenergetyce.

Dotychczasowy progres Polski w zakresie poprawy efektywności energetycznej również pozostaje skromny. Aby zrealizować stawiane na 2030 r. cele, kluczowe będą: głęboka masowa termomodernizacja budynków, inwestycje w urządzenia o najwyższych klasach energetycznych oraz strategia łączenia sektorów. Istotne jest jednak to, że nowelizacja EED w proponowanym przez KE kształcie zaostreza definicję efektywnego systemu ciepłowniczego, która warunkuje dostęp do pieniędzy na modernizację sieci ciepłowniczych.

Przewidywane w Polsce uregulowania w zakresie efektywnych systemów energetycznych przedstawiono w punkcie 2.7 niniejszego opracowania.

5.5.3.3.4 Węglowy podatek graniczny na granicy UE (CBAM)

Konieczność ochrony przemysłu unijnego była podnoszona od ponad 10 lat przez wielu krytyków systemu ETS (w tym Polskę). Rosnące ceny uprawnień przy ograniczaniu puli darmowych uprawnień oznaczałyby obniżenie konkurencyjności przemysłu unijnego kosztem emitujących i niepłacących za to podmiotów spoza UE (przede wszystkim Rosji, Białorusi, Chin i Indii). Węglowy podatek graniczny ma zrównywać szanse producentów unijnych. Jest jednak wiele wątpliwości wynikających m.in. ze spójności z zasadami WTO oraz ryzykiem nadmiernego wsparcia podmiotów europejskich. Dlatego też propozycja KE obejmie tylko wybrane produkty, m.in. cement, stal, elektryczność, aluminium, nawozy. Przychody z CBAM mają stać się jednym z pierwszych w historii źródeł własnych UE.

Wprowadzenie podatku granicznego powinno skutecznie przeciwdziałać wyciekowi emisji poza UE, ale nie zwalnia polskich firm z konieczności inwestowania w rozwiązania niskoemisyjne, by skutecznie konkurować z podmiotami z UE. Niestety, szczegóły proponowanych rozwiązań są wciąż nieznane. Dodatkowo, rosnące koszty produktów takich jak cement, stal czy aluminium mogą stać się barierą w dochodzeniu do neutralności w budynkach.

5.5.3.3.5 Bardziej restrykcyjne normy emisji nowych samochodów

Jednym ze sposobów redukcji emisji w transporcie będzie spadek emisyjności nowych samochodów. Zakłada się, że w unijnym portfelu producentów samochodów osobowych emisja powinna spaść o 37,5% do 2030 r. w porównaniu do 2021 r. (2021: 95g CO₂/km), natomiast wśród vanów o 31% (2021: 147g CO₂/km). Propozycja KE przewiduje także wprowadzenie mechanizmu przyspieszającego wymianę floty samochodów na pojazdy zero- i niskoemisyjne.

Emisje w transporcie stale rosną, więc transformacja tego obszaru zyskuje na znaczeniu. Restrykcyjne normy emisji stanowią uzupełnienie carbon pricing w transporcie. Z uwagi na strukturę wieku aut jeżdżących po polskich drogach, zmiany w emisjach będą powolne. Istotne jest jednak to, że Polska odgrywa znaczącą rolę w łańcuchach dostaw samochodów, a auta i ich części stanowią ważny towar eksportowy. Zdolność do przejęcia produkcji samochodów o nowych standardach w miejsce wycofywanych linii aut wysokoemisyjnych będzie bodźcem do zagospodarowania nowych nisz rynkowych.

W zakresie transportu celem jest zmniejszenie emisji z nowych samochodów o 90% do 2050 r. (w porównaniu z poziomami z 2021 r.).

Przewidywane nowe ograniczenia emisji dot. samochodów:

Dla samochodów osobowych:

- ograniczenie emisji o 15% w 2025 r.
- ograniczenie emisji o 55% w 2030 r.
- ograniczenie emisji o 100% w 2035 r.

Dla samochodów dostawczych:

- ograniczenie emisji o 15% w 2025 r.
- ograniczenie emisji o 50% w 2030 r.
- ograniczenie emisji o 100% w 2035 r.

Po roku 2035 obowiązywał będzie zakaz produkcji samochodów spalinowych.

5.5.3.4 Wnioski

Kształt pakietu Fit for 55 nie pozostawia wątpliwości, że determinacja do osiągnięcia przez UE neutralności klimatycznej w 2050 r. jest duża. Znajdziemy tam usystematyzowane podejście do transformacji i wysokie ambicje, a także mechanizmy cenowe, które mocno premią rezygnację z technologii wysokoemisyjnych. Warto jednak pamiętać, że Fit for 55 to propozycja do dyskusji. Rzetelne argumenty mogą pomóc uwzględnić specyficzną pozycję Polski oraz złagodzić koszty transformacji. Zaplanowanie efektywnego wykorzystania rekordowego strumienia pieniędzy z UE oraz środków z EU ETS będzie najlepszym argumentem pokazującym, że Polska na poważnie traktuje politykę klimatyczną i że warto wspierać nasze działania. Udany plan inwestycyjny pomoże w budowaniu konkurencyjności polskiej gospodarki i zapobieganiu ryzyku ubóstwa energetycznego.

Duże wyzwanie czeka Polskę w zakresie ciepłownictwa, szczególnie ciepłownictwa systemowego. Prawdą jest, że przyszłość leży w coraz większym udziale zielonej energii, z której będziemy wytwarzać ciepło. Patrząc jednak na debiutujący dopiero rynek paliw wodorowych i zasadniczy brak infrastruktury pozwalającej na upowszechnienie tych paliw, a także na dalsze ograniczenia w dostępie do biomasy, trudno jest aktualnie znaleźć alternatywę dla zdecydowanie mniej emisyjnego od węgla gazu ziemnego. Zaproponowane przez Komisję Europejską nowe cele OZE w sektorze ciepłownictwa, w tym systemowego, będą bardzo trudne do zrealizowania, a szczególnie dla dużych systemów ciepłowniczych, takich jak na przykład systemy we Wrocławiu, Krakowie czy Gdańsku.

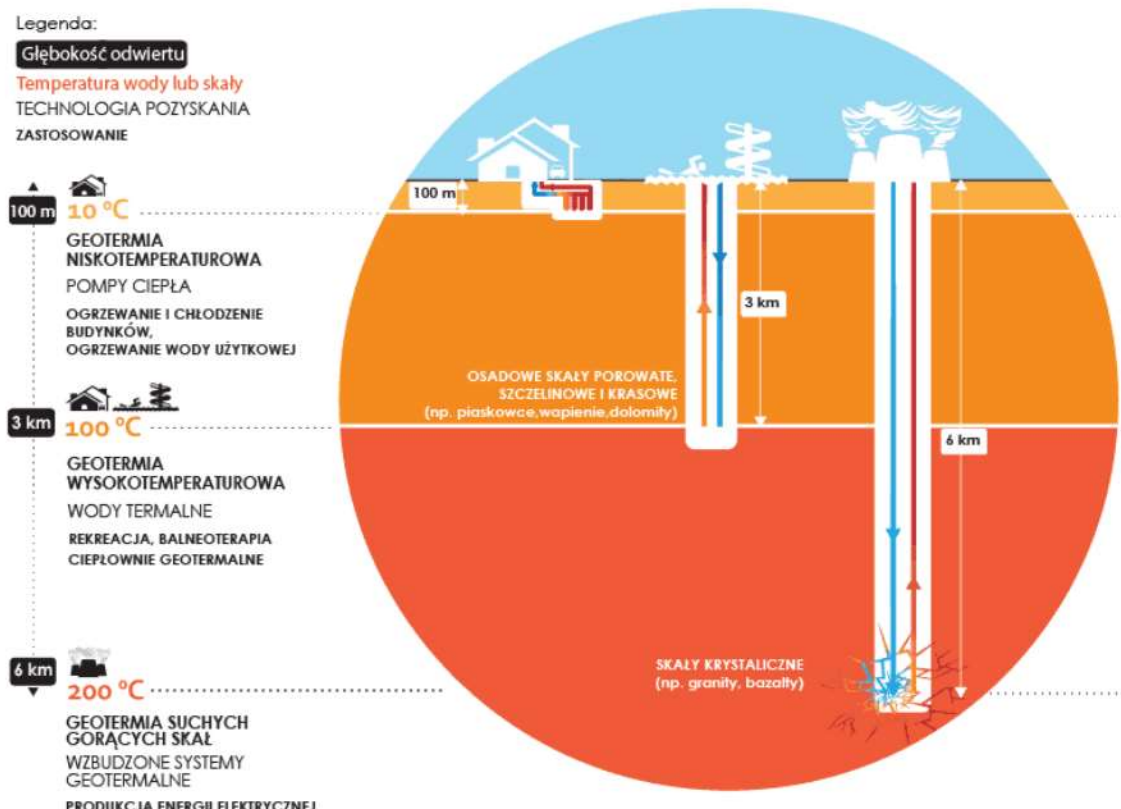
6 Potencjalne technologie

6.1 Geotermia

Geotermia jest wykorzystaniem ciepła Ziemi przez odbiór energii z gruntu lub górotworu za pośrednictwem nośników energii wprowadzonych do otworu wiertniczego. Do źródeł energii geotermalnej należą:

- Grunty - do celów grzejnych wykorzystuje się dzięki gruntowym pompom ciepła,
- Wody gorące i ciepłe wydobywane przez otwory wiertnicze - stosowane głównie w ciepłownictwie,
- Para wodna wydobywana przez otwory wiertnicze - stosowana głównie w elektrowniach geotermalnych,
- Wysady solne, z których energia odprowadzana jest przy pomocy solanki lub cieczy obojętnej wobec soli,
- Gorące skały, z których energia odbierana jest przez wodę cyrkulującą pod wysokim ciśnieniem w systemie szczelin naturalnych lub sztucznie wytworzonych, na dużych głębokościach. Energia wykorzystywana w elektrowniach, ciepłowniach lub elektrociepłowniach geotermalnych.

W Polsce podstawowym sposobem pozyskiwania energii geotermalnej jest odbiór ciepła z wód geotermalnych, zawartych w porach, szczelinach, pęknięciach i uskokach skał skorupy ziemskiej. Ciepło, które zaliczane jest do zasobów geotermalnych charakteryzuje się minimalną temperaturą 20°C na wypływie.



Rysunek 11 Rodzaje geotermii i przykłady zastosowań³¹.

Wody geotermalne lub termalne dzieli się ze względu na temperaturę na wypływie:

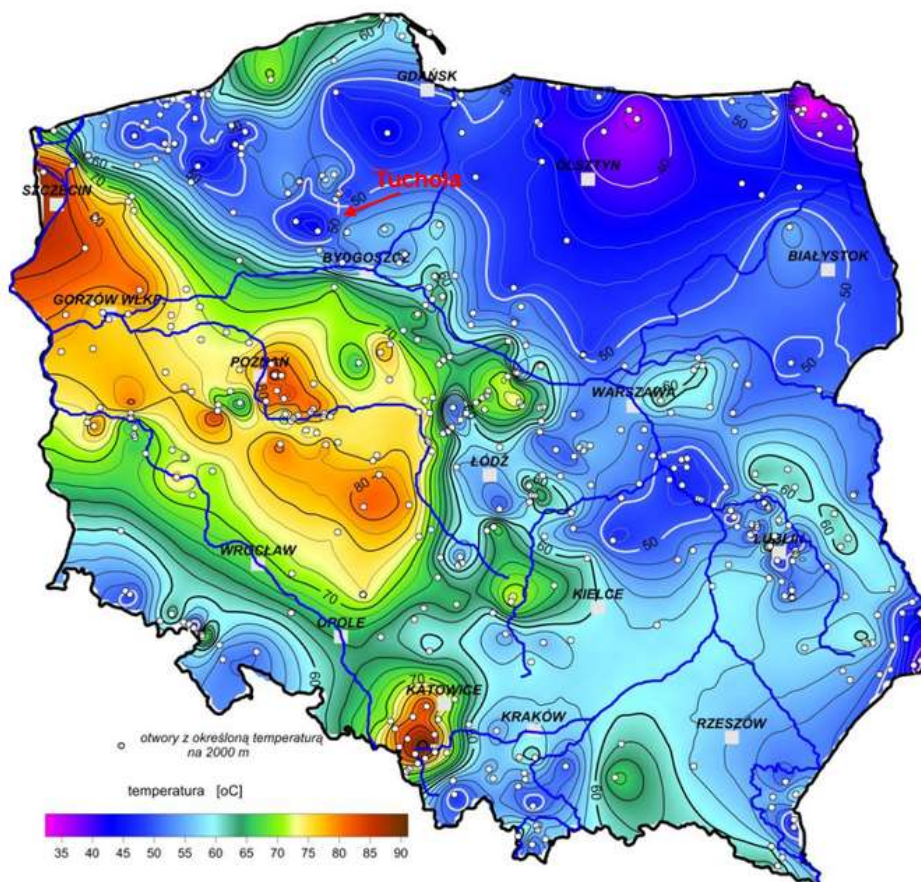
1. Niskotemperaturowe – wykorzystywanie wód gruntowych o temperaturze między 20 a 35 °C. Wody gruntowe wykorzystywane do ogrzania pojedynczych budynków znajdują się do kilkuset metrów głębokości. Ogrzewanie budynków możliwe jest za pomocą gruntowych pomp ciepła.
2. Wysokotemperaturowe – temperatura źródła ciepła oscyluje między 35°C a 80°C. Jej wykorzystanie nie wymaga używania pomp ciepła. W tym przypadku nośnikiem energii jest ciecz znajdująca się w pustych przestrzeniach skalnych na głębokości powyżej 2500 m. Źródła te wykorzystywane są w ciepłownictwie, rekreacji, hodowli ryb, produkcji rolnej (szklarnie) oraz do celów suszarniczych.
3. Temperatura powyżej 100°C wykorzystywana jest w elektrowniach geotermalnych.

6.1.1 Potencjał geotermalny dla Gminy oraz Miasta Mława

Poniższa mapa przedstawia strumień cieplny znajdujący się na głębokości 2000 m. Potencjał temperaturowy w okolicach miasta Mława wynosi ok. 50-60°C.

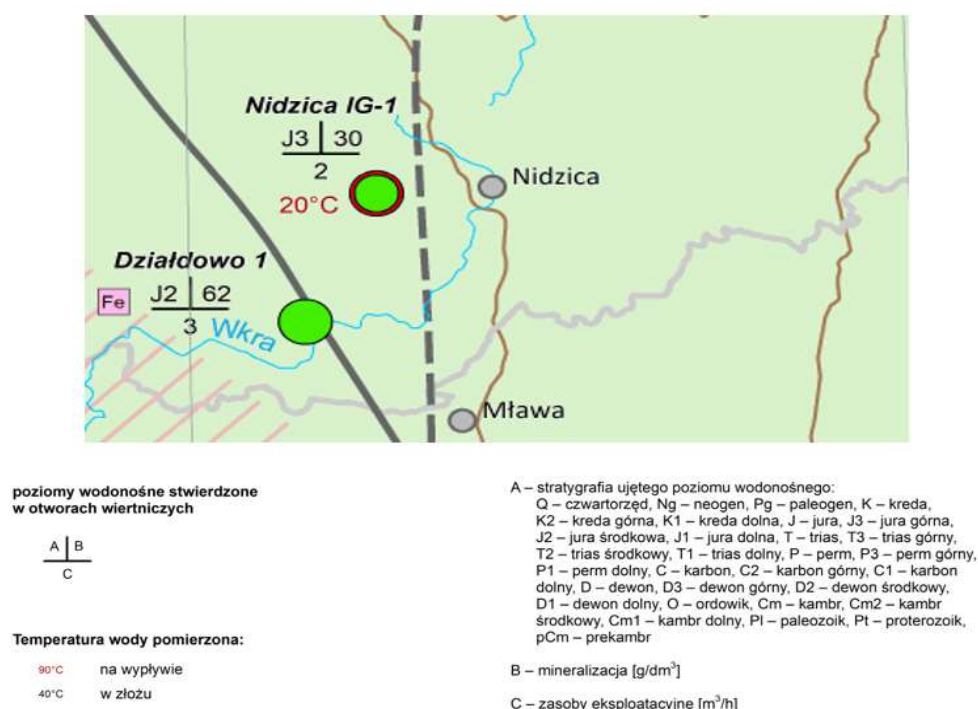
³¹ Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny PIB

Spodziewana temperatura dolnego źródła 40-45°C jest odpowiednią temperaturą dla źródeł OZE - pomp ciepła.



Rysunek 12 Mapa temperatury na głębokości 2 km. ³²

³² Źródło: www.pgi.gov.pl (dostęp: 15.02.2022r.)



Rysunek 13 Odwierty geologiczne w okolicy Mławy. ³³

Nidzica IG-1³⁴

Zgodnie z informacjami Państwowego Instytutu Geologicznego w 1989 roku w miejscowości Ryków (ok. 30 km na północ od Mławy) wykonany został otwór wiertniczy Nidzica na głębokości 2 340 m. W odwiercie zanotowano niewielką ilość wód gruntowych (zasoby eksploatacyjne na poziomie ok. 2 m³/h. Temperatura wód w złożu wynosi ok. 20°C. W związku z małymi zasobami eksploatacyjnymi nie ma potencjału na wykorzystanie energii geotermalnej w energetyce ciepłej.

Działdowo-1³⁵

W 1997 roku w miejscowości Działdowo (ok. 20 km na północny - zachód od Mławy) wykonany został otwór wiertniczy Działdowo-1 na głębokości 1 930 m. W odwiercie zanotowano niewielką ilość wód gruntowych (zasoby eksploatacyjne na poziomie ok. 3 m³/h. Temperatura wód w złożu nie przekracza 20°C. W związku z tym nie ma potencjału na wykorzystanie energii geotermalnej w energetyce ciepłej.

³³ „Mapa zagospodarowania wód podziemnych zaliczonych do kopalin w Polsce.” <https://www.pgi.gov.pl/> (dostęp: 15.02.2022r.)

³⁴<https://www.pgi.gov.pl/oferta-inst/wydawnictwa/serie-wydawnicze/profile-otworow-pig/10868-prof-gleb-otw-wiert-z-151-2018-nieswin-pig1.html> (dostęp: 15.02.2022r.)

³⁵ <https://www.pgi.gov.pl/images/stories/NW/Otwory/ostalow.pdf>

6.2 Fotowoltaika/Kolektory słoneczne

6.2.1 Technologie i ograniczenia

Fotowoltaika

Ograniczenia techniczne:

- Konstrukcja dachu uniemożliwiająca montaż paneli PV
- Brak miejsca na „farmę”
- Dopasowanie falownika, umiejscowienie go (suche miejsce, blisko rozdzielni, dostęp, uwaga na hałas)

Ograniczenia prawne:

- Sprzedaż energii w niskiej cenie
- Dopasowanie ilości produkowanej energii - nie może być zbyt duża
- Większe konstrukcje muszą być zgłaszane (powyżej 50kW)
- Farmy wymagają zezwolenia na budowę (powyżej 50kW)
- Instalacje o mocy powyżej 6,5kW muszą spełniać wymagania ppoż i być zgłoszone do Państwowej Straży Pożarnej

Kolektory słoneczne:

Kolektory słoneczne służą do pozyskiwania ciepła pochodzącego z promieni słonecznych. Zostaje w nich nagrzany płyn przenoszący ciepło do wymiennika, w którym ciepło zostaje przekazane do ciepłej wody użytkowej. W okresie letnim można w ten sposób zaspokoić do 100% potrzeb przeciętnego gospodarstwa domowego na ciepłą wodę. Wydajność ta spada wraz ze zmniejszeniem intensywności promieniowania słonecznego. W okresie zimowym niezbędne jest połączenie dodatkowego źródła ciepła, aby ogrzać wystarczającą ilość CWU, jednak kolektory wciąż pracują, przyczyniając się do zmniejszenia zużycia paliw opałowych (gazu, węgla itp.). W okresie jesiennym oraz wiosennym ilość promieniowania słonecznego jest zmienna, dodatkowe źródło ciepła jest wciąż potrzebne, jednak woda ogrzana dzięki kolektorom słonecznym może stanowić ponad 50% całości ciepłej wody użytkowej. Średniorocznie energia pochodząca z kolektorów słonecznych stanowi około 20-30% całości energii potrzebnej do ogrzania CWU, ale przy odpowiednio dobranej instalacji może wzrosnąć do 60-70%. Z 1m² powierzchni kolektorów słonecznych można wytworzyć od 350 nawet do 600 kWh ciepła w ciągu roku. Dla porównania z 1m² paneli fotowoltaicznych uzyskuje się około 150 kWh energii elektrycznej w roku.

6.2.2 Rodzaje kolektorów

Obecnie funkcjonują dwa typy kolektorów – płaskie oraz próżniowe, różnią się budową, kosztem zakupu oraz wydajnością w zależności od pory roku.

Kolektory płaskie: Podstawowa zasada działania płaskich kolektorów słonecznych sprowadza się do absorbowania promieni słonecznych poprzez ciemną powłokę zwaną absorberem, do której spodniej części przylutowane są miedziane lub aluminiowe kanały przepływowe dla płynu grzewczego. Poprzez wężownice w zbiorniku wody, płyn solarny (glikol) przekazuje ciepło podgrzewając wodę użytkową. Absorber zbudowany jest z blachy miedzianej bądź aluminiowej pokrytej warstwą absorbującą. Pod absorberem kolektor izolowany jest wełną mineralną o niskiej przewodności cieplnej, a od góry przykryty szybą solarną, odporną na grad i inne czynniki zewnętrzne. Całość zamknięta jest w obudowie aluminiowej.³⁶ Największą wydajność osiągają podczas letnich miesięcy.



Rysunek 14 Kolektory płaskie.

Kolektory próżniowe: zbudowane z systemu rur próżniowych, w których znajdują się rurki wypełnione cieczą i połączone z absorberem. Najważniejsza różnica między kolektorem próżniowym, a płaskim to próżnia w przewodach. Dzięki niej minimalizuje się straty ciepła do otoczenia, co wiąże się z większą efektywnością w miesiącach zimowych. Dodatkowo rurowa budowa kolektorów próżniowych pozwala na pozyskiwanie energii cieplnej na niewielkiej przestrzeni (nawet na elewacji budynku).³⁷

³⁶ <https://www.kolektory.com/kolektory-plaskie.html> (dostęp: 15.02.2022r.)

³⁷ <https://www.vaillant.pl/klienci-indywidualni/porady-i-wiedza/poradnik/systemy-solarne/kolektory-plaskie-czy-prozniowe-porownanie/> (dostęp: 15.02.2022r.)



Rysunek 15 Kolektory próżniowe.³⁸

6.2.3 Użycie w przemyśle³⁹:

- Podgrzanie CWU (potrzebny jest zasobnik ciepła, w miesiącach zimowych służą do wstępnego podgrzania wody, współpracują z zainstalowanymi urządzeniami podgrzewającymi wodę)
- Ogrzewanie pomieszczeń (50-20%)
- Wytwarzania chłodu w agregatach absorpcyjnych
- Ogrzewanie/utrzymywanie temperatury w wannach (wstępne podgrzanie wody, bywa wymagana instalacja dodatkowego wymiennika ciepła w wannie)
- Procesy suszenia (wymagane większe średnice rur, magazynowanie ciepła jest bardziej kosztowne)
- Systemy wentylacyjne i klimatyzacyjne

³⁸ www.hewalex.pl (dostęp: 15.02.2022r.)

³⁹ <https://spiug.pl/app/uploads/2021/01/Wykorzystanie-kolektorow-slonecznych-do-wspomagania-ciepła-procesowego.pdf> (dostęp: 15.02.2022r.)

6.2.4 Ograniczenia prawne:

Instalacja kolektorów słonecznych zazwyczaj nie wymaga zgłoszenia budowy ani uzyskania pozwolenia na budowę, jednak są od tego wyjątki. Jeśli konstrukcja ma powyżej 3m wysokości, należy ją zgłosić. W sytuacji, gdy przy instalowaniu urządzeń dochodzi do ingerencji w obiekt, to sytuację taką należy kwalifikować jako rozbudowę lub nadbudowę obiektu budowlanego. W takim przypadku uzyskanie pozwolenia na budowę będzie konieczne.⁴⁰

6.2.5 Ograniczenia techniczne:

Podczas planowania instalacji kolektorów słonecznych należy zwrócić uwagę na kilka aspektów. Jednym z głównych warunków jest ich odpowiednia lokalizacja – najlepiej na dachu od strony południowej (dopuszczalne niewielkie odchylenia na wschód lub zachód). Istotny jest również kąt nachylenia dachu, latem kolektory powinny być nachylone o około 30°, natomiast zimą zalecane jest podniesienie kolektora do 60°. Optymalne, wyśrodkowane nachylenie to 45°, ta wartość pozwoli na sukcesywne pozyskiwanie ciepła słonecznego przez cały rok bez większych strat⁴¹. W niedalekiej odległości od kolektorów, aby uniknąć strat ciepła oraz kosztów izolacji rurociągu, powinien znajdować się wymiennik ciepła wraz ze zbiornikiem buforowym. Jego pojemność jest zależna od potrzeb, ale wymagane minimum to 300 l (dla 4-osobowej rodziny).⁴² Wszystko to powinno znajdować się możliwie najbliżej kolektorów, co często stanowi utrudnienie w budynkach już istniejących.

Podczas wyboru samego kolektora należy zwrócić uwagę na posiadanie przez producenta certyfikatu Solar Keymark, który został wprowadzony przez Europejską Federację Przemysłu Solarnego Ciepłego (European Solar Thermal Industry Federation – ESTIF) we współpracy z Europejskim Komitetem Standaryzacji (European Committee for Standardization), którego członkiem jest także Polska. Certyfikat Solar Keymark świadczy o zgodności produktu z europejskimi normami EN 12975 i EN 12976, a także z normą zarządzania jakością ISO 9000. Przyznanie certyfikatu następuje po dokładnym zbadaniu wytrzymałości oraz wydajności kolektorów, a także procesu produkcyjnego. Badania są okresowo powtarzane, co daje gwarancję, że produkt certyfikowanego producenta nie uległ pogorszeniu po pewnym czasie od uzyskania znaku Solar Keymark.

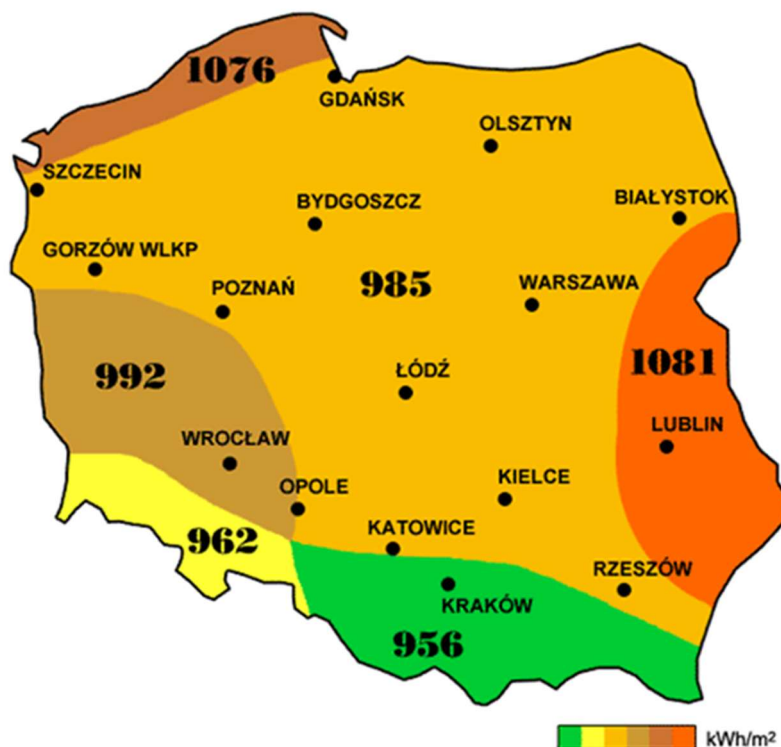
⁴⁰<https://www.infor.pl/prawo/gmina/pozwozenia/309884,Kolektory-sloneczne-bez- pozwolenia-na-budowe.html> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁴¹<https://receptynadom.pl/katem-ustawic-kolektory-sloneczne-zeby-byly-najbardziej-efektywne/> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁴²<https://www.polskiinstalator.com.pl/artykuly/instalacje-oze/2665-cieplo-z-energii-slonecznej-niedoceniane-rozwiazanie> (dostęp: 15.02.2022r.)

6.2.6 Potencjał dla PEC Mława

Średnia roczna ilość energii słonecznej jaka pada na m² w obszarze, gdzie znajduje się Mława, wynosi około 985 kWh/m².



Rysunek 16 Średnia roczna ilość promieniowania słonecznego w Polsce⁴³.

Aby pozyskać możliwie największą ilość energii cieplnej z kolektorów słonecznych należałoby ustawić je na dachu budynku, zwrócone w kierunku południowym oraz nachylone pod kątem 45°. Dla obliczeń przyjęto, że zainstalowanych zostanie 20 kolektorów próżniowych o łącznej powierzchni 76,4 m². Ich sprawność wynosi 58%, a straty wynikające z dystrybucji ciepła przyjęto na poziomie 10%. Aby obliczyć możliwy roczny uzysk ciepła, należy przekształcić wzór na wymaganą powierzchnię kolektorów, zależną od zużycia ciepła.⁴⁴

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

Gdzie:

F_k = Powierzchnia kolektorów
 Q = Ilość wytworzonego ciepła

⁴³ <https://ecosystemprojekt.pl/mapa-promieniowania-slonecznego-w-polsce,0,38.htm> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁴⁴ <http://www.uwm.edu.pl/kolektory/kolektory-sloneczne/oblicz.htm> (dostęp: 15.02.2022r.)

η = sprawność kolektora

H_r = roczna ilość promieniowania słonecznego

Po przekształceniu otrzymano:

$$Q = F_k * \eta * H_r = 76,4 [m^2] * 0,58 * 985 \left[\frac{kWh}{m^2} \right] = 43\,647,32 [kWh]$$

Uwzględniając straty dystrybucji:

$$Q_k = Q * 0,9 \cong 39\,283 [kWh]$$

Z obliczeń wynika, że w przeciągu roku instalacja kolektorów słonecznych będzie w stanie wyprodukować około 39 MWh (140,4 GJ) ciepła o temperaturze do 55°C. Dziennie jest to około 107 kWh, jednak uzysk ciepła jest silnie zależny od warunków atmosferycznych. Latem produkcja ciepła będzie znacznie wyższa (do 220 kWh), natomiast w zimie jej poziom będzie wynosił maksymalnie 22 kWh.

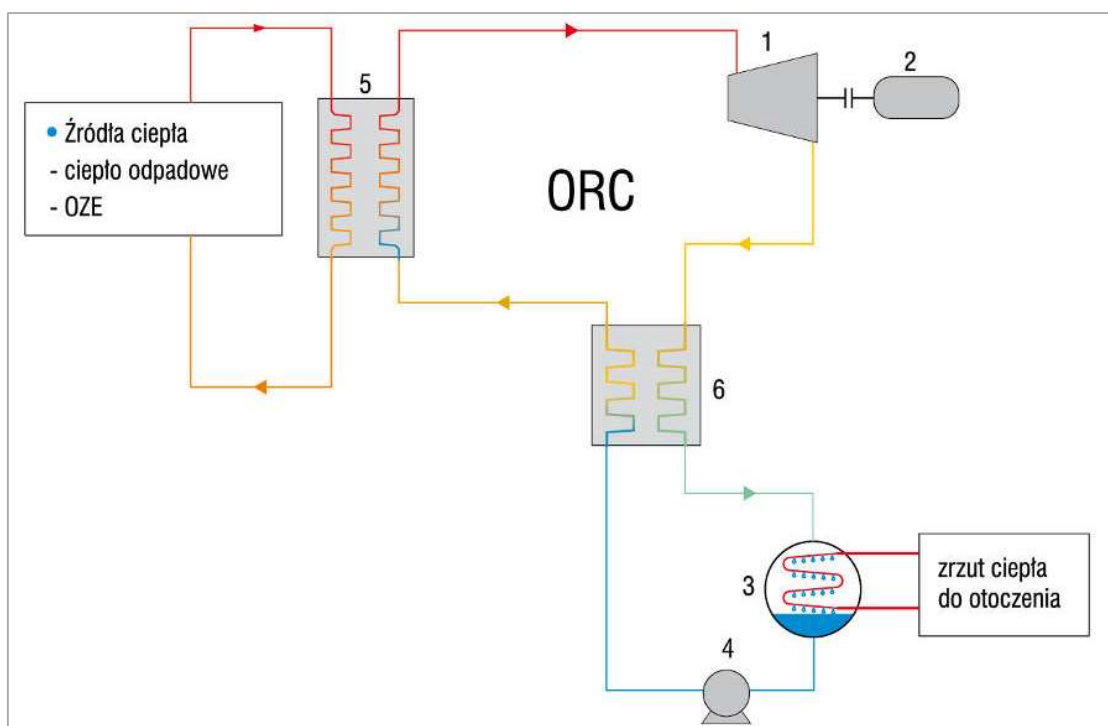
Koszt takiej instalacji wynosi około 60 tys. zł, w tym 42 tys. zł za kolektory słoneczne. Uwzględniony został także koszt instalacji oraz serwisu. Nie uwzględniono kosztu zbiornika buforowego oraz kosztu dostosowania obecnej instalacji do tego typu źródła ciepła.

Z uwagi na niską temperaturę źródła oraz stosunkowo wysoki koszt inwestycji, instalacja kolektorów słonecznych na terenie zakładu PEC Mława jest niekorzystna.

6.3 ORC

Organiczny Obieg Rankine'a jest odmianą obiegu Rankine'a, w którym jako czynnik roboczy, zamiast wody, wykorzystuje się węglowodory, lub podobne czynniki organiczne, które charakteryzują się stosunkowo niską temperaturą parowania. Umożliwia to wykorzystanie w obiegach ORC źródeł ciepła o niskiej i średniej temperaturze, takich jak biomasa, ciepło odpadowe, kolektory słoneczne czy też źródła geotermalne.

Zasada działania ORC jest analogiczna do zasady działania obiegu parowego. Czynnik roboczy jest przepompowywany do parownika połączonego ze źródłem ciepła, tam zachodzi zmiana jego stanu na gazowy. Następnie czynnik w postaci pary zostaje rozprężony w maszynie roboczej, np. turbinie, do której podłączony jest generator prądu wytwarzający energię elektryczną. Po rozprężeniu następuje przekierowanie czynnika roboczego do skraplacza, gdzie następuje chłodzenie (najczęściej wodą lub powietrzem), wskutek którego zachodzi proces kondensacji. Czynnik roboczy, ponownie w postaci cieczy, jest przetłaczany przez pompę obiegową ponownie do parownika.



Rysunek 17 Schemat technologiczny obiegu Rankine'a z rekuperacją ciepła.⁴⁵

Dla prawidłowego przebiegu procesu kluczowa jest skuteczna wymiana ciepła. Ze względu na niską temperaturę źródła może być ona utrudniona, dlatego istotny jest dobór odpowiedniego czynnika roboczego. Podstawowym kryterium jest temperatura wrzenia, niższa od temperatury wrzenia wody, która jest powszechnie stosowana w cyklu Rankine'a. Dlatego jednymi z najczęściej używanych czynników są substancje chłodzące lub węglowodory.

Zatem, aby odpowiednio dobrać czynnik roboczy należy uwzględnić rodzaj źródła ciepła, w tym poziom temperatury oraz zmienność wydajności i temperatury. Pod uwagę należy wziąć koszt pompy i turbiny lub rozprężarki. Duże znaczenie mają również własności fizykochemiczne czynnika, takie jak:

- kształt krzywej nasycenia – ponieważ zastosowanie cyklu ORC skupia się na odzysku niskotemperaturowego ciepła, korzystne są małe przegrzewy na wyjściu z parownika,
- niska temperatura zamarzania, wysoka temperatura krytyczna oraz wysoka stabilność temperaturowa – ze względu na stabilność chemiczną zastosowanej cieczy roboczej, może być ograniczona maksymalna temperatura źródła ciepła (w wysokich temperaturach ciecze organiczne mogą ulec rozkładowi, lub następuje zmiana ich

⁴⁵ <http://www.rynekinstalacyjny.pl/> (dostęp: 15.02.2022r.)

właściwości fizycznych), z kolei najniższa temperatura w cyklu ograniczona jest temperaturą krzepnięcia czynnika roboczego,

- wysokie ciepło parowania oraz gęstość – dzięki tym dwóm cechom czynnik jest w stanie zaabsorbować większą ilość energii cieplnej ze źródła, co pozwala na zmniejszenie szybkości przepływu, a także wielkości całego układu i zapotrzebowania pomp na energię elektryczną,
- wpływ na środowisko – niewielki wpływ na otoczenie, w tym także, w przeciwieństwie do wody, nie wywołuje korozji maszyn, dzięki czemu unika się rdzewienia elementów turbiny oraz zaworów rurowych,
- bezpieczeństwo użytkowania – cechy takie jak palność oraz toksyczność, istotne w przypadku wycieku, mogące stanowić zagrożenie dla obsługi.

Istotne źródła ciepła, używane w obiegu ORC:

- Spalanie biomasy – użycie tego powszechnie dostępnego surowca może być wykorzystane w wytwarzaniu energii elektrycznej w niewielkich elektrowniach. Dzięki zastosowaniu obiegu ORC zmniejsza się koszt inwestycyjny, związany z uruchomieniem bloku na biomasę, ze względu na niższe ciśnienie czynnika w obiegu.
- Źródła geotermalne – dzięki stosunkowo niskiej temperaturze parowania, wykorzystanie technologii ORC jest idealnym rozwiązaniem dla tego typu źródła ciepła. Głównym ograniczeniem jest bardzo niska sprawność dla temperatury poniżej 100 °C.
- Ciepło odpadowe – odzysk ciepła odpadowego jest jednym z głównych obszarów rozwoju technologii ORC, która ma możliwość być wykorzystana w kogeneracji czy też procesach przemysłowych.
- Instalacje solarne wysokotemperaturowe – ilość ciepła pozyskiwana z kolektorów słonecznych jest stosunkowo niewielka, ale stwarza wystarczające warunki dla pracy układu ORC, dzięki czemu pozyskiwana energia elektryczna pochodzi z odnawialnego źródła.

Istniejące instalacje wykorzystujące obieg ORC:

Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Lęborku (MPEC Lębork) w rozpoczęło w 2012 r. projekt elektrociepłowni opalanej biomasą, pochodzącą z odpadów lokalnego przemysłu drzewiarskiego. Instalację uruchomiono w czerwcu 2016 r. Elektrociepłownia korzysta z organicznego cyklu Rankine'a i pracuje w kogeneracji. Pełna moc produkcyjna EC ORC ma wynosić 5,68 MWt mocy cieplnej i 1,4 MWe mocy elektrycznej produkowanej w pełnym skojarzeniu. W okresie letnim jej zadaniem jest pokrycie całości zapotrzebowania

na ciepło, w wysokości ok. 4,5 MWt, a także dostarczenie około 1,25 MWe mocy elektrycznej; w sezonie grzewczym pracuje jako główne źródło zasilania. System cechuje się 82% sprawnością w wytwarzaniu ciepła i prądu.

Tartak Olczyk w 2009 r. uruchomił elektrociepłownię wytwarzającą ciepło oraz energię elektryczną na potrzeby własne zakładu. Ciepło produkowane jest ze spalania biomasy, będącej produktem ubocznym produkcji tartacznej. Zainstalowana moc elektryczna turbiny wraz z generatorem ORC wynosi 1,7 MWe. Produkcja ciepła w pełni pokrywała zapotrzebowanie zakładu, które kształtowało się w granicach od 5 do 10 MWt.

Hotel Arłamów S.A. posiada elektrociepłownię opalaną biomasą z blokiem kogeneracyjnym ORC, w którym moc cieplna wynosi 5,6 MWt, a moc elektryczna 1,2 MWe. Dodatkowo woda grzewcza z elektrociepłowni zasila absorpcyjny agregat wody lodowej o mocy chłodniczej 2,55 MWt. Projekt został zrealizowany w 2011 r.

6.4 Pompy ciepła

Pompa ciepła to urządzenie pozwalające na wykorzystanie energii gromadzonej w ziemi, powietrzu lub wodzie w instalacji grzewczej, wentylacji lub do przygotowania c.w.u. Zasada działania pompy ciepła polega na przekazaniu ciepła pobranego ze strefy o niższej temperaturze (dolne źródło ciepła) do strefy o temperaturze wyższej (górne źródło ciepła). Pompa ciepła zasilana jest energią elektryczną. Zużycie energii elektrycznej uzależnione jest od ilości energii przenoszonej pomiędzy wspomnianymi strefami oraz różnicy temperatur między nimi.

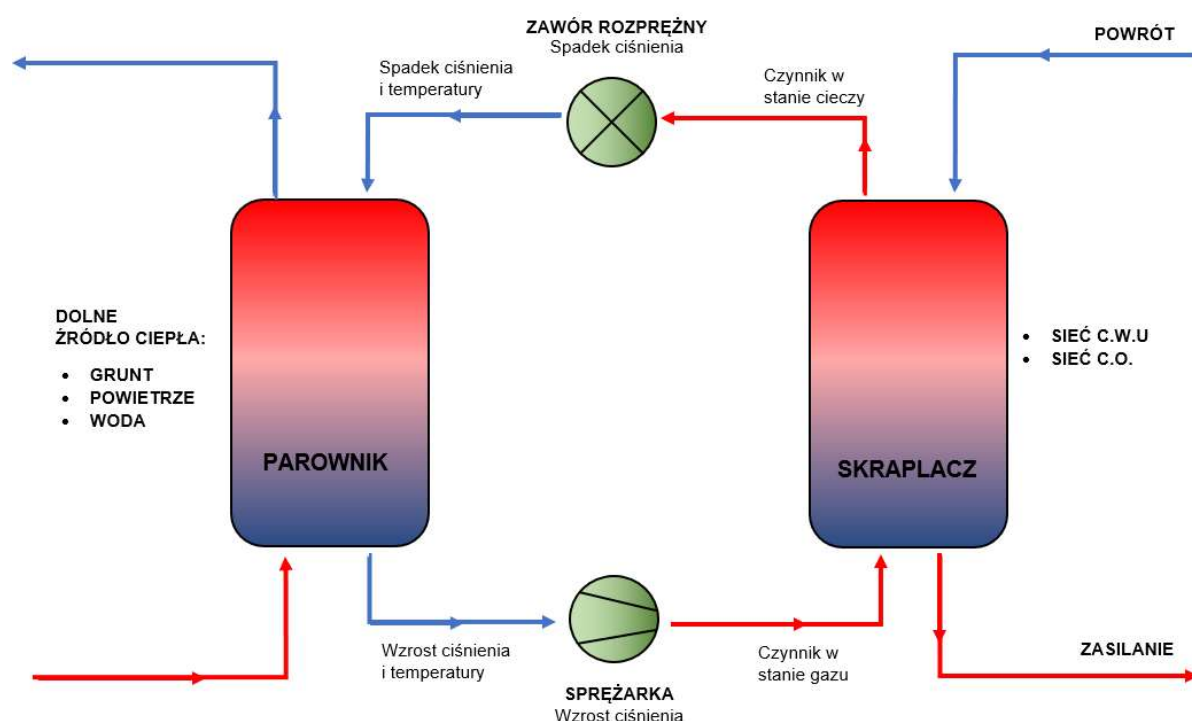
Można wyodrębnić dwie najważniejsze grupy pomp ciepła ze względu na rodzaj napędu i zasadę działania:

- Pompy ciepła sprężarkowe (silnik sprężarki zasilany jest energią elektryczną) – urządzenia stosowane w technice grzewczej i chłodniczej. Tego typu pompy oferowane są na rynku jako alternatywa dla kotłów na paliwo organiczne oraz ogrzewaczy elektrycznych.
- Pompy ciepła absorpcyjne (z napędem cieplnym) – stosowane w zakładach przemysłowych do podwyższania potencjału energetycznego ciepła odpadowego.

6.4.1 Sprężarkowe pompy ciepła

Działanie sprężarkowej pompy ciepła polega na pobieraniu czynnika roboczego - ciepła z otoczenia ziemi oraz powietrza lub ścieków oczyszczonych. Transportuje je do pompy ciepła i dalej do parownika. Parownik o konstrukcji wymiennika płytowego, gdzie między płytami

znajdują się: czynnik chłodniczy, posiadający niską temperaturę wrzenia oraz nośnik ciepła. Pod wpływem temperatury nośnika ciepła czynnik chłodniczy (będący w tym momencie w postaci cieczy) wrze – odparowuje, po czym sprężarka spręża tę parę do wysokiego ciśnienia. W wyniku sprężania para ulega skropleniu, przy czym jest to proces egzotermiczny z wydzielaniem dużych ilości ciepła. Proces skraplania zachodzi w skraplaczu będącym jednocześnie wymiennikiem ciepła dla instalacji grzewczej. Po oddaniu ciepła w skraplaczu, czynnik roboczy w postaci cieczy przepływa do zaworu rozprężnego, gdzie zostaje gwałtownie obniżone jego ciśnienie. Czynnik ponownie z cieczy przechodzi w parę pochłaniając przy tym duże ilości ciepła z otoczenia. Proces ten zachodzi w dolnym źródle ciepła i obieg rozpoczyna się na nowo. Jeśli ilość ciepła w dolnym źródle jest niewystarczająca do odparowania czynnika, wydajność pompy ciepła gwałtownie spada aż do całkowitego ustania pracy.



Rysunek 18 Schemat pracy sprężarkowej pompy ciepła.

Pompy ciepła to niskotemperaturowe źródła ciepła. W środowisku naturalnym występują powszechnie źródła ciepła o temperaturze zbyt niskiej do bezpośredniego wykorzystania, posiadające jednocześnie olbrzymi potencjał energetyczny (pojemność cieplną). Należą do nich: wody powierzchniowe, wody gruntowe, powietrze atmosferyczne, grunt. Niskotemperaturowe źródła energii dla pomp ciepła powinny cechować się:

- dużą pojemność cieplną,
- łatwym dostępem i niskim kosztem wykonania instalacji,

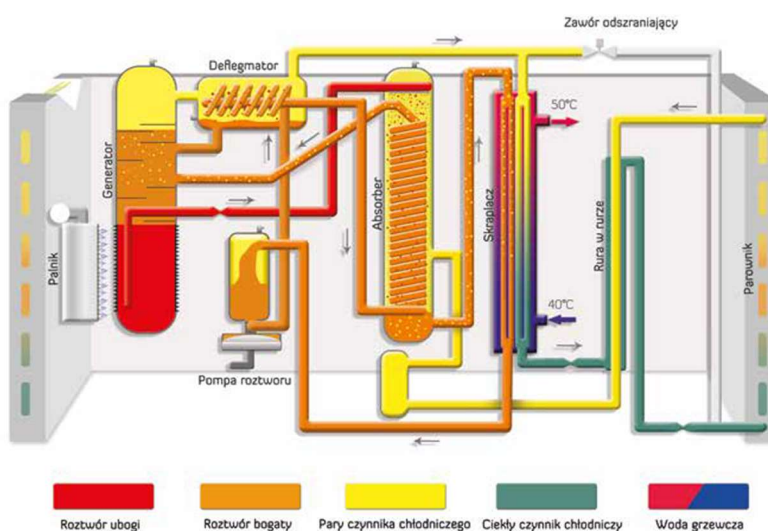
- stałą i stosunkowo wysoką temperaturą w ciągu roku,
- małą aktywnością chemiczną.

6.4.2 Absorpcyjne pompy ciepła

Gazowe absorpcyjne pompy ciepła działają analogowo do tradycyjnych pomp sprężarkowych. Układ absorpcyjny składa się z typowych elementów obiegu chłodniczego (parownik, skraplacz, zawór dławiący), nie posiada jednak sprężarki elektrycznej. W miejsce klasycznej sprężarki wprowadzono tutaj „silnik termiczny” (absorber, warnik, pompa roztworu, element rozprężny).

Urządzenia te zasilane są gazem ziemnym. Wykorzystują również energię odnawialną (z wysoką efektywnością), która może być czerpana z różnego rodzaju źródeł niskotemperaturowych: powietrza (np. powietrza z otoczenia agregatu kogeneracyjnego), wody, gruntu.

Energia ze spalania gazu dostarczana jest do wymiennika, w którym znajduje się roztwór amoniaku i wody. Odparowany amoniak oddaje na początku cyklu energię pozyskaną w wyniku spalania gazu, a następnie realizuje obieg chłodniczy, pozyskując energię z dolnego źródła. Dzięki zastosowaniu absorpcji, pobór energii elektrycznej jest minimalny, ponieważ zasila ona jedynie pompę roztworu oraz wentylator. Pozostałe mechanizmy urządzenia napędzane są w wyniku spalania gazu ziemnego.



Rysunek 19 Schemat pracy gazowej absorpcyjnej pompy ciepła.⁴⁶

⁴⁶ <https://www.gazuno.pl/> (dostęp: 15.02.2022r.)

Poniżej przedstawiono rodzaje pomp ciepła możliwych do zastosowania w przedsiębiorstwie ciepłowniczym:

Tabela 17 Zastawienie pomp ciepła możliwych do zastosowania w przedsiębiorstwie ciepłowniczym.

Lp.	Rodzaj pompy ciepła	Paliwo zasilające	Dolne źródło	Parametry dolnego źródła, °C	Górne źródło	Parametry górnego źródła, °C
1	Gazowe absorpcyjne pompy ciepła	Gaz ziemny	Powietrze	40/35; 35/30	Woda sieciowa	65/55
2	Powietrzne i wodne pompy ciepła	Energia elektryczna	Powietrze	40/35; 35/30	Woda sieciowa	98/57
3	Pompy ciepła na ściekach	Energia elektryczna	Ścieki oczyszczone	12/7	Woda sieciowa	95/60
4	Pompy ciepła zasilane wodą geotermalną	Energia elektryczna	Odwiert geotermalny	20/22	Woda sieciowa	95/60
5	Gruntowe pompy ciepła	Energia elektryczna	Grunt (woda/glikol)	25/20	Woda sieciowa	65/60

W związku z powyższą tabelą można wytypować rozwiązania możliwe do wykorzystania w PEC Mława:

- W niniejszym systemie ciepłowniczym nie można wykorzystać:
 - Pomp ciepła zasilanych wodą geotermalną – w okolicach miasta Mława brak źródeł zawierających odpowiednie ilości wody geotermalnej,
 - Gruntowych pomp ciepła – brak wystarczającej ilości miejsca na terenie przedsiębiorstwa niezbędnego do zainstalowania pomp.
- W PEC Mława można wykorzystać:
 - Pompy ciepła na ściekach – oczyszczalnia ścieków znajduje się w sąsiedztwie planowanego nowego źródła ciepła. Pompy te charakteryzują się największą efektywnością wytwarzania ciepła z OZE. W połączeniu z agregatem kogeneracyjnym zwiększają efektywność ekonomiczną wytwarzania ciepła (wykorzystywanie energii elektrycznej produkowanej w agregacie kogeneracyjnym do zasilania pomp ciepła),
 - Powietrzne i wodne pompy ciepła – pompy te charakteryzują się największą efektywnością wytwarzania ciepła z OZE. W połączeniu z agregatem kogeneracyjnym zwiększają efektywność ekonomiczną wytwarzania ciepła (wykorzystywanie energii elektrycznej produkowanej w agregacie kogeneracyjnym do zasilania pomp ciepła).

- Gazowe absorpcyjne pompy ciepła – zastosowanie niniejszego rozwiązania pozwoli na wykorzystanie ciepła z otoczenia agregatu kogeneracyjnego.

6.5 Termiczne przetwarzanie odpadów

Ze względu na to, że jako społeczeństwo wciąż wytwarzamy coraz więcej odpadów, gospodarka z nimi związana jest wyzwaniem. Statystyczny Polak w 2020 r. wytworzył 342 kg odpadów komunalnych, podczas gdy w 2010 r. statystyczna ilość odpadów na mieszkańca wynosiła 263 kg. Odnotowuje się więc znaczący wzrost w ilości, co niewątpliwie ma związek z rosnącym konsumpcjonizmem. Statystyczny Europejczyk przyczynia się do produkcji jeszcze większej ilości śmieci, bo jest to aż około 500 kg. Najpopularniejszą metodą „radzenia sobie” (zagospodarowania) z odpadami jest ich składowanie. W 2020 r. 59% odpadów komunalnych trafiło do odzysku dzięki procesom recyklingu, kompostowania lub fermentacji oraz przekształcania termicznego z odzyskiem energii. Unieszkodliwieniu przez przekształcanie termiczne bez odzysku energii uległo 1,3 % odpadów, natomiast aż 39,8% zostało zeskładowane. Z roku na rok rośnie jednak udział selektywnej zbiórki w odbieranych odpadach. W 2019 r. w sposób selektywny odebrano lub zebrano 25,1% (3,9 mln ton) odpadów, natomiast w 2020 r. zebrano aż 4,9 mln ton, czyli 37,4% wszystkich odebranych odpadów.⁴⁷

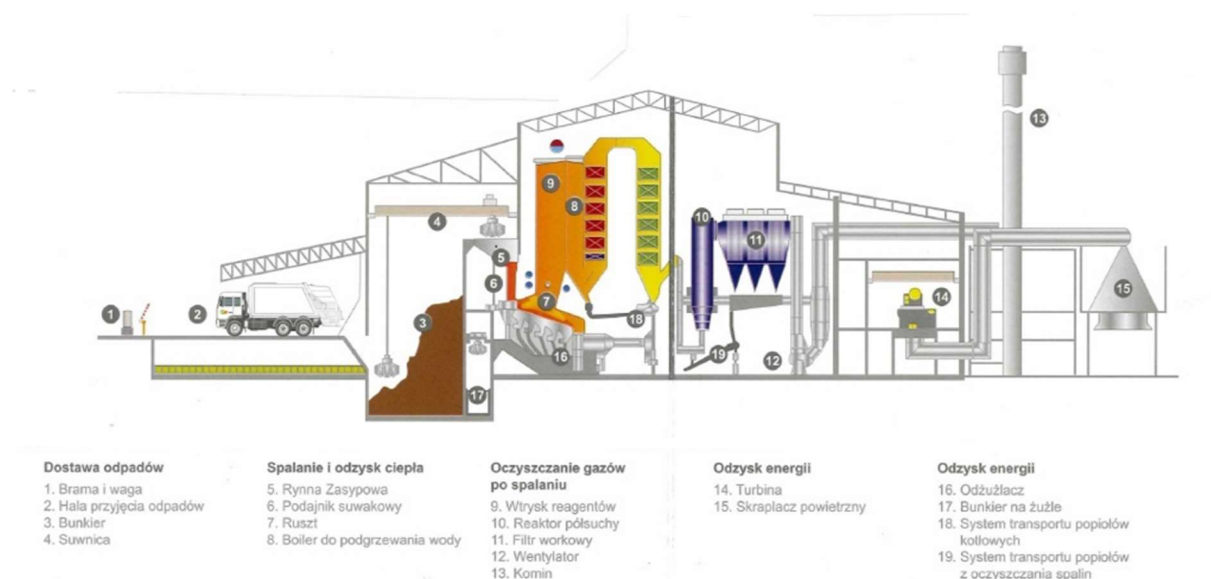
Technologia, która pozwala na zagospodarowanie dużej ilości odpadów, a także odzyskanie ich energii jest termiczne przetwarzanie odpadów. Jest to technologia, bardzo popularna w państwach skandynawskich, jak również w zachodniej Europie. Termiczne przekształcanie odpadów umożliwia produkcję paliwa z procesów spalania, pirolizy i zgazowania odpadów oraz wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej. Dzięki tej metodzie utylizacji odpadów możliwe jest także znaczne zredukowanie ilości odpadów gromadzonych na wyrobiskach czy składowiskach.

Spalanie odpadów budzi wiele kontrowersji i protestów społecznych. Bardzo trudno jest uzyskać akceptację społeczną dla takiego typu projektu. Przeciwnicy podnoszą wiele argumentów, takich jak: emisja dioksyn i metali ciężkich, toksyczność, czarny dym emitowany z komina, hałas, odór, problem zagospodarowania odpadów wtórych z procesu spalania, zagrożenia dla zdrowia czy spadek wartości nieruchomości w pobliżu spalarni. Wszystkie te problemy zostały rozwiązane mniej więcej 20 lat temu i obecnie nie stanowią już istotnego problemu. Niezmiernie trudne jest jednak przekonanie do tego protestujących.

⁴⁷<https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/gus-ochrona-srodowiska-w-2020-odpady-komunalne-10550.html> (dostęp: 15.02.2022r.)

Podstawowym celem, dla którego buduje się spalarnie jest maksymalne zmniejszenie objętości i masy odpadów. Można przyjąć, że spalarnia pozwala na zmniejszenie ilości odpadów o maksymalnie około 30% ich pierwotnej masy i około 10% ich objętości. Współczesne spalarnie odpadów komunalnych z odpowiednio rozwiniętymi systemami oczyszczania gazów oraz z prawidłowo rozwiązany problemem gospodarki odpadami wtórnymi pozwalają skierować na składowisko około 5-6% pierwotnej masy odpadów.⁴⁸

Według Ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o opadach - spalarnia odpadów jest to zakład lub jego część przeznaczona do termicznego przekształcania odpadów z odzyskiem lub bez odzysku wytwarzanej energii cieplnej, obejmujące instalacje i urządzenia służące do prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów wraz z oczyszczaniem gazów odlotowych i wprowadzaniem ich do atmosfery, kontrolą, sterowaniem i monitorowaniem procesów oraz instalacjami związanymi z przyjmowaniem, wstępnym przetwarzaniem i magazynowaniem odpadów dostarczonych do termicznego przekształcania oraz instalacjami związanymi z magazynowaniem i przetwarzaniem substancji otrzymanych w wyniku spalania i oczyszczania gazów odlotowych.⁴⁹



Rysunek 20 Proces termicznej utylizacji odpadów.⁵⁰

⁴⁸ G. Wielogosiński, *Termiczne Przetwarzanie Odpadów*, Wydawnictwo „Nowa Energia”, 2020 r., str. 53

⁴⁹ Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. (jednolity tekst: Dz. Ust. 2019, poz.701, zmiany: Dz. Ust. 2019, 730 Dz. Ust. 2019 1403, Dz. Ust. 2019, 1579)

⁵⁰ <https://www.goap.org.pl/2017/07/26/> (dostęp: 29.12.2021r.)

Termiczne przekształcanie odpadów jest to unieszkodliwianie odpadów komunalnych oraz przemysłowych w procesie spalania. Najczęściej stosowane technologie to technologia pieca rusztowego, technologia kotła fluidalnego, piroliza i zgazowanie.

Zgodnie z ustawą o odpadach termiczne przekształcanie odpadów może być realizowane zarówno w spalarniach, jak i współspalarniach odpadów.

6.5.1 Odpady jako paliwo⁵¹

Każde paliwo zawiera pewną ilość materii organicznej, która jest palna. Składowanie i kompostowanie odpadów jest bezpowrotną stratą ich właściwości energetycznych. Ze spalania 1 Mg odpadów komunalnych można odzyskać około 400 kWh energii elektrycznej oraz 6,6 GJ ciepła. W przypadku składowania, a także kompostowania czy fermentacji metanowej materia organiczna zawarta w odpadach ulega konwersji do dwutlenku węgla, wody oraz metanu. W przypadku kompostowania proces trwa godziny, dni lub tygodnie, a w przypadku fermentacji – dni lub tygodnie. Rozkład materii podczas składowania trwa 30-50 lat. Zgodnie z prawem Hessa (podstawowym prawem termochemii) ilość energii, którą możemy z tych procesów odzyskać będzie taka sama, różnica tkwi w czasie (efekt cieplny procesu nie zależy od procesu, ale od stanu początkowego i końcowego). Oznacza to, że tak naprawdę podczas spalania odzyskujemy energię zawartą w paliwie, natomiast podczas kompostowania czy składowania bezpowrotnie ją tracimy. Jeśli uda się pozyskać metan wydzielany podczas fermentacji metanowej lub składowania, możemy go wykorzystać energetycznie. Jeśli natomiast pozwolimy na jego swobodną emisję do otoczenia wzmocnimy efekt cieplarniany, ponieważ metan jest gazem o potencjale cieplarnianym około 23 razy większym od dwutlenku węgla. W przypadku spalania odpadów do atmosfery emitowanych jest 6 cząsteczek dwutlenku węgla, natomiast w reakcji rozkładu odpadów na składowisku emitowane są 3 cząsteczki dwutlenku węgla i 3 cząsteczki metanu. Oznacza to, że oprócz tego, że spalanie odpadów pozwala na odzyskanie zawartej w nich energii, charakteryzuje się także niższą emisją gazów cieplarnianych.

6.5.2 Rodzaje paliw^{52 53 54}

Rodzaje odpadów, które mogą zostać przetworzone i wykorzystane w procesie termicznego przetwarzania są to; osady ściekowe, odpady pochodzenia zwierzęcego, odpady niebezpieczne (palne), a także odpady przemysłowe. W odpowiednim procesie ich

⁵¹ G. Wielogosiński, *Termiczne Przetwarzanie Odpadów*, Wydawnictwo „Nowa Energia”, 2020, str. 53-57

⁵² <https://mzuk-zlotow.pl/paliwo-alternatywne-rdf/> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁵³ <https://obiegprzyszlosci.pl/rdf-2/> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁵⁴ G. Wielogosiński, *Termiczne Przetwarzanie Odpadów*, Wydawnictwo „Nowa Energia”, 2020, str. 34-35

przetworzenia powstaje RDF (Refuse Derived Fuel) lub pre-RDF. Jako paliwa zalicza się odpady o wartości opałowej większe niż 6 MJ/kg.

RDF - jest to „paliwo alternatywne powstające w wyniku wysortowania oraz odpowiedniego przygotowania frakcji odpadów charakteryzujących się wysoką wartością opałową”. Po uprzednim suszeniu w celu redukcji masy odpadów oraz sortowaniu mechanicznym, rozdrobnione odpady o jednorodnej strukturze i wysokiej wartości opałowej tworzą paliwo. Są to odpady palne z tworzyw sztucznych, papieru, folii oraz drewna. Mniej więcej połowa masy mokrych odpadów, które trafiają do przedsiębiorstwa zajmującego się produkcją RDF jest odzyskiwana w formie paliwa (ze 100 ton zmieszanych odpadów około 50 ton będzie stanowiło paliwo RDF). Według danych z istniejących instalacji RDF ma wartość opałową w granicach 10-18 MJ/kg, w zależności od wilgotności.⁵⁵ Posiada kod odpadu 19.12.10.

pre-RDF (frakcja kaloryczna) – „wysokokaloryczna frakcja odpadów komunalnych, powstała w procesie mechanicznego przetwarzania zmieszanych odpadów komunalnych poprzez wydzielenie na sicie 80 mm jako nadfrakcja. Zawiera ona zwykle niewydzielone wcześniej w procesie selektywnej zbiórki u źródła frakcje surowcowe, takie jak tworzywa sztuczne, tekstylia itp.” Wartość opałowa pre-RDF wynosi zwykle 13-18 MJ/kg. Posiada kod odpadu 19.12.12.⁵⁶

Odpady komunalne – są to odpady powstające w gospodarstwach domowych, z wyłączeniem pojazdów wycofanych z eksploatacji, a także odpady niezawierające odpadów niebezpiecznych pochodzące od innych wytwórców odpadów, które ze względu na swój charakter lub skład są podobne do odpadów powstających w gospodarstwach domowych. Odpady komunalne nie obejmują odpadów z produkcji, rolnictwa, leśnictwa, rybołówstwa, zbiorników bezodpływowych, sieci kanalizacyjnej oraz z oczyszczalni ścieków, w tym osadów ściekowych, pojazdów wycofanych z eksploatacji oraz odpadów budowlanych i rozbiórkowych; niesegregowane (zmieszane) odpady komunalne pozostają niesegregowanymi (zmieszanymi) odpadami komunalnymi, nawet jeżeli zostały poddane przetwarzaniu odpadów, ale przetwarzanie to nie zmieniło w sposób znaczący ich właściwości.

Komunalne osady ściekowe – odpady pochodzące z oczyszczalni ścieków powstające w komorach fermentacyjnych oraz innych instalacjach służących do oczyszczania ścieków komunalnych oraz innych ścieków o składzie zbliżonym do składu ścieków komunalnych.

⁵⁵ G. Wielogosiński, *Termiczne Przetwarzanie Odpadów*, Wydawnictwo „Nowa Energia”, 2020, str. 58

⁵⁶ Analiza_21.05.2021_Eko%20Dolina.pdf

Odpady medyczne – są to odpady powstające w związku z udzielaniem świadczeń zdrowotnych, prowadzeniem badań i doświadczeń naukowych w zakresie medycyny. Odpady weterynaryjne są natomiast odpadami powstającymi w związku z badaniem, leczeniem zwierząt lub w związku z prowadzeniem badań naukowych i doświadczeń na zwierzętach.

Odpady niebezpieczne – są to odpady wskazane w katalogu odpadów jako niebezpieczne. Zgodnie z ustawą właściwościami powodującymi, że odpady klasyfikujemy jako odpady niebezpieczne są właściwości: wybuchowe, utleniające, wysoce łatwopalne, łatwopalne, drażniące, szkodliwe, toksyczne, rakotwórcze, żrące, zakaźne, działające szkodliwie na rozrodczość, mutagenne, uczulające, ekotoksyczne. Zaliczamy do tej grupy także odpady, które w kontakcie z wodą, powietrzem lub kwasem uwalniają toksyczne gazy oraz odpady, które po zakończeniu procesu unieszkodliwiania mogą w dowolny sposób wydzielić inną substancję np. w formie odcieku, która ma jakąkolwiek z wymienionych wyżej cech.

Na terenie instalacji termicznego przetwarzania odpadów (ITPO) znajduje się zasobnik na paliwo, którego pojemność wystarcza zwykle na zmagazynowanie zapasu odpadów wystarczającego zwykle na 2-5 dni pracy zakładu.

6.5.3 Aspekt prawny wykorzystania odpadów jako paliwa

Wykorzystanie odpadów jest możliwe tylko przy spełnieniu ściśle określonych wymagań dotyczących składu chemicznego odpadów, procesu spalania, norm emisji dla określonych instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania i współspalania odpadów.

Z punktu widzenia encyklopedii techniki paliwo to materiał stosowany jako źródło ciepła lub pośrednio energii mechanicznej i elektrycznej wykorzystywany do celów przemysłowych, technologicznych, transportowych i bytowych. Paliwem może być każda substancja, która posiada zdolność utleniania się z intensywnością umożliwiającą odzyskanie energii chemicznej zawartej w tej substancji w praktyce przemysłowej.⁵⁷

Zatem według definicji odpady mogłyby być paliwem, natomiast wtedy spalając to „paliwo” powstawałaby emisja CO₂ więc instalacja nie byłaby zwolniona z ETS. Tym samym generowałaby koszty zakupu uprawnień do emisji. Koszty inwestycyjne nadal byłyby bardzo wysokie ze względu na konieczność spełnienia wymogów emisji zanieczyszczeń do powietrza. Wyprodukowane ciepło w takiej sytuacji nie byłoby ani ciepłem odpadowym, ani ciepłem z OZE, więc tak naprawdę nie byłoby przydatne dla poprawy jakości ciepła w systemie

⁵⁷ G. Wielogosiński, *Termiczne Przetwarzanie Odpadów*, Wydawnictwo „Nowa Energia”, 2020, str. 302-303

ciepłowniczym. Ponadto za to „paliwo” trzeba będzie zapewne zapłacić, a to wpłynie na wzrost kosztów produkcji ciepła i w konsekwencji na ceny ciepła dla odbiorców.

Obecnie paliwo alternatywne jest traktowane jako odpad o kodzie 19 12 10 i stanowi swego rodzaju problem. Potrzeba zmiany sposobu myślenia i potraktowania RDF oraz pre-RDF jako surowca, który zawiera potencjał energetyczny. Jeśli pozbyć się statusu odpadu, powstaje produkt – paliwo alternatywne. W takim wypadku istnieje możliwość jego spalania i produkcji energii poza spalarniami i współspalarniami odpadów.⁵⁸

Na chwilę obecną nie jest wiadome czy energia odzyskana w wyniku termicznego przekształcania odpadów będzie kwalifikowana jako energia odnawialna i nie będzie podlegać opłatom za emisję CO₂. Minister do spraw klimatu ma wydać rozporządzenie określające warunki techniczne kwalifikowania energii odzyskanej w procesie termicznego przekształcania odpadów jako energii z odnawialnego źródła energii.

Art. 159 ust. 1 ustawy o odpadach⁵⁹

1. Część energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów zawierających frakcje biodegradowalne może stanowić energię z odnawialnego źródła energii, jeżeli są spełnione warunki techniczne zakwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów jako energii z odnawialnego źródła energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie ust. 2.
2. Minister właściwy do spraw klimatu w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, warunki techniczne kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów jako energii z odnawialnego źródła energii, kierując się możliwościami technicznymi, frakcjami biodegradowalnymi zawartymi w określonych rodzajach odpadów oraz ochroną środowiska.

Ustawa określa środki służące ochronie środowiska, życia i zdrowia ludzi przez zapobieganie powstawaniu odpadów i zmniejszenie ich ilości oraz negatywnego wpływu wytwarzania odpadów i gospodarowania nimi, a także przez zmniejszenie całkowitego wpływu użytkowania zasobów oraz poprawę efektywności takiego użytkowania, w celu przejścia na gospodarkę o obiegu zamkniętym.⁶⁰

⁵⁸ Energia z odpadów jako OZE Eco-legal.pdf

⁵⁹ <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20130000021/U/D20130021Lj.pdf> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁶⁰ <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20210002151/O/D20212151.pdf> (dostęp: 15.02.2022r.)

Wymagania dotyczące prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów można znaleźć w Rozporządzeniu Ministra Rozwoju z dnia 21 stycznia 2016 r. w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów oraz sposobów postępowania z odpadami powstałymi w wyniku tego procesu.

6.5.4 Odzyskiwanie energii

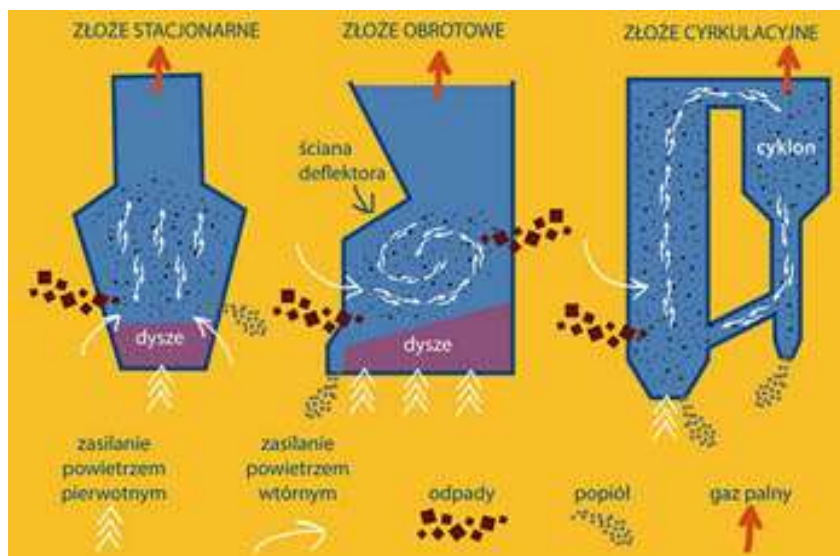
Odpady, dzięki temu, że zawierają liczne składniki palne mogą być wykorzystywane w procesie termicznego przekształcania odpadów do odzyskiwania energii. W efekcie procesu spalania odpadów powstają energia cieplna i tzw. odpady wtórne. Odpadami są żużel oraz popioły lotne i pyły. Żużel, który stanowi około 25% masy spalonych odpadów, można wykorzystać do celów gospodarczych, ponieważ po odpowiedniej obróbce ma charakter materiału neutralnego dla środowiska. Natomiast popioły stanowiące 7,5% masy spalonych odpadów są składowane jako odpad niebezpieczny. Natomiast energię cieplną wydzielaną do otoczenia przy procesie spalania odzyskuje się do produkcji energii elektrycznej. Odbywa się to przy pomocy wymiennika ciepła, w którym spaliny z procesu spalania odpadów ogrzewają wodę, tworząc parę. Ta natomiast jest kierowana na turbinę parową, połączoną na wale z generatorem prądotwórczym. W ten sposób ze spalania odpadów uzyskuje się energię elektryczną.

6.5.5 Spalanie w złożu fluidalnym^{61 62}

Technologia termicznego przekształcania odpadów w kotłach fluidalnych nie jest szczególnie popularna w Europie, ale jest często używaną technologią w Japonii. Dobór technologii jest związany ściśle ze morfologią odpadów komunalnych. Piece fluidalne mają kształt pionowego cylindra i stosowane są do spalania paliw jednorodnych, takich jak; osady ściekowe, biomasa czy węgiel. Na dole pieca fluidalnego znajduje się złożo fluidalne, które przy pomocy wstępnie podgrzanego powietrza tworzy zawiesinę (ulega fluidyzacji). W złożu o temperaturze około 650°C zachodzą procesy takie jak suszenie odpadów, odgazowanie, zapłon oraz spalanie.

⁶¹ <https://ekotechnologie.org/5-sf.html> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁶² G. Wielogosiński, *Termiczne Przetwarzanie Odpadów*, Wydawnictwo „Nowa Energia”, 2020 r., str. 89-91



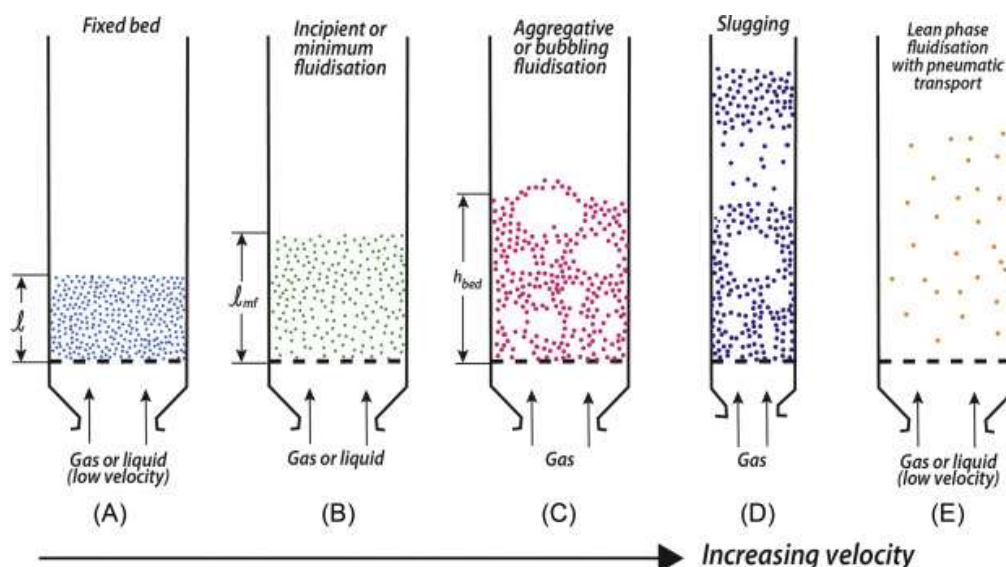
Rysunek 21 Typy systemów operacyjnych złoża fluidalnego.⁶³

W systemie ze złożem stacjonarnym wysokość złoża jest stała i w zasadzie nie występuje ukośne przemieszczanie się cząsteczek. Ten system dobrze sprawdza się do spalania odpadów o niskiej wartości opałowej (6,5 – 13 MJ/kg). Najczęściej stosowany jest do spalania szlamu ściekowego.

W systemie obrotowym złożo fluidalne jest stacjonarne, natomiast obraca się wokół własnej osi co powoduje mieszanie się cząsteczek. W takim systemie złoża spala się odpady o wyższej wartości opałowej (7-20 MJ/kg), w tym odpady ściekowe.

Trzecim typem jest system ze złożem cyrkulacyjnym, gdzie wysokość złoża nie jest stała. Powietrze o dużej prędkości wynosi ze złoża popiół i piasek, które są wychwytywane w cyklonie i kierowane z powrotem do pieca. Dzięki zastosowaniu dużej prędkości powietrza możliwe jest spalanie odpadów o wysokiej wartości opałowej (7-22 MJ/kg).

⁶³ <https://ekotechnologie.org/5-sf.html> (dostęp: 15.02.2022r.)



Rysunek 22 Złoże fluidalne w zależności od prędkości przepływu gazu.⁶⁴

Złoże na rysunku (A) przedstawia układ cząsteczek przy niskich prędkościach przepływu gazu przez stałe złoże. W miarę wzrostu prędkości przepływu gazu cząsteczki zaczynają się unosić tworząc warstwę fluidalną (B). Gdy prędkość przepływu gazu wzrasta tworzy się warstwa pęcherzykowa (C), następnie turbulentna warstwa fluidalna (D), w której część materiału stałego jest wywiewana z urządzenia. Kiedy prędkość przepływu gazu przekroczy pewną wartość graniczną zaczyna się transport pneumatyczny (E) – następuje to, kiedy siła wyporu jest większa od siły grawitacji.

Zaletą instalacji fluidalnych jest możliwość zastosowania suchego usuwania zanieczyszczeń kwaśnych przez dodanie reagenta bezpośrednio do komory spalania oraz stosunkowo niska temperatura spalania, co zmniejsza ilość powstających tlenków azotu. Podstawową wadą instalacji jest jednak konieczność rozdrabniania odpadów przed wprowadzeniem ich do procesu spalania, co wiąże się z dodatkowym zużyciem energii oraz kłopotami technicznymi. Pomimo tego, że technologia fluidalna charakteryzuje się wyższymi sprawnościami, nie rekompensuje to wyżej wymienionych wad.

6.5.6 Technologia rusztowa⁶⁵

Jest to najlepiej znana technologia na rynku europejskim i światowym pod kątem parametrów budowy i eksploatacji. Umożliwia ona przekształcania wszystkich rodzajów stałych odpadów komunalnych, w tym wysokoenergetycznej frakcji z odpadów, a także współspalanie

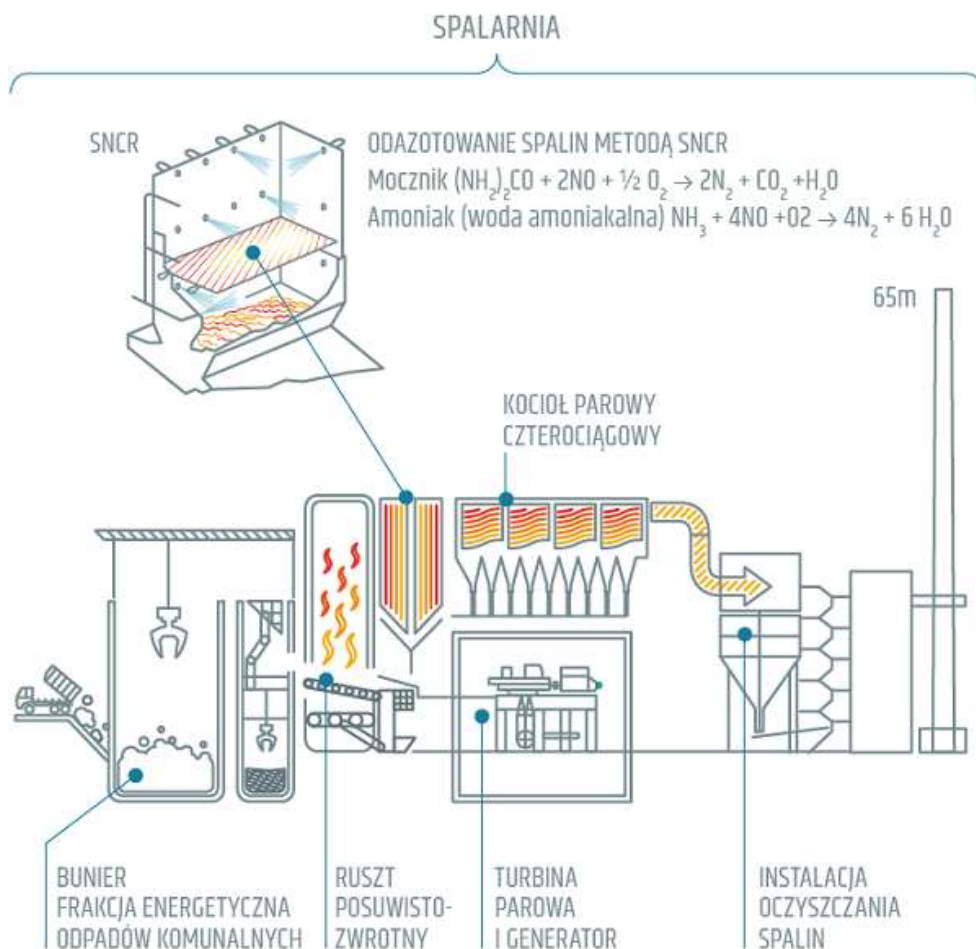
⁶⁴ <https://ars.els-cdn.com/content/image/3-s2.0-B978008101098300010X-f09-01-9780081010983.jpg> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁶⁵ Krzysztof Kręciproch, *Budowa instalacji termicznego przekształcania frakcji energetycznej odpadów komunalnych na terenie Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o. w Gdańsku*, ProSilence, 2011 r.

odwodnionych osadów ściekowych. Jest to technologia znana na rynku od lat 20 ubiegłego wieku. Konstrukcje rusztów zmieniały się na przestrzeni lat uzyskując coraz wyższą niezawodność i umożliwiając coraz lepsze prowadzenie procesu spalania. Udział technologii rusztowej pośród innych metod termicznego przetwarzania odpadów wynosi ponad 86%. W latach 60 oszacowano minimalną wartość opałową oraz zawartość popiołu i wilgoci jakim powinny odpowiadać odpady, aby mogły się autotermicznie spalać na ruszcie (autotermiczne spalanie - proces przebiegający w komorze spalania, do której wprowadzane jest paliwo i powietrze niepodgrzane). Jako warunek minimum określono wartość opałową na poziomie około 5 MJ/kg, przyjmując dla bezpieczeństwa, że wartość opałowa odpadów powinna wynosić 6 MJ/kg. Dzięki temu, że technologia jest systematycznie udoskonalana, na chwilę obecną jest już technicznie możliwe spalanie odpadów o wartości opałowej 4,5 MJ/kg.

Piec składa się z rusztu paleniskowego oraz komory paleniskowej, systemu wprowadzania powietrza, systemu usuwania popiołów dennych oraz palników wspomagających. Za pomocą suwnicy lub automatycznie odpady podawane są do leja zasypowego pieca. Następnie odpady trafiają na ruszt ustawiony pod odpowiednim kątem (około 20-25°) i przebywają na nim około 60 minut. Temperatura paleniska rusztowego wynosi około 1000°C. Ze względu na parametry techniczne oraz niezawodność do najczęściej stosowanych należą ruszty posuwisto-zwrotne. Są bardziej popularne od rusztów walcowych ze względu na jakość wypalenia, która jest bardzo wysoka na rusztach posuwisto – zwrotnych. Proces spalania, podczas którego generowane są gazy o dużej lotności odbywa się nad rusztem. Gazy z nad rusztu są odprowadzane poprzez wylot do systemu oczyszczającego, a często stosowanym rozwiązaniem jest także dopalanie gazów. Odbywa się to z zastosowaniem palnika i powietrza wtórnego.

Zmianom podlega nie tylko technologia spalania, ale także oczyszczania spalin. W połowie lat 90 XX wieku system oczyszczania spalin składał się z elektrofiltru, dwustopniowego mokrego systemu absorpcyjnego, wężła adsorpcji na węglu aktywnym i katalizatora do redukcji tlenków azotu i rozkładu dioksyn. Taki system pochłaniał mniej więcej 50% kosztów budowy spalarni odpadów. Obecnie najczęściej stosowaną metodą oczyszczania spalin jest zastosowanie systemu suchego. Polega on na wtrysku reagenta wapniowego lub sodowego, wtrysku pylistego węgla aktywnego, odpyleniu na filtrze tkaninowym oraz zastosowaniu niekatalitycznej selektywnej redukcji tlenków azotu (SNCR – Selective Non-Catalytic Reduction). System suchy stanowi jedynie 30% kosztów budowy spalarni odpadów przy identycznej skuteczności oczyszczania spalin.



Rysunek 23 Schematyczny proces termicznego przetwarzania odpadów.⁶⁶

6.5.7 Zgazowanie⁶⁷

Metoda ta polega na termicznym przekształceniu paliwa przy udziale tlenu w ilości poniżej wartości stechiometrycznej nastawiona na maksymalny odzysk energii. Tlen jest doprowadzany w czystej postaci lub z powietrzem. Zgazowanie polega na całkowitym przekształceniu paliwa stałego w paliwo gazowe pod wpływem czynnika zgazowującego (może to być dwutlenek węgla, powietrze, para wodna). Temperatura procesu wynosi pomiędzy 600-900°C, natomiast w celu rozkładu węglowodorów lub przetopienia popiołu podwyższa się ją nawet do 1400°C. W wyniku zgazowania powstają produkty takie jak: gaz palny (składający się głównie z metanu, tlenu węgla, wodoru oraz ditlenku węgla) oraz zanieczyszczenia gazowe, a także niepalny materiał – popiół. W zależności od sposobu zgazowania, wartość opałowa otrzymanego gazu jest różna. Przy zgazowaniu

⁶⁶ <http://www.portczystejenergii.pl/schemat-dzialania> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁶⁷ https://www.cire.pl/pliki/2/2017/technologie_zgazowania_odpadow_komunalnych_1.pdf (dostęp: 15.02.2022r.)

z wykorzystaniem powietrza typowa wartość opałowa gazu wynosi 4-6 MJ/kg, a przy zgazowaniu z tlenem 10-15 MJ/kg. Produkt końcowy, czyli wysokometanowy gaz jest najczęściej wykorzystywany do wytwarzania energii elektrycznej, ale swoje zastosowanie znajduje także w syntezie chemicznej.

W procesie zgazowania odpadów objętość gazów jest znacznie mniejsza niż przy ich spalaniu, dzięki temu niższe są koszty inwestycyjne i eksploatacyjne, a także łatwiejsze jest oczyszczanie takiego gazu. Niewątpliwą zaletą jest też mniejsza ilość popiołów lotnych. Po odpowiednim procesie oczyszczania gaz może być spalany w silniku lub w turbinie gazowej i działać osobno lub w kogeneracji produkując energię ciepłą i elektryczną.⁶⁸

Zgazowanie odpadów komunalnych okazało się być wyzwaniem, pomimo tego, że technologia zgazowania węgla jest już dobrze znana. Problematiczny jest niejednorodny skład odpadów oraz trudność przygotowania ich do zgazowania związana z odpowiednim rozkładem ich uziarnienia.

6.5.8 Piroliza^{69 70 71}

Jest to proces rozkładu substancji w temperaturach rzędu 400-700°C (piroliza niskotemperaturowa) lub 900-1100°C (piroliza wysokotemperaturowa) bez obecności tlenu i innych dodatkowych reagentów, wymagający dostarczenia ciepła z zewnątrz (endotermiczny). Piroliza bywa także nazywana odgazowaniem lub uwęglaniem. Brak utleniacza jest korzystny, ponieważ wtedy nie są produkowane dioksyne, furany oraz tlenki azotu i siarki, które są szkodliwe dla zdrowia. Ze względu na to, piroliza nie wymaga dodatkowych instalacji i drogich technologii do oczyszczania spalin. W procesie pirolizy produktem jest syngaz i karbonizat jak również ciepło. Piroliza charakteryzuje się niższą temperaturą procesu niż spalanie, a także niższą emisją zanieczyszczeń do środowiska. Pirolizie mogą zostać poddane biomasa, wielomateriałowe odpady opakowaniowe, odpady gumowe, tekstylia, tworzywa sztuczne, a także organiczne materiały poprodukcyjne. Efektywność procesu dla każdego rodzaju wsadu jest inna i uzależniona jest od temperatury procesu, ale także od wilgotności, składu chemicznego i innych cech charakterystycznych.

⁶⁸ <http://www.syngaz.com/2019/01/17/zgazowanie-odpadow/> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁶⁹ <https://odpadyblog.pl/2015/05/19/piroliza-odpadow-komunalnym-wsparciem-dla-gospodarki-odpadami/> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁷⁰ <https://www.teraz-srodowisko.pl/slownik-ochrona-srodowiska/definicja/piroliza.html> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁷¹ <http://www.ichpw.pl/wp-content/uploads/2020/05/Monografia-Piroliza-odpad%C3%B3w...-po-korekcie-wydawniczej-do-internetu.pdf> (dostęp: 15.02.2022r.)

6.5.9 Przykładowe instalacje ITPO

GDAŃSK⁷²

Zakład termicznego przetwarzania odpadów w Gdańsku położony na terenie Zakładu Utylizacyjnego Szadółki będzie centralną jednostką systemu gospodarki odpadami metropolii trójmiejskiej. Planuje się, że w zakładzie rocznie będzie spalane 160 000 ton odpadów. Wartość opałowa odpadów będzie się mieścić w zakresie 8,5 – 16 MJ/kg. Instalacja będzie pracowała 7800 godzin w roku, a pozostały czas będzie służył niezbędnym przeglądom i naprawom. Nominalna moc cieplna jednego kotła to prawie 63 MW.

Budowana instalacja, oprócz zagospodarowania odpadów, będzie także służyła do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Ciepło, wytworzone podczas utylizacji odpadów, trafi do systemu, a energia elektryczna do sieci.

Instalacja będzie składać się między innymi z: placu rozładunkowego, wagi samochodowej, bunkra zasypowego, kotłowni, punktów zrzutowych, wewnętrznej oczyszczalni ścieków, a także budynków administracyjnych, socjalnych, magazynów. Zakład zagospodarowania odpadów będzie wyposażony w niezbędne instalacje i urządzenia pozwalające na poprawne funkcjonowanie zakładu, m.in.: filtry, absorbery, kondensator chłodzony powietrzem, schładzacze wtórne oraz zbiorniki na koks i węgiel aktywny, zbiorniki na pozostałości, a także magazyn służący tymczasowemu składowaniu żużla.

Budowa gdańskiej instalacji zagospodarowania odpadów trwa blisko 1,5 roku. Obecnie wybudowany jest już budynek bunkra do gromadzenia odpadów, a także konstrukcja wsporcza dla linii technologicznej. W lipcu 2021 r. zamontowany został ruszt, a w chwili obecnej trwają prace montażowe ścian radiacyjnych kotła. Następnie na miejscu budowy montowany będzie walczak. Wszystkie te elementy będą służyły wytworzeniu ciepła, które odzyskane, posłuży do wytworzenia pary zasilającej zespół turbiny parowej, tym samym zaopatrując mieszkańców w ciepło i energię elektryczną.

Główne parametry instalacji:

- Linia technologiczna: 1
- Wydajność: 160 000 Mg/rok
- Nominalna przepustowość dzienna: 495 Mg/dzień
- Liczba godzin pracy w roku: 7800 h/rok
- Średnia wartość opałowa: 11 MJ/kg

⁷² G. Wielogosiński, *Termiczne Przetwarzanie Odpadów*, Wydawnictwo „Nowa Energia”, 2020 r. str. 386

- Zakres wartości opałowej: 8,5 – 16 MJ/kg
- Moc nominalna kotła: 62,7 MW

Produkcja energii cieplnej i elektrycznej:

- moc energii elektrycznej w pełnej kondensacji: 16,9 MWe
- produkcja energii elektrycznej: 109 GWh/rok
- moc energii cieplnej w kogeneracji: 45 MWt
- Produkcja energii cieplnej: 509 TJ/rok

Układ będzie mógł pracować zarówno w kogeneracji produkując zarówno energię elektryczną jak i ciepłą oraz w trybie pełnej kondensacji produkując tylko energię elektryczną.

Odpady po procesowe:

- Produkty spalania (żużel): 32 tys. Mg/rok, czyli około 20% całkowitej masy przyjętych odpadów,
- Produkty oczyszczania spalin: 7,5 tys. Mg/rok, czyli około 4,5% całkowitej masy przyjętych odpadów.



Rysunek 24 Wizualizacja powstającego Portu Czystej Energii w Gdańsku – instalacji termicznego przetwarzania odpadów.⁷³

⁷³ <https://www.metropoliagdansk.pl/metropolitalne-wiadomosci/port-czystej-energii-dolacza-do-metropolii/> (dostęp: 15.02.2022r.)

KONIN⁷⁴

Miejski Zakład Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o. w Koninie w kompleksowy sposób zagospodarowuje odpady subregionu konińskiego obejmującego 36 miast i gmin. Zakład Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych znajduje się na terenie 68 hektarów należących do Spółki, a sam zakład zajmuje ponad 4 hektary.

Cały strumień odpadów przyjmowany jest na stanowiskach wagowych, na których rejestrowane są również wszystkie odpady i surowce opuszczające Zakład. Przetwarzanie odpadów odbywa się w kotle parowym z naturalnym obiegiem pary ze zintegrowanym rusztem ruchomym. Nominalna wydajność kotła osiągalna jest przy spalaniu odpadów o wartości opałowej projektowej 8,5 MJ/kg i strumieniu odpadów wynoszącym 12 Mg/h. Spalarnia może przetwarzać 94 000 Mg odpadów rocznie w zakresie wartości opałowej 6 MJ/kg – 11 MJ/kg. Zakład wyposażony jest w nowoczesną instalację oczyszczania spalin spełniającą najwyższe standardy i gwarantującą dotrzymanie parametrów emisyjnych. Instalacja wyposażona jest w jedną linię technologiczną służącą do wytwarzania i wyprowadzania mocy uzyskiwanej z termicznego przetwarzania odpadów. Kondensacyjno-upustowa turbina parowa pracuje w kogeneracji. Jej moc elektryczna wynosi 6,75 MWe, a moc cieplna 15,5 MWt, z czego 13,6 MWt jest w pełnej dyspozycji na potrzeby produkcji ciepła dla mieszkańców Konina. Powstałe w wyniku procesu spalania żużle, po procesie waloryzacji i odzyskaniu metali oraz popioły po oczyszczeniu spalin, przekazywane są do zagospodarowania innym uprawnionym podmiotom.

Główne parametry instalacji:

- Linia technologiczna: 1
- Wydajność: 94 000 Mg/rok
- Nominalna przepustowość: 12,05 Mg/h
- Liczba godzin pracy w roku: 7800 h/rok
- Projektowa wartość opałowa: 8,5 MJ/kg
- Zakres wartości opałowej: 6 – 11 MJ/kg
- Moc elektryczna instalacji: 6,75 MWe
- Moc cieplna instalacji: 15,5 MWt

Produkcja energii cieplnej i elektrycznej:

- Średnia produkcja energii elektrycznej: 90 MWh/rok

⁷⁴ G. Wielogosiński, *Termiczne Przetwarzanie Odpadów*, Wydawnictwo „Nowa Energia”, 2020 r. str. 388-389

- Średnia produkcja energii cieplnej: 137 GJ/rok

Odpady po procesowe:

- Produkty spalania (żużel): 25 tys. Mg/rok
- Produkty oczyszczania spalin: 5,5 tys. Mg/rok



Rysunek 25 Budynek Miejskiego Zakładu Gospodarki Odpadami Komunalnymi w Koninie.⁷⁵

Budowa Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów dla Mławy nie znajduje uzasadnienia ze względu na bardzo długi czas, który jest potrzebny do zakończenia inwestycji oraz spore koszty inwestycyjne. Ponadto, na chwilę obecną energia wytwarzana poprzez termiczne przekształcanie odpadów nie jest zaliczana do OZE ani klasyfikowana jako ciepło odpadowe, czyli nie przyniosłaby korzyści dla systemu ciepłowniczego.

⁷⁵ <https://www.konin.pl/index.php/jeden-news-new/cywilizacyjny-skok-konina.html> (dostęp: 15.02.2022r.)

7 Działania zwiększające efektywność energetyczną

7.1 Rola i możliwości systemów telemetrii we wdrażaniu polityki efektywnego systemu ciepłowniczego

7.1.1 Wstęp

System ciepłowniczy, składający się z sieci ciepłowniczej oraz współpracujących z nią urządzeń lub instalacji służących do wytwarzania lub odbioru ciepła zazwyczaj położony jest na rozległym obszarze. Przy braku narzędzia integrującego elementy systemu ciepłowniczego takie jak liczniki ciepła oraz regulatory czy sterowniki w węzłach czy komorach ciepłowniczych uzyskiwanie precyzyjnych informacji o stanie aktualnym systemu ciepłowniczego w czasie rzeczywistym staje się niewykonalne. Przykładowo chcąc dowiedzieć się, jaka temperatura utrzymywana jest w kotle w danym źródle ciepła, jedynym sposobem, aby to sprawdzić jest przyjazd do danego obiektu i odczyt parametrów z panelu lokalnego bądź pomiarów miejscowych. Podobnie jest z odbiorem ciepła, który odbywa się w węzłach ciepłowniczych w budynkach mieszkalnych, gdzie utrzymywanie odpowiednich parametrów jest niezwykle istotne. Posiadając dużą liczbę takich obiektów, rozlokowanych w różnych miejscach systemu ciepłowniczego niemożliwym staje się kontrolowanie wszystkich procesów jednocześnie i z jednakową dokładnością. Pomocnym staje się zastosowanie systemów telemetrii, umożliwiającego realizację monitoringu obiektu rozproszonego jakim jest sieć ciepłownicza.

Telemetria jest dziedziną telekomunikacji, która zajmuje się technikami przesyłu wartości pomiarowych na odległość. Polega na instalacji urządzeń dokonujących pomiarów odpowiedniej wielkości oraz automatycznie wysyłających dane pomiarowe do centrali. Transmisja danych może odbywać się na różne sposoby np. przy pomocy sieci telefonii komórkowej, modemów czy też układów radiowych.

Jednym z wielu zastosowań telemetrii jest zdalna kontrola obiektów oddalonych od punktu obserwacyjnego. To zastosowanie umożliwia zbieranie danych z przebiegu sterowania w systemach automatyki przemysłowej oraz zbieranie danych potrzebnych do dystrybucji i sprzedaży towarów masowych. Takie rozwiązanie przydaje się także w ciepłownictwie.

Cechą charakterystyczną ogrzewania zdalaczynnego jest jego rozległość. Sieć ciepłownicza rozprawdza czynnik grzewczy na względnie duże odległości, a utrzymanie odpowiednich parametrów na jej końcu wiąże się z pewnym przewidywaniem „na zapas”. Wtedy, gdy źródło ciepła jest oddalone o parę kilometrów od najdalszego punktu odbioru ciepła, uciążliwe i nieoptymalne energetycznie staje się odpowiednie dopasowanie źródła ciepła do zapewnienia wymaganych parametrów sieci bez jej ciągłego monitorowania. Przedsiębiorstwo

posiadające sieć obiektów rozproszonych, rozmieszczonych często na znacznym obszarze musi liczyć się z kosztami poniesionymi np. z tytułu konieczności zaangażowania ludzi do wyjazdów na te obiekty np. w celu spisywania stanów liczników energii cieplnej, co wiąże się z dodatkowo poświęconym czasem na wizytę oraz wydatkami związanymi z przemieszczaniem się pracowników. Przy braku systemu zdalnego nadzoru w procesie dystrybucji ciepła przedsiębiorstwo ciepłownicze musi się także liczyć z nieoptymalnymi parametrami czynnika grzewczego, często niedopasowanego do rzeczywistego zapotrzebowania u swoich odbiorców.

W dobie intensywnego rozwoju technik transmisji sygnałów elektrycznych, na rynek wkraczają różne rozwiązania umożliwiające zdalny monitoring obiektów ciepłowniczych - przynoszące korzyści, które scharakteryzowano w poniższych rozdziałach.

7.1.2 Zdalne odczyty liczników ciepła

Bezpośrednią korzyścią z wdrożenia systemu telemetrii w przedsiębiorstwie ciepłowniczym jest ułatwienie i usprawnienie procesu rozliczania klientów przedsiębiorstwa za zużytą energię ciepłą. Ręczne spisywanie stanów energii z liczników ciepła pochłaniać może kilka dni pracy kilku osób (zależnie od wielkości systemu ciepłowniczego). W przypadku posiadania systemu telemetrii, aby wykonać spis stanów licznika wystarczy wygenerować odpowiedni raport i jednym kliknięciem uzyskać stany na koniec miesiąca z nieograniczonej liczby ciepłomierzy. Oprócz zaoszczędzenia czasu na spisy, pracownicy przedsiębiorstwa zaoszczędzą również czas na przepisywanie wartości stanów liczników do systemu fakturowania.

Ciepłomierze ⚡ ☰ --Wszystkie-- Szukaj...

	Data otrzymania odczytu	Energia [GJ]	Objętość [m³]	Moc chwilowa [kW]	Przepływ chwilowy [l/h]	Temperatura zasilania [°C]	Temperatura powrotu [°C]	Różnica temperatur [°C]	Numer klienta	Numer klienta 2
☐	09.01.2022 04:19:50	370,74	2 744,78	54,8	1 151	89,6	48,1	41,44		--
☐	09.01.2022 04:54:22	5 274,93	41 261,47	127	2 679	91,4	50,1	41,21		--
☐	09.01.2022 04:55:09	0	0	0	0	84,2	31,4	52,85		--
☐	09.01.2022 04:19:01	0	0	0	0	89,9	32,3	57,58		--
☐	09.01.2022 04:35:11	269,25	3 653,72	0,1	5	77	59	18		--
☐	09.01.2022 04:38:22	9,72	112,35	0	3	70,8	48,9	21,91		--
☐	09.01.2022 04:33:23	325,49	2 224,27	59,1	1 315	88,8	49,8	39,01		--
☐	09.01.2022 04:30:26	0	0	--	--	78,4	23,1	55,22		--
☐	09.01.2022 05:00:05	358,24	26 059,52	2,6	830	71,2	68,4	2,8		--
☐	09.01.2022 04:08:40	178,77	1 359,21	29,9	638	91,7	50,9	40,79		--
☐	09.01.2022 04:35:21	141,32	3 674,84	3,1	64	90	47,7	42,24		--
☐	09.01.2022 04:15:10	73,72	548,5	4	88	77,8	37,6	40,16		--
☐	09.01.2022 04:15:45	374,06	3 423,71	3,6	83	88	50	37,99		--
☐	09.01.2022 04:54:41	174,31	1 900,12	4,1	88	89	48,6	40,41		--
☐	09.01.2022 04:02:10	1 291,3	50 987,5	105,2	9 913	52,3	43	9,26		--
☐	09.01.2022 04:17:38	536,46	4 251,7	10,7	247	66,7	29,1	37,64		--
☐	09.01.2022 04:22:12	0	0,01	0	0	49,9	25,5	24,46		--
☐	09.01.2022 04:01:53	19,85	209,31	4,6	145	89,6	61,7	27,9		--
☐	09.01.2022 04:37:14	18,02	221,45	2,3	108	90,9	71,7	19,16		--
☐	09.01.2022 04:59:31	1 162,14	8 319,42	57,1	1 298	89,5	51,3	38,27		--
☐	09.01.2022 04:01:48	104,37	729,73	21,8	478	90,1	50,4	39,66		--
☐	09.01.2022 04:33:50	20,01	113,37	1,6	34	86,6	46,4	40,22		--
☐	09.01.2022 04:18:21	40,5	527,57	36,5	1 327	83,2	59,4			--

Zaznaczonych 0 z 3460

Odczyty z 09.01.2022 00:00

Import Eksport Widoki Grupy + Dodaj

XLS Billing

Rysunek 26 Przykładowy ekran systemu zdalnych odczytów liczników.

Systemy telemetrii posiadają możliwość wyeksportowania danych do pliku w postaci raportu, w formie którą można następnie łatwo zaimportować do programu billingowego. Istnieje również możliwość automatyzacji tego procesu poprzez utworzenie pełnej integracji między systemami – uruchamiając stałą, kontrolowaną wymianę danych między systemem telemetrii, a programem billingowym.

Zdalny odczyt liczników ciepła umożliwia również weryfikację mocy zamówionej przez Klientów z ich rzeczywistym zapotrzebowaniem, dzięki czemu przedsiębiorstwo ciepłownicze będzie mogło prowadzić kontrole nad dopasowaniem mocy dostarczanej do węzłów, a wielkościami umownymi.

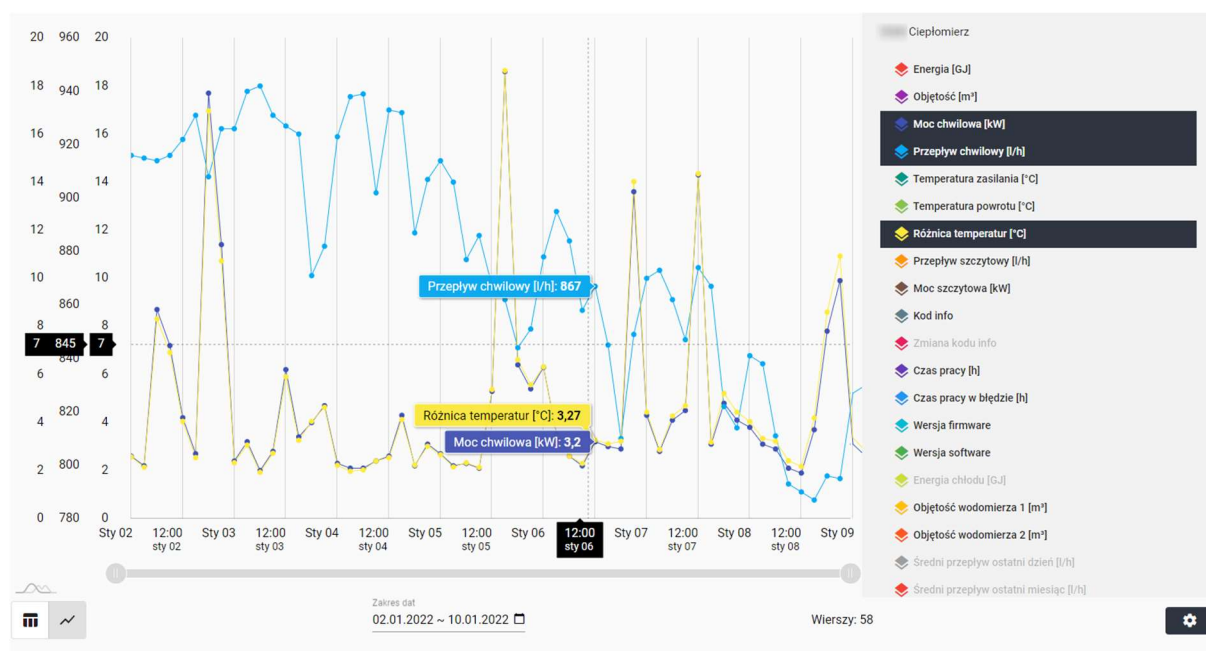
7.1.3 Scentralizowane zarządzanie systemem ciepłowniczym

System telemetrii pozyskujący wielkości pomiarowe z takich urządzeń jak:

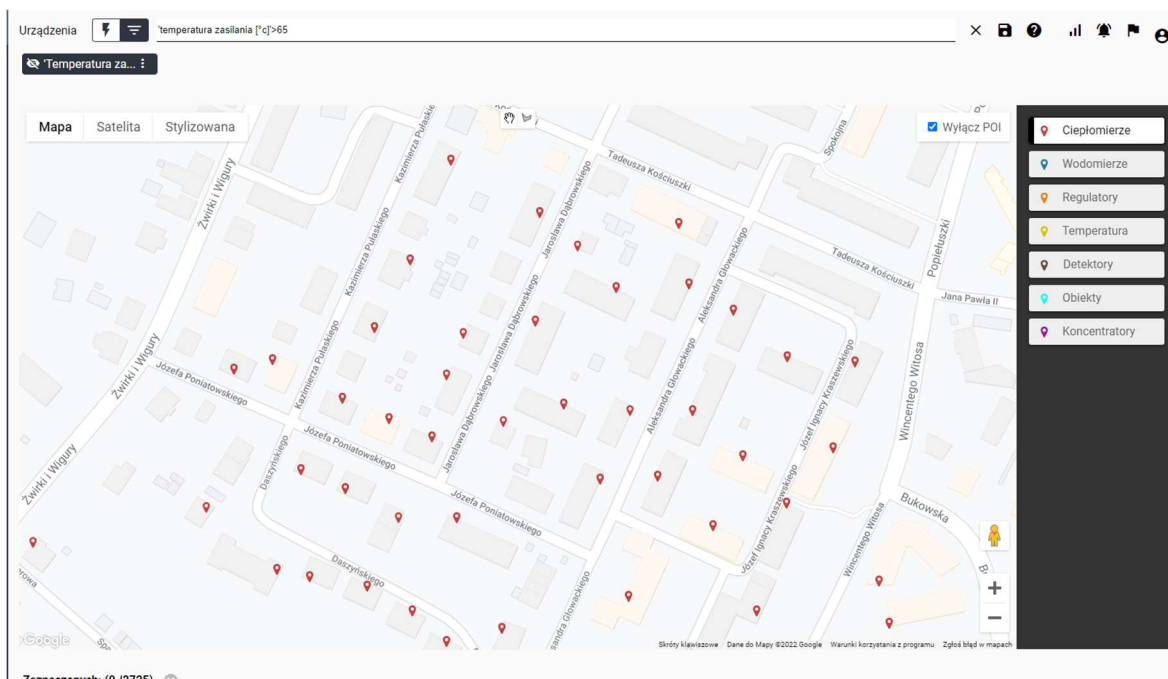
- Ciepłomierze,
- Regulatory pogodowe,
- Przetworniki pomiarowe (w tym przetworniki ciśnienia i/lub temperatury),
- Wodomierze,
- Liczniki energii elektrycznej,
- Urządzenia do kontroli stanu izolacji sieci ciepłowniczych,

pozwała na scentralizowanie zarządzania systemem ciepłowniczym - dzięki czemu osoby odpowiadające za eksploatację systemu ciepłowniczego posiadają „pod ręką” zagregowane informacje o stanie systemu w dowolnym momencie czasowym.

Od strony aplikacyjnej, systemy telemetrii umożliwiają prezentację danych w różnych postaciach np.: w formie wykresów, warstw na mapach, obrazów synoptycznych, tabel, czy w formie różnego rodzaju raportów.

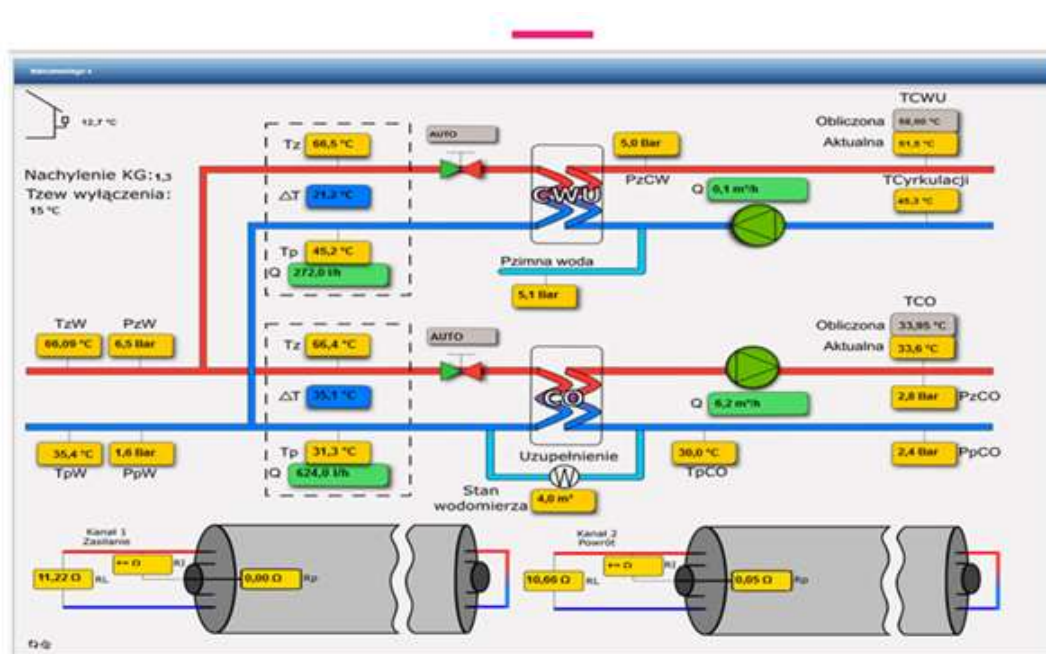


Rysunek 27 Prezentacja danych w postaci wykresu.



Rysunek 28 Prezentacja danych w postaci mapy.

Przykładowo, dzięki widokowi mapy, użytkownik systemu może zaplanować harmonogram demontażu liczników wynikający z kończącego się okresu legalizacji, czy też wyfiltrować węzły, dla których spełnione są określone warunki temperaturowe / mocowe / własnościowe etc.



Rysunek 29 Prezentacja danych w postaci ekranów synoptycznych.

Oprócz możliwości prezentacji danych odczytowych, systemy telemetrii umożliwiają również zdalne zmiany nastaw parametrów regulatorów pogodowych lub sterowników programowalnych.

Wykonywanie zdalnych zmian nastaw, szczególnie w ujęciu masowym, daje możliwość zarządzania dystrybucją mocy systemu ciepłowniczego z jednego miejsca.

7.1.4 Kontrola sprawności systemu ciepłowniczego

Dzięki danym o zużytej energii cieplnej w całym systemie ciepłowniczym, danym o wyprodukowanej energii cieplnej oraz dzięki pozyskanym danym od dostawcy paliwa np. o ilości zużytego gazu, istnieje możliwość cyklicznego i automatycznego obliczania sprawności np.:

- sprawności wytwarzania – obliczonej w oparciu o zużycie paliwa w procesie wytwarzania oraz ilość wyprodukowanej energii cieplnej,
- sprawności przesyłu – obliczonej w oparciu o ilość wyprodukowanej energii cieplnej oraz ilość pobranej energii cieplnej przez odbiorców.

W przypadku posiadania systemu telemetrii, ww. wskaźniki można wyliczać na bieżąco – zaraz po otrzymaniu danych z obiektów ciepłowniczych, a nie tylko z częstotliwością spisów liczników. Pobieranie danych z wyższą częstotliwością odczytu umożliwi zauważenie prawidłowości, które w przypadku odczytu liczników raz na miesiąc byłoby niewykonalne. Wykorzystując w sposób usystematyzowany odczytane dane można w sposób systemowy prowadzić system ciepłowniczy i niemal natychmiast wykrywać stany jego nienormalnej pracy generującej nieprzewidziane koszty przedsiębiorstwa.

7.1.5 Zwiększenie sprawności przesyłu

Oprócz kontroli sprawności systemu ciepłowniczego, korzystanie z systemów telemetrii może przyczynić się do wzrostu sprawności funkcjonowania systemu ciepłowniczego np. poprzez:

- prognozowanie wysokości produkowanej energii cieplnej (lub zakupionej energii cieplnej np. od EC) dostosowanej do aktualnych potrzeb wzorcowych węzłów/ systemu ciepłowniczego np. w perspektywie zmieniających się warunków pogodowych i związanej z tym zmiany zapotrzebowania odbiorców na ciepło),
- zdalną diagnozę niepoprawnie działających układów regulacji bezpośredniej w węzłach ciepłowniczych (m. in. uszkodzenia czujników, poprawność pracy zaworów regulacyjnych) - niepoprawnie działający zawór zaburza pracę systemu ciepłowniczego,

- wykrywanie tych węzłów, które nie pracują optymalnie i skrócenie czasu potrzebnego na dokonanie rozpoznania niepoprawnych nastaw regulatorów pogodowych,
- pilnowanie właściwego schładzania przez odbiorców, redukując temperaturę powrotu czynnika grzewczego z sieci (szczególnie istotne w przypadku kondensacyjnych źródeł ciepła),
- wykrywanie kradzieży ciepła występujące w systemie ciepłowniczym,
- analiza pracy wybranych węzłów ciepłowniczych, porównywanie parametrów pracy przy danych warunkach zewnętrznych (wykrywanie uszkodzonych czujek zewnętrznych),
- analiza pracy układów pomiarowych i wykrywanie ich awarii lub niepoprawnej pracy.

Bez systemu telemetrii byłoby to przeważnie albo niemożliwe albo pracochłonne.

7.1.6 Natychmiastowa reakcja w przypadku awarii

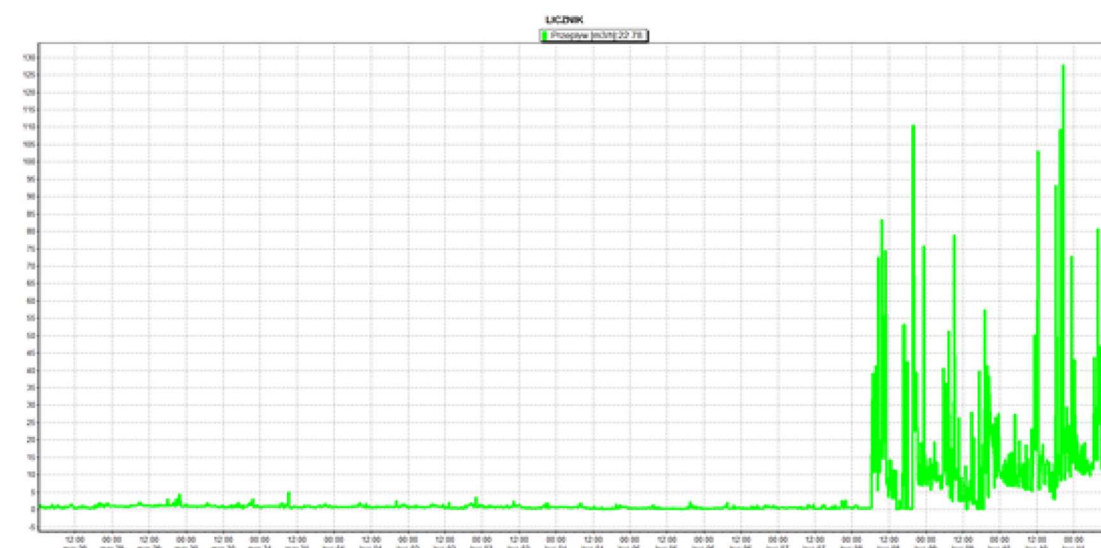
Kolejną przydatną funkcjonalnością systemu telemetrii, jest alarmowanie w przypadku wystąpienia zdefiniowanych regułami zdarzeń. Pomaga ona w wychwytywaniu obiektów, na których występują niedotrzymania parametrów oraz inne nieprawidłowości. Przykładowymi alarmami, które można zdefiniować w systemach telemetrii są:

- niedotrzymanie temperatury CO – alarm zbudowany na podstawie porównywania temperatury rzeczywistej zasilania CO z temperaturą zadaną zasilania CO,
- niedotrzymanie temperatury CWU – analogicznie jak do temperatury CO,
- niedotrzymanie różnicy temperatur – alarm zbudowany na podstawie obliczania różnicy temperatur zasilania i powrotu odczytanych z licznika ciepła,
- niedotrzymanie przepływu – alarm zbudowany na podstawie analizy aktualnej wartości przepływu czynnika grzewczego,
- częste lub duże uzupełnianie zładu instalacji wewnętrznych w węzłach z automatycznym uzupełnianiem,
- kod błędu licznika ciepła – sygnalizacja jakiegokolwiek błędu zgłaszanego przez licznik.

Z punktu widzenia poprawności rozliczania klientów za ciepło istotne są alarmy zgłaszane na podstawie danych z licznika ciepła, zaś z punktu widzenia jakości dostarczanego czynnika grzewczego są to alarmy zgłaszane na podstawie danych z regulatorów ciepła.

Na poniższym rysunku przedstawiono wykres przepływu odczytywanego z licznika ciepła z uszkodzonym przetwornikiem przepływu. Licznik ciepła od pewnego zaczął wskazywać

wartości przekraczające progi alarmowe, co zostało zasygnalizowane użytkownikowi systemu telemetrii, za pomocą okna alarmów oraz podświetlenia danego obiektu w kolorze odpowiadającym awarii licznika ciepła.



Rysunek 30 Przykładowy ekran systemu telemetrii z wykrytą awarią licznika ciepła.

Taki alarm wygenerowany przez system telemetrii pozwoli na wykrycie nieprawidłowej pracy układu pomiarowego, która w konsekwencji odzwierciedliłaby się nieprawidłowym wskazaniem zużytej energii cieplnej, co bez wcześniejszej kontroli mogłoby spowodować błędne obciążenie klienta za pobrane ciepło.

Przedsiębiorstwo będzie mogło osiągnąć zwiększenie sprzedaży ciepła przez zminimalizowanie czasu pracy układów pomiarowych z błędem - przez ciągły monitoring parametrów ich pracy (np. poprzez wykrywanie zapowietrzonych układów pomiarowych, które nie naliczają poprawnie energii cieplnej, wykrywanie zużycia baterii w przeliczniku, wykrywanie zbyt niskiej różnicy temperatur, wykrywanie urządzeń z zerowymi przepływami przy wysokich temperaturach itp.).

Pilnowanie takich parametrów jak różnica temperatur odczytywanych z licznika (ΔT) jest istotne z punktu widzenia poprawności naliczanej energii cieplnej. Wraz ze zmniejszaniem różnicy temperatur ($\Delta \Theta$) błąd naliczania energii się zwiększa.

Podejmowanie działań mających na celu niedopuszczenie do małych wartości różnicy temperatur powoduje zmniejszenie błędu występującego przy naliczaniu energii cieplnej.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze posiadające system telemetrii dostają narzędzie do masowej kontroli w czasie rzeczywistym oraz na podstawie danych archiwalnych,

a samo wykonywanie czynności kontrolnych staje się to znacznie prostsze, a przede wszystkim mniej czasochłonne.

W przypadku „codziennej” eksploatacji systemu telemetrii przedsiębiorstwo ciepłownicze może uzyskać kolejne korzyści, takie jak:

- skrócenie czasu do podjęcia prac naprawczych w przypadku awarii elementów systemu ciepłowniczego – szybsza reakcja przez szybkie wykrycie i alarmowanie w systemie (np. nagły spadek ciśnienia, zwiększenie przepływu). Okres trwania awarii – niedostarczania ciepła odbiorcom rzutuje na wysokość sprzedaży,
- zmniejszenie liczby zgłaszanych awarii – poprzez wcześniejszą diagnozę niesprawnych układów – przekładający się na wzrost zadowolenia klientów z usług przedsiębiorstwa,
- możliwość wytypowania węzłów do przeglądów doraźnych w tych obiektach, gdzie parametry ich pracy wykraczają poza ustalone progi alarmowe.

7.1.7 Zmniejszenie ilości zużytej energii elektrycznej na pracę układów pompowych

System telemetrii może być używany nie tylko do analiz statycznych sieci ciepłowniczej, ale też do obserwacji zjawisk dynamicznych w niej zachodzących – w tym m.in. do analiz zmian rozkładu ciśnień w zależności od temperatury zewnętrznej, a co za tym idzie możliwości określania wymaganych nastaw pracy układów pompowych przy panujących (lub nawet przewidywanych) warunkach pogodowych, wpływających na zmianę zapotrzebowania mocowego sieci ciepłowniczej.

Wyżej wymieniona zależność sprowadza się do obserwacji ciśnienia dyspozycyjnego na końcówkach sieci tzw. Węzłach krytycznych i dobierania odpowiednich nastaw na stacjach pompowych – co w konsekwencji spowoduje zmniejszenie ilości zużytej energii elektrycznej na pracę układów pompowych sieci ciepłowniczej, a co za tym idzie zmniejszenie kosztów produkcji ciepła.

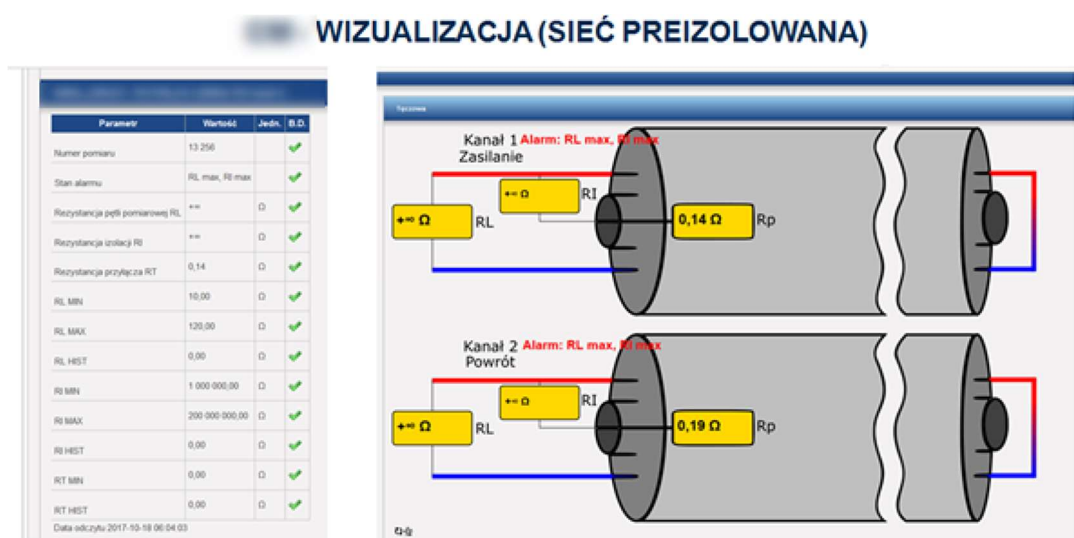
Przy użyciu systemu telemetrii, mamy możliwość ciągłej obserwacji ciśnienia dyspozycyjnego na skrajnych elementach sieci, przez co mamy możliwość kontrolowanego dopasowania nastaw pompowni zasilających dany obszar. Dopasowanie takie może odbywać się w sposób:

- ręczny – weryfikacja aktualnych warunków ciśnieniowych na węzłach i manualne dostosowanie wydajności pracy pomp sieciowych,

- automatyczny – poprzez wykorzystanie algorytmu sterującego pracą układów pompowych w zależności od informacji pozyskiwanych o ciśnieniu z różnych punktów sieci np. węzłów krytycznych.

7.1.8 Zmniejszenie strat wody w sieci ciepłowniczej

Systemy telemetrii zazwyczaj umożliwiają integrację z różnymi urządzeniami automatyki ciepłowniczej np. urządzeniami do kontroli stanu sieci rur preizolowanych. Urządzenia takie są w stanie na bieżąco kontrolować stan izolacji rur przesyłowych i monitorować o wystąpieniu zmian w pomiarach w czasie rzeczywistym.



Rysunek 31 Przykładowy widok systemu kontroli stanu instalacji alarmowej rur preizolowanych.

Integracja takich urządzeń z systemem telemetrii oraz monitoring ubytków wody przez zdalny odczyt wodomierzy uzupełnienia pozwoli na szybkie „wyłapanie” czasu i miejsca, w którym wystąpiło np. rozszczelnienie sieci powodujące zwiększenie ilości wody dopuszczanej do sieci oraz zmniejszenie izolacyjności rur preizolowanych, skutkujące spadkiem sprawności przesyłu.

7.1.9 Efektywne zarządzanie budynkiem

Obecnie rozwój systemów telemetrii skierowany jest w stronę efektywności energetycznej. Dostrzec go można w zastosowaniu elementów optymalizacji zużycia energii cieplnej w budynkach. Dostawcy rozwiązań telemetrycznych starają się podążać za trendem zmniejszania energochłonności - ilości zużytej energii cieplnej przez odbiorców końcowych nie tracąc na jakości i komforcie ciepłym mieszkańców.

Działania takie uzyskiwane są poprzez monitorowanie temperatury wewnętrznej reprezentatywnych pomieszczeń budynku oraz odpowiednie sterowanie pracą węzła

ciepłego z uwzględnieniem uwarunkowań lokalizacyjnym budynku i wpływu czynników zewnętrznych na przewidywane zapotrzebowanie ciepłe budynku.

Efektom tych działań jest zmniejszenie zużycia energii cieplnej przez odbiorców końcowych, powodujące nie tylko mniejsze rachunki odbiorców, ale uzyskanie większej sprawności i wydajności systemów ciepłowniczych.

7.1.10 Pozostałe korzyści

Oprócz wyżej wymienionych korzyści wynikających bezpośrednio z zastosowania systemu telemetrii w przedsiębiorstwie, pojawiają się również korzyści mniej jawne, dzięki którym przedsiębiorstwo ciepłownicze pracuje wydajniej np.:

- weryfikacja reklamacji klientów na podstawie danych historycznych i generowanie argumentów do akceptacji lub odrzucenia wniosków o bonifikatę,
- unikanie zbędnych interwencji - brak konieczności wyjazdu monterów na wskazane w rozmowie telefonicznej z klientem miejsce, w celu weryfikacji parametrów jakościowych dostarczanych do węzła – oszczędność czasu pracowników i kosztów eksploatacji samochodu na dojazd do prawdopodobnego miejsca awarii.

Takie korzyści przenoszą się na pozytywną ocenę użyteczności systemu telemetrii pod kątem wygody z możliwości korzystania z niego przez pracowników przedsiębiorstwa.

7.1.11 Podsumowanie

Wymienione korzyści wynikające z posiadania systemu telemetrii przyczyniają się w bezpośredni lub pośredni sposób do zwiększenia przychodu, ale przede wszystkim prowadzą do zmniejszenia strat w procesie dystrybucji i sprzedaży ciepła oraz przyczyniają się do poprawy jakości oraz ceny oferowanego przez przedsiębiorstwo produktu. Działania te wpisują się w ideę polityki efektywnego systemu ciepłowniczego opartego na optymalnej produkcji w źródłach, dystrybucji ciepła z najmniejszą możliwą stratą oraz wykorzystanie ciepła u odbiorców w sposób dopasowany do aktualnych potrzeb. Dzięki wdrożeniu systemu telemetrii oraz jego aktywnemu wykorzystaniu w oparciu o alarmy, scenariusze oraz politykę optymalizacji procesów w przedsiębiorstwie, nowoczesne przedsiębiorstwo ciepłownicze będzie gotowe sprostać oczekiwaniom swoich klientów w zakresie komfortu ciepłego i jego ceny.

7.2 Magazynowanie energii cieplnej

Energia z odnawialnych źródeł może być pozyskana w dużych ilościach przy odpowiednio sprzyjających warunkach pogodowych. Problem pojawia się, kiedy warunki pogodowe nie pozwalają na efektywną produkcję energii z OZE, ponieważ nie ma słońca lub wiatru. Niestabilność odnawialnych źródeł stanowi ogromny problem, z którym spotkali się inżynierowie. Aby móc wykorzystywać całą wyprodukowaną energię oraz zaspokoić zapotrzebowanie sieci przy szczytowym zapotrzebowaniu w ciągu dnia, a także móc korzystać z „zielonej energii” w nocy, powstały systemy magazynowania energii.

Magazynowanie ciepła może odbywać się za pomocą różnych technologii. W zależności od dobranej technologii ciepło może być przechowywane godzinowo, dobowo lub długoterminowo (skala to nawet kilka miesięcy). Jest to szczególnie przydatny proces, aby zbilansować zapotrzebowanie na energię ciepłą w ciągu dnia i w nocy lub latem/zimą. Magazynowanie ciepła można podzielić ze względu na ich rodzaje. Istnieje ciepło jawne, ciepło utajone oraz termochemiczne magazynowanie ciepła.⁷⁶

7.2.1 Ciepło jawne⁷⁷

Ciepło jawne to takie, które możemy zmierzyć za pomocą termometru, jest to ciepło odczuwalne. Ten rodzaj ciepła magazynuje się w czynniku, którego temperatura się zmienia. Technologia magazynowania ciepła jawnego jest najczęściej stosowaną komercyjnie metodą.

7.2.1.1 Technologia stopionej soli^{78 79}

Ta technologia jest obecnie najczęściej używana do przechowywania ciepła pobranego z wieży słonecznej lub innego źródła skoncentrowanej energii słonecznej. Ciepło takie można potem przekształcić w parę do zasilenia turbin parowych i generowania energii elektrycznej w nocy lub przy złej pogodzie. Stopiona sól jest utrzymywana w temperaturze około 290°C w izolowanym zbiorniku. Następnie jest pompowana przez panele kolektora solarne, gdzie skupiona energia słoneczna ogrzewa ją do 566°C. Przy odpowiedniej izolacji zbiornika energia ciepła może być magazynowana za pomocą stopionej soli nawet tydzień, ze sprawnością do 99%. Aby odebrać energię zawartą w soli pompuje się ją do generatora pary przegrzanej. Wytworzonej pary używa się do napędzenia zespołu generatora, aby przekształcić energię ciepłą w energię elektryczną. Przewaga soli nad olejami lub wodą, które także stosuje się do

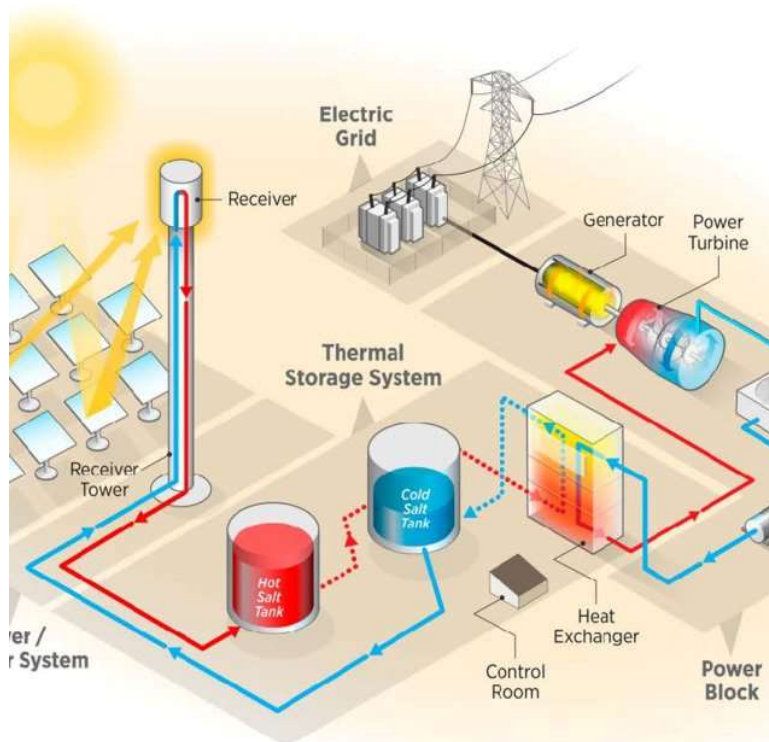
⁷⁶ <https://www.gov.pl/web/ncbr/magazynowanie-ciepla-i-chlodu> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁷⁷ <http://www.klingenburg.pl/wiedza/cieplo-jawne-i-utajone/> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁷⁸ https://inzynieria.com/energetyka/odnawialne_zrodla_energii/projekty/39850,elektrownia-sloneczna-oparta-na-technologii-stopionej-soli (dostęp: 15.02.2022r.)

⁷⁹ <https://cordis.europa.eu/article/id/151541-high-temperature-thermal-energy-storage/pl> (dostęp: 15.02.2022r.)

przenoszenia ciepła w elektrowniach słonecznych polega na tym, że oleje mają ograniczoną (niższą) temperaturę, do której można je podgrzać. Zastosowanie soli pozwala zwiększyć wydajność energetyczną takiej instalacji.



Rysunek 32 Technologia magazynowania energii za pomocą stopionej soli.⁸⁰

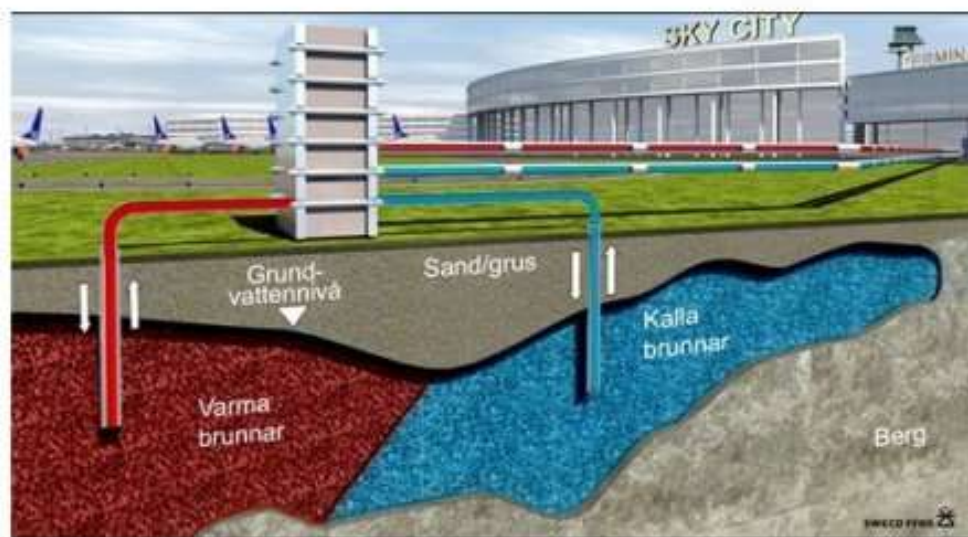
7.2.1.2 Magazynowanie ciepła w zbiornikach lub kawernach skalnych⁸¹

Czynnikiem akumulacyjnym w większości magazynów podziemnych jest woda. Przechowywanie ciepła w skalnych kawernach polega na wtłaczaniu gorącej wody pod powierzchnię ziemi w znajdujące się tam wydrążone sztucznie lub już występujące pod ziemią naturalne zbiorniki. W zbiorniku wypełnionym wodą, na skutek różnicy gęstości, gorąca woda układa się u góry, a zimna woda znajduje się w dolnej warstwie. Przy dłuższym okresie przechowywania warstwy te mieszają się ze sobą i temperatura się uśrednia. Do zalet akumulatorów kawernowych należy duża moc cieplna, są one natomiast bardzo drogie i nie sądzi się, żeby mogły stanowić alternatywę dla innych systemów. Istnieją także magazyny, które do przechowywania ciepła wykorzystują naturalne warstwy wodonośne znajdujące się

⁸⁰https://www.researchgate.net/profile/Michael-Wagner-47/publication/331993959/figure/fig10/AS:740721388695555@1553613149719/Molten-salt-power-tower-with-direct-storage-of-salt-Current-and-advanced-salt-designs_Q640.jpg (dostęp: 15.02.2022r.)

⁸¹ <https://www.cire.pl/artykuly/materialy-problemowe/119630-magazynowanie-ciepła-rodzaje-magazynów> (dostęp: 15.02.2022r.)

pod powierzchnią. W takim wypadku ciepło jest składowane tak w wodzie, jak w otaczającym ją gruncie. Najlepsze warunki panują wtedy, kiedy warstwa wody jest położona między dwoma nieprzepuszczalnymi warstwami i kiedy nie występują żadne przepływy.



Rysunek 33 Magazynowanie ciepła w kawernach skalnych.⁸²

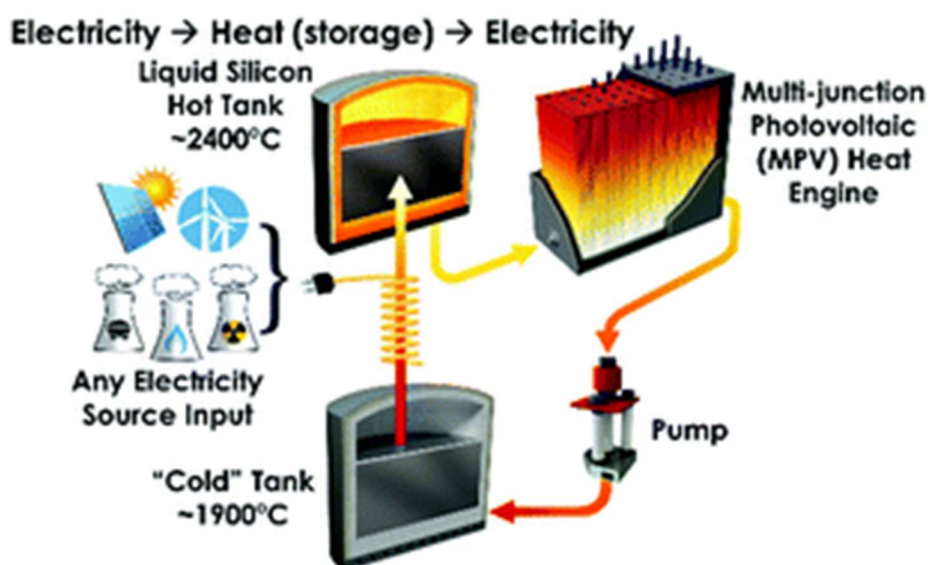
7.2.1.3 Technologia gorącego krzemu⁸³

Jest to technologia, która jest dopiero badana i opracowywana. Możliwe, że magazynowanie za pomocą krzemu okaże się efektywniejszą metodą, niż korzystanie z soli. Energia magazynowana jest w formie rozgrzanego do białości gorącego krzemu w odpowiednio zaizolowanych zbiornikach. Naukowcy twierdzą, że koszt magazynowania w ciekłym krzemie byłby mniej więcej o połowę niższy niż przy użyciu technologii szczytowo-pompowych. Krzem może zaoferować większą pojemność cieplną oraz sprawność. Technologia opiera się na dwóch zbiornikach zrobionych z grafitu, zimnym i ciepłym. „Zimny” zbiornik krzemu o temperaturze 1926°C jest połączony systemem rur i elementów grzewczych z ciepłym zbiornikiem, gdzie krzem osiąga temperaturę 2370°C. Energia z paneli słonecznych jest używana do produkcji ciepła, aby podnieść temperaturę krzemu w niższym zbiorniku i spowodować ruch w kierunku górnego zbiornika. Kiedy potrzebna jest energia elektryczna, rozgrzany krzem pompowany jest przez tuby emitujące światło. System tych tub jest otoczony komórkami solarnymi o wysokiej sprawności (multi-junction photovoltaics), który konwertuje

⁸² https://www.cire.pl/img/upload/2017/2/20161202124025_7rys5.jpg (dostęp: 15.02.2022r.)

⁸³ <https://www.pv-magazine.com/2018/12/07/molten-silicon-storage-enough-to-power-city-says-mit/> (dostęp: 15.02.2022r.)

światło na energię elektryczną. W tym procesie krzem schładza się i trafia z powrotem do dolnego zbiornika.



Rysunek 34 Technologia magazynowania energii za pomocą stopionego krzemu.⁸⁴

7.2.1.4 Magazynowanie w betonie⁸⁵

Brytyjscy naukowcy opracowali beton, w którego strukturze znajdują się jony litowe. Po dopływie prądu jony litowe akumulują się po jednej stronie tworząc różnicę ładunków elektrycznych. W ten sposób uzyskuje się specyficzny kondensator. Beton, dzięki temu, że można podgrzać go do temperatury rzędu 1200°C na przykład za pomocą ogrzewania elektrycznego ma bardzo wysoką pojemność objętościową, podczas gdy posiada jedynie jedną trzecią pojemności cieplnej wody. Beton można podgrzewać do wysokich temperatur za pomocą ogrzewania elektrycznego. W Niemczech znajduje się żelbetowy magazyn o pojemności 12 000 m³ połączony z kolektorami słonecznymi. Będzie on służył do zaopatrzenia w około 50% ciepła i ciepłej wody 570 domów. Naukowcy twierdzą, że ogromny potencjał drzemie w budowanych drapaczach chmur. Każdy z nich mógłby być gigantycznym kondensatorem, a po zintegrowaniu ich z odnawialnymi źródłami energii, budynki mogłyby być praktycznie samowystarczalne i neutralne dla środowiska. Jest to futurystyczny pomysł, który wydaje się być obiecujący przede wszystkim do magazynowania energii z farm słonecznych.

⁸⁴ <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2019/EE/C8EE02341G> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁸⁵ <https://globenergia.pl/opracowano-beton-zdolny-do-magazynowania-energii/> (dostęp: 15.02.2022r.)



Rysunek 35 Magazynowanie energii w betonie.⁸⁶

7.2.2 Ciepło utajone⁸⁷

Ciepło utajone jest energią „zmagazynowaną” w parze wodnej, jest to ciepło niemierzalne za pomocą termometru. Według definicji ciepło utajone, inaczej zwane ciepłem przemiany gazowej, to ilość energii termicznej wymienionej pomiędzy układem, a otoczeniem podczas przejścia fazowego prowadzonego w warunkach ściśle izotermicznych. Magazynowanie opiera się na wykorzystaniu materiałów zmiennofazowych i jest to jedna z bardziej obiecujących metod magazynowania energii.

7.2.2.1 Technologia stopu ze szczeliną mieszalności^{88 89}

Kiedy dwa materiały ze sobą nie reagują lub nie rozpuszczają się tworząc związki, ale pozostają prostą mieszaniną mówi się, że wykazują lukę w mieszalności. Stopy ze szczeliną mieszalności tworzą się między pierwiastkami metalicznymi i półmetalicznymi. W tej technologii zamiast pompować ciekły metal pomiędzy zbiornikami, metal jest zamknięty w metalowym zbiorniku z innego materiału, z którym nie reaguje (nie miesza się). Metal w zbiorniku jest podgrzewany i zaczyna pochłaniać energię cieplną, aż uzyska temperaturę topnienia. Wtedy wzrost temperatury ustaje i gromadzi się energia zwana ciepłem utajonym.

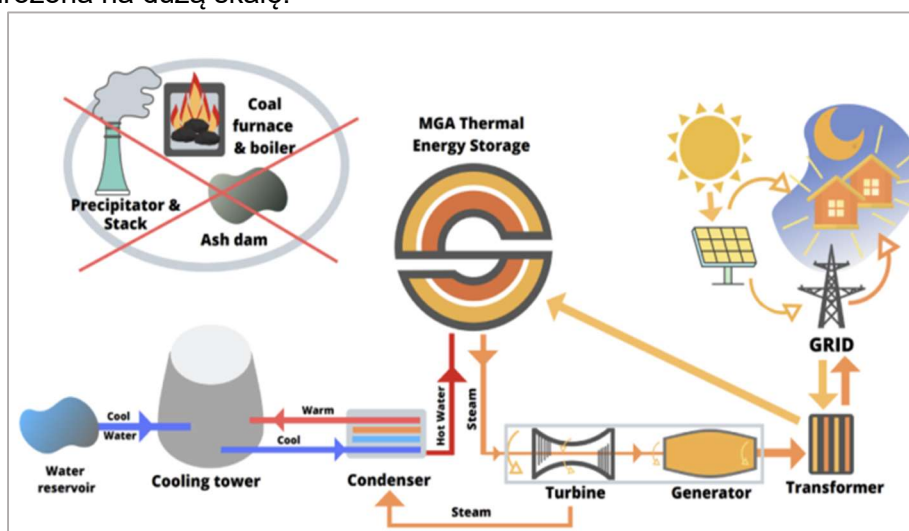
⁸⁶<https://www.alliedcomponents.com/blog/concrete-batteries-to-solve-renewable-energy-storage-challenges> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁸⁷ https://pl.wikipedia.org/wiki/Ciepło_utajone (dostęp: 15.02.2022r.)

⁸⁸ https://en.wikipedia.org/wiki/Miscibility_gap (dostęp: 15.02.2022r.)

⁸⁹ <https://miscibilitygapalloy.blogspot.com/p/what-is-mga.html> (dostęp: 15.02.2022r.)

Podczas całego procesu zbiornik magazynujący zachowuje swoje właściwości fizyczne, ponieważ nie reaguje z czynnikiem. Gęstość przechowywania jest zależna od wybranych materiałów i wynosi zwykle od 0,2 do 2 MJ/l. Do przenoszenia ciepła w systemie służy woda lub para, a przewodność cieplna stopów w tej technologii jest często wyższa niż w technologiach konkurencyjnych co skutkuje tym, że możliwe jest szybsze ładowanie i rozładowywanie magazynu termicznego. Technologia ta jest stosunkowo nowa i nie została jeszcze wdrożona na dużą skalę.



Rysunek 36 Schemat działania magazynu energii stopu ze szczeliną mieszalności.⁹⁰

7.2.2.2 Technologia bazująca na lodzie⁹¹

Dawniej lód był transportowany z gór do miast i wykorzystywany do chłodzenia. Magazynowanie energii za pomocą lodu opiera się o ciepło topnienia wody (333,7 kJ/kg). Jeden metr sześcienny wody może służyć zmagazynowaniu 334 MJ lub w przeliczeniu 93 kWh jednostek energii. Opracowano kilka aplikacji, w których lód jest produkowany podczas niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną w sieci. Przykładowo, wydaje się bardziej uzasadnione ekonomicznie, aby w nocy wyprodukować lód (po niższej cenie energii elektrycznej) i zużyć go w ciągu dnia na chłodzenie, niż pobierać drogą energię z sieci w ciągu dnia na potrzeby chłodzenia. W tym celu zazwyczaj turbina jest mechanicznie połączona do dużego agregatu chłodniczego kompresora. Podczas szczytowych obciążeń w ciągu doby woda krąży pomiędzy stosem lodu a wymiennikiem ciepła przed wlotem do turbiny. Schładza powietrze do temperatur bliskich zera czym poprawia sprawność turbiny, która może skompresować więcej powietrza przy określonej mocy sprężarki.

⁹⁰<http://theness.com/neurologicablog/wp-content/uploads/sites/3/2020/09/Gridscaleenergystorage-700x379.png> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁹¹ https://en.wikipedia.org/wiki/Ice_storage_air_conditioning (dostęp: 15.02.2022r.)

7.2.2.3 Kriogeniczne magazynowanie energii^{92 93}

Metoda opiera się na użyciu ciekłego powietrza lub ciekłego azotu jako czynnika magazynującego energię i wykorzystywana jest do magazynowania energii na dużą skalę (250-400 MWh). Kiedy energia elektryczna jest tańsza, czyli zwykle w nocy lub godzinach mniejszego zapotrzebowania, używa się jej do schładzania powietrza do temperatury -195°C . Proces schładzania odbywa się według cyklu Clauda, czyli schładza się gazy do momentu skroplenia. Skroplone powietrze może być przechowywane w izolowanym zbiorniku w ciśnieniu atmosferycznym. Kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrasta, ciekłe powietrze jest ogrzewane poprzez wymiennik i wraca to stanu gazowego. Przez to zwiększa się jego objętość i ciśnienie. Czynnik o takich parametrach jest kierowany na turbinę, której energia mechaniczna zamieniana jest w generatorze na pożądaną energię elektryczną. Sprawność procesu wzrasta z 25% do 50% przy wykorzystaniu niskogatunkowego chłodu pozyskanego podczas odparowania kriogenu, które jest później ponownie wykorzystane przy kolejnym cyklu chłodzenia. Zaletą systemu jest to, że nie wymaga trudno dostępnych ani drogich części, oraz żadnych konkretnych warunków lokalizacyjnych (jak na przykład kawern skalnych). Natomiast zastosowanie tej technologii jest ekonomicznie uzasadnione jedynie przy dużych wahaniami cen energii elektrycznej. Metoda sprawdza się także przy stabilizowaniu sieci i zapewnieniu niezawodności w dostawach energii elektrycznej, kiedy do sieci wchodzi także energia z odnawialnych źródeł.

7.2.3 Termochemiczne magazynowanie ciepła^{94 95}

Termochemiczne magazynowanie ciepła opiera się na odwracalnych reakcjach endotermicznych i egzotermicznych. Oznacza to, że wykorzystywane są reakcje, które kolejno, pochłaniają ciepło z otoczenia lub emitują je do otoczenia. Samym reakcjom mogą towarzyszyć zmiany entropii układu lub procesy rozpuszczania. Te metody akumulacji energii zapewniają stosunkowo duże pojemności magazynowania przy niskim koszcie medium magazynującego. Istnieje szansa, że w przyszłości może to być alternatywa dla spalania paliw kopalnych, ponieważ w termochemicznych metodach magazynowania ciepła jest potencjał na długoterminową akumulację.

⁹² https://en.wikipedia.org/wiki/Cryogenic_energy_storage (dostęp: 15.02.2022r.)

⁹³ https://en.wikipedia.org/wiki/Liquefaction_of_gases#Claude.27s_Process (dostęp: 15.02.2022r.)

⁹⁴ <https://www.mostostal.waw.pl/files/119239544/2017energetykacieplnaizawodowazlaboratoriumdorzeczywistosci.pdf> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁹⁵ http://www.ichpw.pl/wp-content/uploads/2018/03/Zuwal_Magazynowanie_sezonowe_ciepła.pdf (dostęp: 15.02.2022r.)

7.2.3.1 Technologia hydratów (soli uwodnionych)^{96 97}

Akumulowanie ciepła w tej technologii odbywa się w zbiorniku zawierającym 50% roztwór wodorotlenku sodu (NaOH). Polega na uwodnieniu soli, a następnie jej odwodnieniu. Ciepło jest magazynowane poprzez odparowanie wody w reakcji endotermicznej. Następnie po ponownym dodaniu wody następuje reakcja egzotermiczna, dzięki której ciepło jest uwalniane. Technologia może być wykorzystywana do magazynowania sezonowego, ponieważ przechowanie wysuszonej soli w temperaturze pokojowej nie wiąże się z stratami energii. Sprawność zainstalowanych systemów wynosi nawet do 60%. Dodatkową zaletą tej metody przechowywania jest to, że zbiorniki z odwodnioną solą można bezproblemowo przetransportować. Gęstość energii magazynowania w soli jest wyższa niż w wodzie czy powietrzu, a okres przechowywania może wynosić kilka miesięcy, nawet do kilku lat.

7.2.3.2 Technologia wiązań molekularnych⁹⁸

Jest to metoda będąca wciąż w fazie badań, natomiast niedawnym przełomem było osiągnięcie gęstości energii odpowiadającej akumulatorom litowo-jonowym. Było to możliwe dzięki ogniwu, które może przechowywać energię z paneli słonecznych. Proces powstał dzięki dobrze znanej fotosyntezie. Ogniwo wytwarza paliwo wodorowe poprzez rozbijanie cząsteczek wody na atomy, a wykorzystuje do tego energię ze słońca. W wyniku rozbijania cząsteczki wody na atomy powstaje tlen oraz wodór. Tlen jest uwalniany do atmosfery podczas gdy wodór jest przechowywany w ogniwie paliwowym do późniejszego wykorzystania przy produkcji energii elektrycznej.

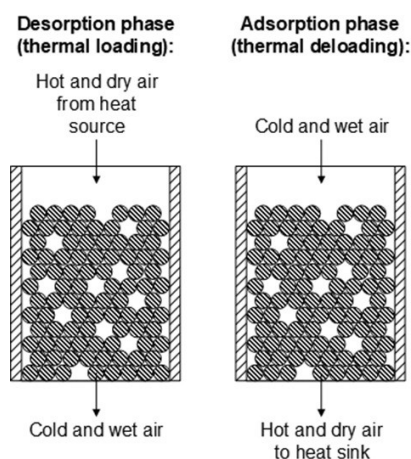
⁹⁶ <https://www.gramwzielone.pl/trendy/21182/mostostal-warszawa-pracuje-nad-sezonowymi-magazynami-ciepla> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁹⁷ <http://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-article-BPB1-0010-0016> (dostęp: 15.02.2022r.)

⁹⁸ https://en.wikipedia.org/wiki/Thermal_energy_storage (dostęp: 15.02.2022r.)

7.2.3.3 Adsorpcyjne magazynowanie energii⁹⁹

Koncepcja opiera się na magazynowaniu energii słonecznej, ciepła odpadowego lub innej niskiej jakości energii cieplnej. Akumuluje się je w zeolicie lub żelach krzemionkowych. Polega to na magazynowaniu energii cieplnej jako chemicznej energii utajonej w zeolicie. Gorące suche powietrze z kolektorów słonecznych przepływa przez złożę zeolitu i w ten sposób usuwana jest jakakolwiek woda ze złoża. Przewaga tej technologii nad wysokotemperaturowymi metodami magazynowania energii polega na tym, że dopóki zeolit jest utrzymywany w stanie suchym, energia może być przechowywana w nieskończoność. Ponadto koszty magazynowania są stosunkowo niskie przez to, że energia jest magazynowana jako utajone ciepło adsorpcji w niskiej temperaturze i izolacja nie jest wymagana. Energię można przechowywać dobowo, tygodniowo, miesięcznie, a nawet sezonowo.



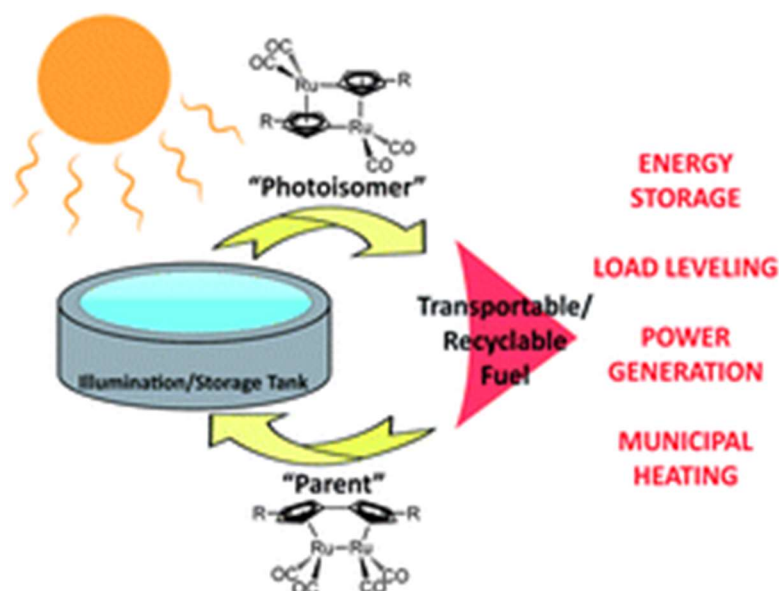
Rysunek 37 Działanie magazynu wykorzystującego adsorpcję.

7.2.4 MOST - Molekularny słoneczny system cieplny¹⁸

Jest to obiecująca technologia akumulowania energii słonecznej na potrzeby zarówno produkcji energii elektrycznej jak również ciepła. W tej technologii cząsteczka przekształcana jest w izomer (związki chemiczne o identycznych sumarycznych wzorach cząsteczkowych, różniących się między sobą sposobem lub kolejnością wiązań atomowych) o wyższej energii. Jest to chemiczny, odwracalny proces fotoizomeryzacji. Jeden izomer jest przekształcany w inny przez energię słoneczną. Ten izomer jest w stanie magazynować energię słoneczną, dopóki nie zostanie ona uwolniona przez katalizator lub wyzwalacz ciepła (wtedy izomer jest przekształcany w swój pierwotny izomer). Kluczowym wyzwaniem dla sprawnego systemu jest osiągnięcie wysokiej gęstości magazynowania energii. Ważne jest, aby możliwe zmaksymalizować absorpcję promieniowania słonecznego przez izomer. Niestety ma to swoje

⁹⁹ https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Thermal_Adsorption.pdf (dostęp: 15.02.2022r.)

wady. Im większa absorpcja promieniowania tym wyższa masa cząsteczkowa. To z kolei nie wpływa pozytywnie na gęstość energii, która maleje. Jest to obiecująca technologia, która bez wątpienia wymaga badań i testów, ale wiadome już jest, że potencjał jest ogromny i możliwy do wykorzystania nie tylko przy magazynowaniu energii słonecznej.



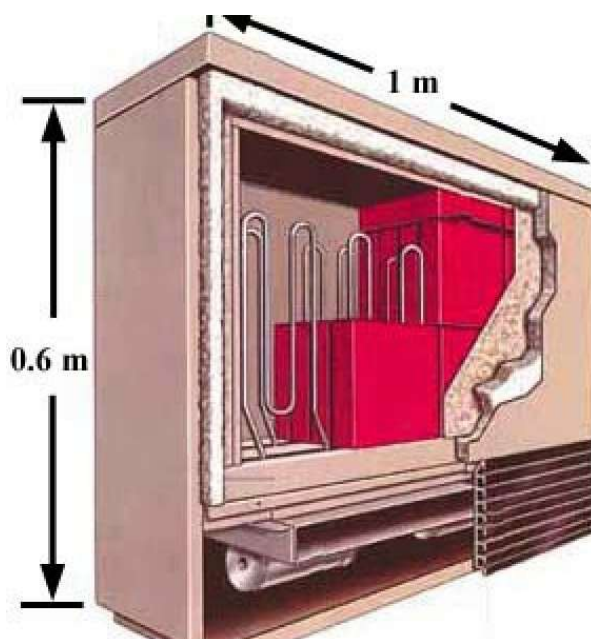
Rysunek 38 Technologia magazynowania za pomocą molekularnego słonecznego systemu ciepłego.¹⁰⁰

7.2.5 Elektryczne grzejniki akumulacyjne¹⁰¹

Są to urządzenia, które przechowują energię ciepłą wieczorem i w nocy (kiedy energia elektryczna jest tańsza), a oddają ją w ciągu dnia, kiedy jest takie zapotrzebowanie. Grzejniki akumulacyjne składają się z ceramicznych cegieł o dużej gęstości, betonu lub zbiorników na wodę. Materiały te są podgrzewane do wysokiej temperatury za pomocą energii elektrycznej, dzięki umieszczonym w nich elektrycznym elementom grzejnym. Zmagazynowane w ten sposób ciepło jest oddawane przez radiację i konwekcję. Możliwe jest także dołączenie do grzejnika wentylatora, który ma na celu rozdmuchanie ciepła po pomieszczeniu. Urządzenia te powinny mieć dobrą izolację i uwalnianie ciepła powinno być kontrolowane.

¹⁰⁰ <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2012/ee/c2ee22426g> (dostęp: 15.02.2022r.)

¹⁰¹ https://en.wikipedia.org/wiki/Storage_heater (dostęp: 15.02.2022r.)



Rysunek 39 Elektryczny grzejnik akumulacyjny.¹⁰²

7.2.6 Magazynowanie ciepła w ciepłownictwie

Coraz popularniejszym jest magazynowanie ciepła w polskim ciepłownictwie. Dzieje się tak dzięki temu, że przedsiębiorstwa ciepłownicze, chcąc podporządkować się pojawiającym się przepisom szukają rozwiązań, aby stać się Efektywnym Systemem Ciepłowniczym. Celem przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości” także jest opracowanie technologii wytwarzania i magazynowania energii na potrzeby grzewcze. Jednym z głównych założeń projektu jest powtarzalność rozwiązania oraz możliwość adaptacji do różnych systemów ciepłowniczych.

Znanym sposobem magazynowania energii na potrzeby ciepłownictwa jest użycie jako medium gorącej wody. Magazynowanie za pomocą wody wydaje się być najlepszym ośrodkiem do magazynowania ciepła w temperaturze poniżej 100°C. Jej ogromnymi zaletami są; dostępność, wysokie ciepło właściwe oraz niski koszt. Pomimo tego, że ciepło właściwe wody nie jest najwyższe spośród opisanych wyżej mediów, jest ona jednak dobrym przewodnikiem. Jej dodatkową zaletą jest to, że można ją wprowadzić bezpośrednio do obiegu hydraulicznego sieci ciepłowniczej czy elektrociepłowni.

W 2015 roku w Polsce na terenie Mazowieckiego Centrum Psychiatrii w Ząbkach został wybudowany pierwszy sezonowy magazyn ciepła o pojemności 800 m³. Ciepło magazynowane jest w wodzie, a za jej podgrzewanie odpowiadają kolektory słoneczne.

¹⁰²https://www.researchgate.net/figure/SCHEMATIC-OF-ELECTRIC-THERMAL-STORAGE-HEATER-wwwskrecccom-etshtm_fig1_267718181 (dostęp: 15.02.2022r.)

Możliwe jest także magazynowanie w ten sposób nadwyżek energii cieplnej wyprodukowanej w lecie za pomocą jednostek kogeneracyjnych.¹⁰³

Ze względu na znaczny wzrost udziału i znaczenia źródeł OZE oraz energooszczędnego budownictwa, magazynowanie ciepła będzie nabierało coraz większego znaczenia. O zero-emisyjnych budynkach była mowa w już dyrektywie 2010/31/UE z 2010 roku. Według tego dokumentu państwa członkowskie Unii Europejskiej były zobowiązane do dopilnowania, aby do końca 2020 r. wszystkie nowo powstające budynki miały charakter budynków „o niemal zerowym zużyciu energii”. Niestety na co dzień jeszcze nie zawsze nowe budynki są zasilane energią ze źródeł odnawialnych, ale magazynowanie ciepła jest jednym ze sposobów, aby umożliwić rozwój budownictwa pasywnego. Jeśli natomiast chodzi o duże magazyny energii przy elektrowniach, to stają się one coraz bardziej popularne, wiele technologii jest badanych i rozwijanych. Kryteria dla efektywnego systemu ciepłowniczego mówią o tym, że po 2050 r. 100% ciepła będzie miało pochodzić z energii odnawialnej lub ciepła odpadowego, przy czym minimum 60% z tego ma być z OZE. Przed polskimi przedsiębiorstwami ciepłowniczymi jeszcze długa droga, ale zdecydowanie widać tutaj potencjał dla akumulacji energii. Jeśli większa część energii będzie pochodziła z OZE, czyli mało stabilnych źródeł, których produkcja energii jest bardzo zależna od warunków atmosferycznych, bufor w postaci magazynu energii wydaje się być nieuniknionym rozwiązaniem. W ten sposób możliwe będzie zapewnienie dyspozycji na sieci wedle chwilowego zapotrzebowania.

8 Efektywny system ciepłowniczy przedsiębiorstwa PEC

Mława

8.1 Wymagane progi produkcji ciepła

Na podstawie danych przekazanych przez przedstawicieli Przedsiębiorstwa oraz w odniesieniu do warunków i realiów w jakich funkcjonuje PEC Mława wymagania przytoczone w rozdziale „Efektywny system ciepłowniczy i jego definicja” oraz przewidywane wymagania wynikające z pakietu Fit for 55 przedstawione w Tabeli 16 oznaczają, że status efektywnego systemu ciepłowniczego można uzyskać tylko w źródłach produkujących ciepło na potrzeby klientów podłączonych do współpracującej z nimi sieci ciepłowniczej.

Spełnienie zawartej w Prawie Energetycznym definicji dla wymienionych źródeł wytwarzających ciepło na potrzeby systemów grzewczych na podstawie średniej produkcji

¹⁰³<https://www.gramwielone.pl/trendy/16510/pierwszy-w-polsce-sezonowy-magazyn-ciepła>(dostęp: 15.02.2022r.)

z ostatnich trzech sezonów grzewczych oznacza wytworzenie z preferowanych technologii 50% lub 75% lub 100% ciepła w n/w ilościach.

Tabela 18 Produkcja ciepła w latach 2018 i 2021 wraz z wyliczeniem progów uzyskania efektywnego systemu.

Produkcja ciepła [GJ]			
	2018	2021	Średnia z lat 2018 i 2021
[GJ] 100%	84 362	101 793	93 078
[MWh] 100%	23 434	28 276	25 855
[GJ] 75%	63 272	76 345	69 808
[MWh] 75%	17 575	21 207	19 391
[GJ] 50%	42 181	50 897	46 539
[MWh] 50%	11 717	14 138	12 927

Dane zebrane w tabeli powyżej będą stanowiły podstawę do dalszych rozważań, analiz i opracowania modeli oraz strategii uzyskania przez system lub systemy przedsiębiorstwa PEC Mława statusu systemów efektywnych.

8.2 Ciepło odpadowe

Co najmniej 50 % tj. ok. 42 200 GJ (ok. 11 700 MWh) ciepła to ciepło odpadowe. W odległości około 1,3 km od kotłowni znajduje się teren Oczyszczalni Biologicznej SUEZ, na którym mogłaby stanąć Instalacja Termicznego Przetwarzania Odpadów. Potencjalny strumień paliwa alternatywnego, RDF, który PEC Mława mógłby pozyskać wynosiłby 20 000 ton/rok. Instalacje przetwarzające taką ilość paliwa z odpadów są kwalifikowane jako małe systemy (o mocy ok. 3-6 MWt).

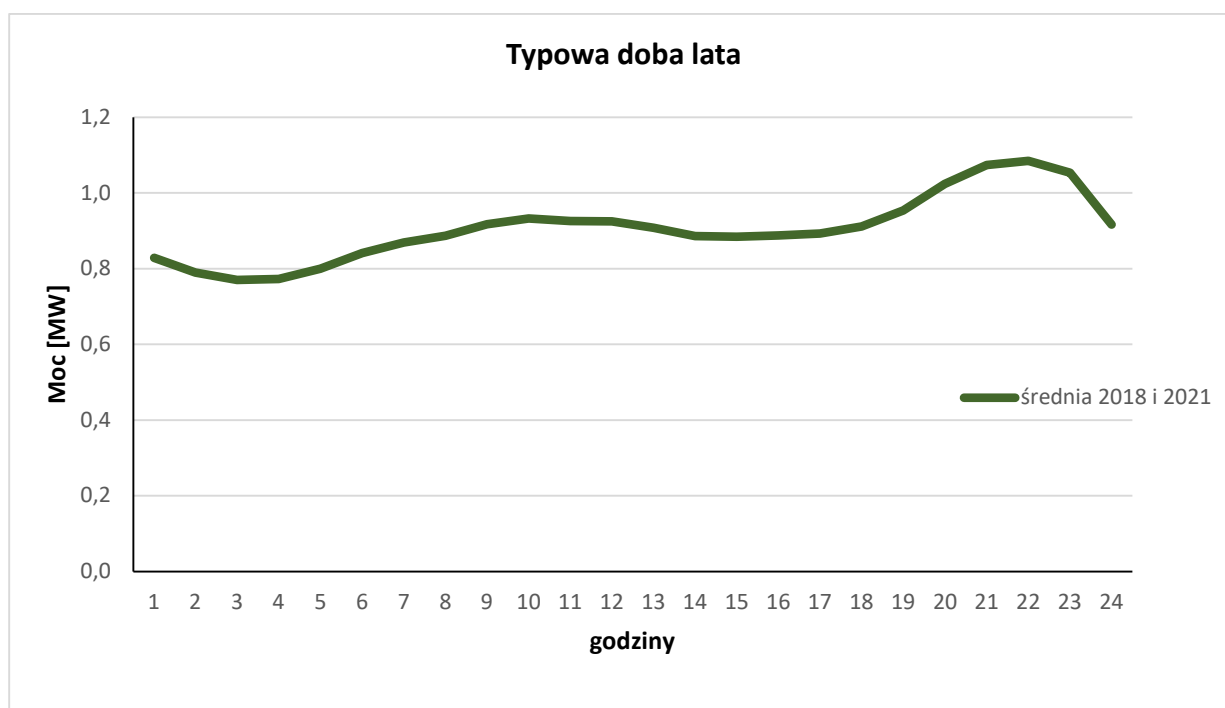
Ze względu na duże nakłady inwestycyjne związane z budową instalacji termicznego przetwarzania odpadów i sieci ciepłowniczej łączącej nowe źródło z istniejącym źródłem ciepła, długim czasem trwania procesu inwestycyjnego oraz możliwością oporów społecznych, PEC Mława nie rozważa na chwilę obecną wykorzystania ciepła odpadowego z w/w paliwa.

8.3 Metody na maksymalizację zysku z kogeneracji

8.3.1 Wykorzystanie bufora ciepła

Zmieniający się w ciągu doby profil zapotrzebowania na ciepło w systemie (Wykres 17) dla analizowanego połączonego systemu ciepłowniczego zasilanego z istniejącego źródła przedstawiono poniżej:

- podstawa profilu zapotrzebowania na ciepło w okresie maj-wrzesień to ok. $0,6 \text{ MW}_t$
- zapotrzebowanie na moc w szczycie w okresie letnim ok. $1,1 \text{ MW}_t$.



Wykres 17 Przebieg zmienności zapotrzebowania na moc w cieple dla typowej doby lata (średnia z lat 2018 i 2021)..

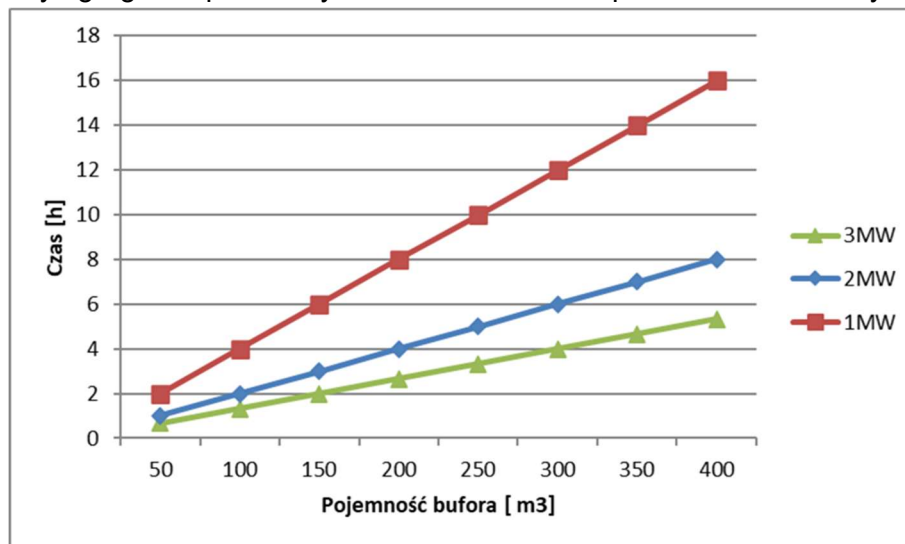
Jednym z możliwych sposobów na moderowanie dobowego profilu i dopasowywanie okresu, w którym występuje zwiększone zapotrzebowanie na produkcję ciepła odpowiadające okresowi najwyższych cen energii elektrycznej jest wyposażenie instalacji kogeneracji w bufor ciepła o odpowiedniej pojemności.

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



Rysunek 40 Dwa bufony ciepła o całkowitej pojemności 300 m³ umożliwiające elastyczną produkcję ciepła przez układ kogeneracji w EC Matarnia należącej do spółki GPEC.

Czas pracy agregatów potrzebny do ładowania bufora przedstawiono na wykresie poniżej.

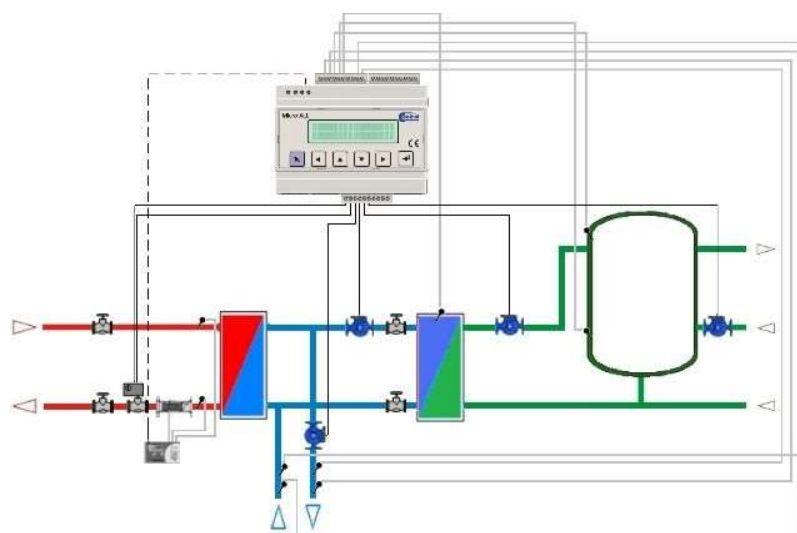


Wykres 18 Zależność między czasem ładowania bufora, a jego pojemności w funkcji mocy agregatu kogeneracyjnego.

Zależność przedstawiona na wykresie powyżej zakłada, że jednostki kogeneracji pracują wyłącznie na naładowanie bufora bez odbioru ciepła z systemu ciepłowniczego. Zaobserwować można, że wraz ze wzrostem pojemności bufora wydłuża się możliwy czas pracy układu kogeneracji. Dla agregatu o mocy 1MWt możliwa jest ciągła praca przez 4h, aby maksymalnie załadować bufor, czyli podgrzać 100m³ wody o $\Delta T = 35^{\circ}\text{C}$. Trzeba mieć także na uwadze aktualną krzywą grzewczą, czyli temperatury wody zasilającej i powrotnej w systemie ciepłowniczym, które w lecie wynoszą odpowiednio 65/45 dla zasilania i powrotu. I tym samym może okazać się zasadnym zastosowanie podmieszania gorącego wraz z układem ładowania bufora ciepła.

8.3.2 Zdecentralizowane bufory ciepła.

Inną koncepcją prowadzącą do maksymalizacji zysku ze sprzedaży energii elektrycznej będącej następstwem moderowania szczytem zapotrzebowania na ciepło jest wykorzystanie istniejącego systemu telemetry i zdalnego sterowania pracą węzłów ciepłowniczych. Pomysł polega na wyposażeniu nowo budowanych oraz przebudowie największych wybranych istniejących węzłów ciepłowniczych o bufory (zasobniki) ciepła wykorzystywane do przygotowania i magazynowania ciepłej wody użytkowej. Implementując do istniejącego systemu telemetry rozwiązanie pozwalające ładować zasobniki CWU np. na komendę od operatora systemu pozwoli wymusić zwiększony popyt na ciepło w wybranym momencie doby, co będzie miało przełożenie na zwiększoną produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu. Rozwiązanie to pozwoli wymuszać występowanie zwiększonego zapotrzebowania na ciepło w systemie w określonych porach doby letniej i przełoży się na maksymalizację efektu ekonomicznego przedsięwzięcia.

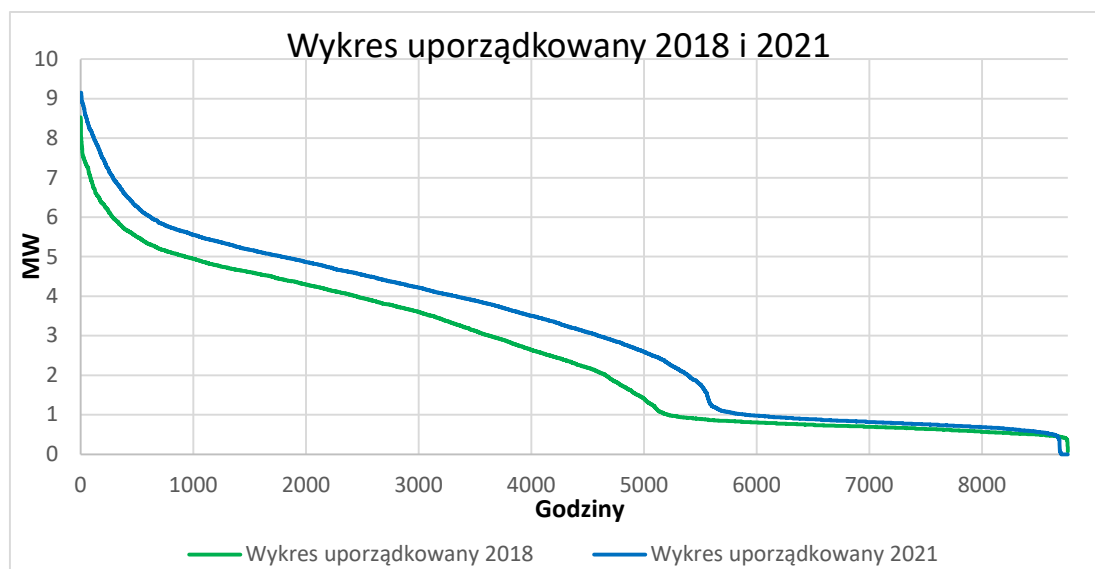


Rysunek 41 Jeden z możliwych wariantów schematu technologicznego węzła z buforem ciepła na CWU, który pozwoli moderować zapotrzebowaniem na ciepło w systemie latem.

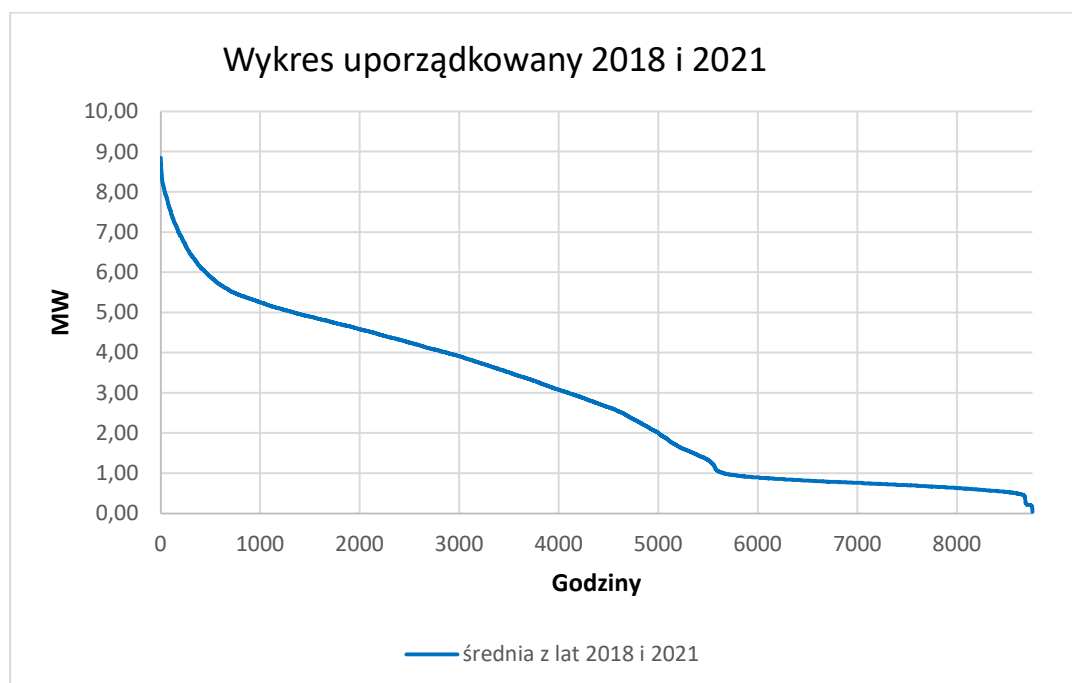
9 Propozycja strategii osiągnięcia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego dla PEC w Mława

9.1 Zapotrzebowanie na ciepło

Zapotrzebowanie na ciepło odbiorców m.s.c. w Mławie w ciągu roku:

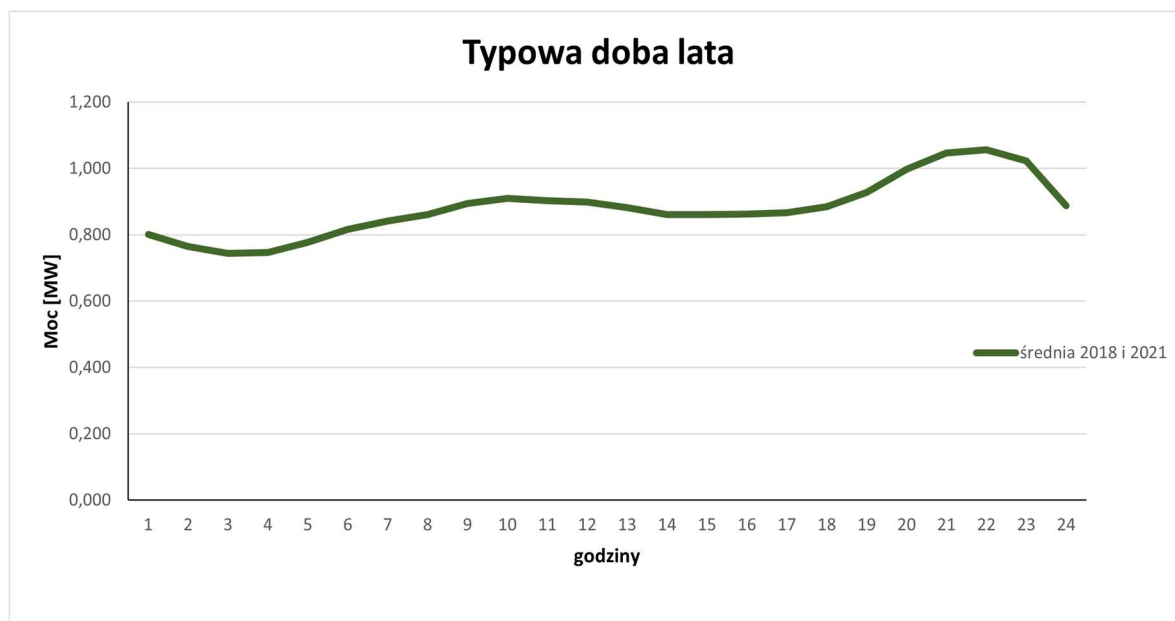


Wykres 19 Wykres uporządkowany mocy



Wykres 20 Wykres uporządkowany mocy – średnia z lat 2018 i 2021.

Zapotrzebowanie na ciepło odbiorców m.s.c. w Mławie w typowej dobie w okresie letnim:



Wykres 21 Wykres typowej doby lata w okresie letnim.

Do dalszych analiz posługujemy się uśrednionym wykresem uporządkowanym mocy z lat 2018 i 2021 ze względu na fakt, że profile z roku 2018 oraz roku 2021 są do siebie podobne, posiadamy komplet danych za te lata oraz w międzyczasie nie było zmian w systemie.

9.2 Warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego

W poniższej tabeli przedstawione są warunki jakie musi spełniać system, aby był klasyfikowany jako system efektywny energetycznie.

Tabela 19 Warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego.

Warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego				
Aktualnie	Energia odnawialna	Ciepło odpadowe	Wysokosprawna kogeneracja	OZE/ciepło odpadowe + w. kogeneracja
	50% lub	50% lub	75% lub	50%
Propozycja wg Fit for 55				
Od 01.01.2026	50% lub	50% lub	80% lub	50% (ale min. 5 % OZE)
Od 01.01.2035	50% (ale min. 20% OZE)			
Od 01.01.2045	75% (ale min. 40% OZE)			
Od 01.01.2050	100% (ale min. 60% OZE)			

9.3 Źródła ciepła oraz rodzaje paliw uwzględnione w analizie

Rodzaje źródeł ciepła uwzględnione w przygotowaniu koncepcji:

Tabela 20 Rodzaje źródeł.

Źródła ciepła	Technologia	Sprawność źródła ciepła/COP/GUE	Moc zainstalowana źródła ciepła	Minimalne obciążenie źródła ciepła	Moc minimalna źródła ciepła
		-	MW	%	MW
Istniejące	Kocioł węglowy (K3 3,15 MW)	0,84	3,15	19	0,6
	Kocioł węglowy (K4 3,15 MW)	0,84	3,15	19	0,6
	Kocioł węglowy (K1 2,9 MW)	0,76	2,9	51	1,5
Planowane do instalacji	Pompy ciepła na ściekach (1,25 MW)	3,45	1,25	4	0,05
	Pompy ciepła na ściekach (2,5 MW)	3,45	2,5	2	0,05
	Agregat kogeneracyjny* (1,051 MW)	0,473	1,051	50	0,5255

*Agregat kogeneracyjny planowany do zainstalowania będzie miał moc cieplną 1,051 MWt oraz moc elektryczną 0,99 MWe.

Rodzaje paliw uwzględnione w przygotowaniu koncepcji:

Tabela 21 Wartości opałowe paliw uwzględnionych w koncepcji.

-	Wartość opałowa paliwa	Jednostka
Gaz ziemny	35,4	MJ/m ³
Energia elektryczna + OZE	-	-
Węgiel	23,21	MJ/kg

9.4 Założenia ekonomiczne przyjęte w analizie

Założenia ekonomiczne przyjęte do analiz:

Tabela 22 Założenia ekonomiczne.

Założenia ekonomiczne:		
Cena sprzedaży ciepła:	36,17 zł	zł/GJ
Cena ciepła za MWh:	130,25 zł	zł/MWh
Cena sprzedaży energii elektrycznej:	320,00 zł	zł/MWh
Cena zakupu gazu ziemnego:	260,00 zł	zł/MWh
Cena zakupu energii elektrycznej:	549,80 zł	zł/MWh
Cena zakupu węgla:	315,00zł/ 460,00zł	zł/tona
Zakup ciepła ze ścieków*:	-	-
Dopłata premia gwarantowana:	148,49 zł	zł/MWh

*Warunki dostarczenia ścieków oczyszczonych zostaną ustalone z Oczyszczalnią na etapie projektowym

Koszt netto za MWh i GJ wyprodukowanego ciepła po uwzględnieniu sprawności źródeł ciepła, wartości opałowej paliw i cen paliw z powyższej tabeli:

Tabela 23 Koszt netto za MWh i GJ wyprodukowanego ciepła.

Źródła ciepła	Technologia	Cena netto za MWh wyprodukowanego ciepła	Cena netto za GJ wyprodukowanego ciepła
Istniejące źródła ciepła	Kocioł węglowy (K3 3,15 MW)	84,94 zł	23,59 zł
	Kocioł węglowy (K4 3,15 MW)	84,94 zł	23,59 zł
	Kocioł węglowy (K1 2,9 MW)	93,88 zł	26,08 zł
Planowane do instalacji	Pompy ciepła na ściekach	167,45 zł	*46,52 zł
	Agregat kogeneracyjny	*26,26 zł/**147,98zł	*7,29 zł/ **41,11zł

Nakład inwestycyjny na 1 MW mocy zainstalowanej:

Tabela 24 Nakłady inwestycyjne na 1 MW.

Nakład inwestycyjny na 1 MW mocy zainstalowanej	Koszt	Koszt netto za GJ wyprodukowanego ciepła
Kogeneracja	5 500 000 zł	*7,29 zł
Pompy ciepła na ściekach	9 400 000 zł	*46,52 zł /***1,71 zł

Cena netto za GJ wyprodukowanego ciepła przez agregat kogeneracyjny uwzględnia przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz przychody z dopłat z premii gwarantowanej do każdej wyprodukowanej MWh energii elektrycznej.

* Ceny netto przy założeniu, że cena zakupu gazu ziemnego to 205zł/MWh, a cena energii elektrycznej 549,80 zł/MWh.

** Ceny netto przy założeniu, że cena zakupu gazu ziemnego to 260zł/MWh.

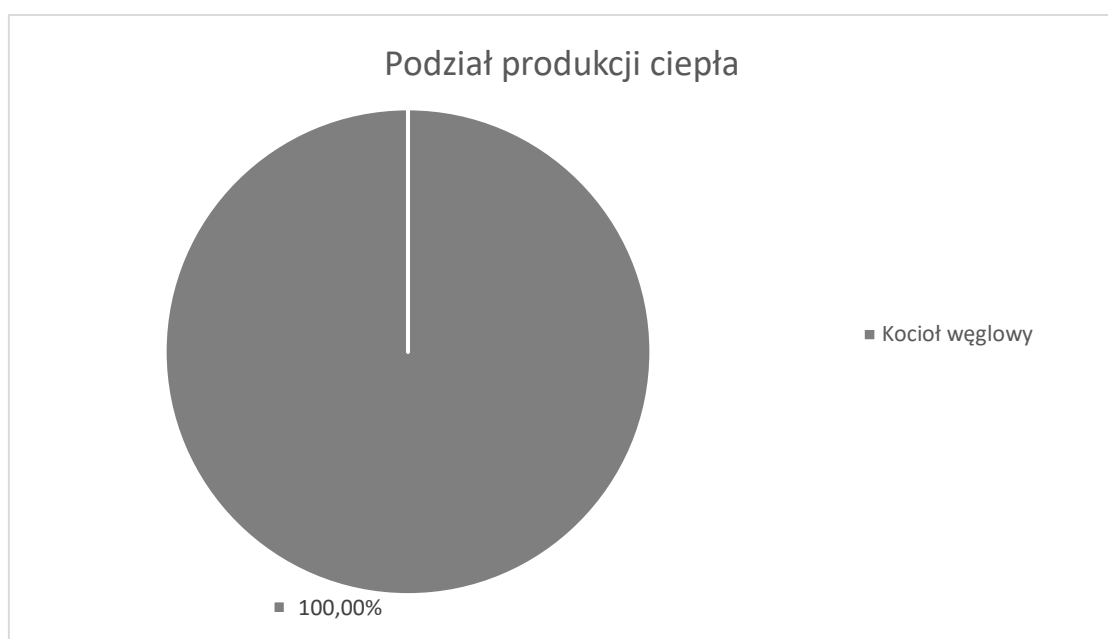
*** Ceny netto przy założeniu wykorzystania energii elektrycznej z kogeneracji do zasilania pomp ciepła na ściekach.

9.5 Stan aktualny

Założenia:

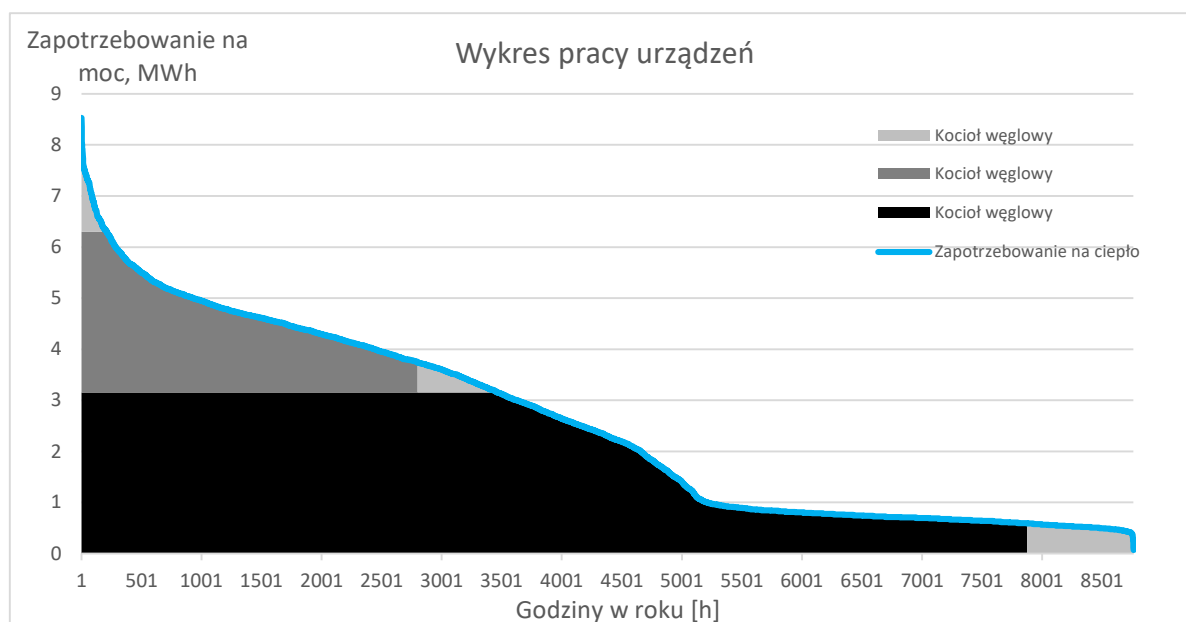
W źródle ciepła wykorzystujemy następujące urządzenia:

1. Kocioł węglowy K-3 (3,15 MWt),
2. Kocioł węglowy K-4 (3,15 MWt),
3. Kocioł węglowy K-1 (2,9 MWt)
4. Kocioł węglowy K-2 (2 MWt – nieeksploatowany)



Wykres 22 Podział produkcji ciepła w stanie aktualnym.

W stanie aktualnym zapotrzebowanie na ciepło zostaje zapewnione przez kotły K-3 i K-4. Kocioł K-1 stanowi wyłącznie źródło rezerwowe / szczytowe i jest uruchamiany przy temperaturze poniżej -5°C. Kocioł K-2 jest nieużywany ze względu na niespełnianie norm odpylania, nie posiada on także układów regulacyjnych oraz wątpliwa jest szczelność komory paleniskowej.



Wykres 23 Wykres uporządkowany mocy - stan aktualny.

Kocioł węglowy K-3 (3,15 MWt) pełni rolę źródła podstawowego w okresie przejściowym oraz sezonie letnim. W tych okresach, kiedy zapotrzebowanie na moc jest większe dołączane są stopniowo kolejne kotły (najpierw K-4, później K-1).

Obecnie koszty zakupu paliwa oraz koszt produkcji 1 GJ ciepła kształtuje się następująco przy założeniu, że cena węgla wynosi 315 zł/MWh.

Tabela 25 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła oraz koszt zakupu paliwa i koszt produkcji GJ ciepła dla ceny węgla 315 zł/Mg.

	GJ	%
Produkcja z węgla	80 195	100,00%
SUMA PRODUKCJI	80 195	100,00%
Koszt zakupu paliwa	1 301 421	zł
Koszt produkcji GJ ciepła	16,23	zł/GJ

Dalsza analiza została przeprowadzona dla przewidywanej ceny węgla wynoszącej 460 zł/MWh.

Tabela 26 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła oraz koszt zakupu paliwa i koszt produkcji GJ ciepła dla ceny węgla 460 zł/Mg.

	GJ	%
Produkcja z węgla	80 195	100,00%
SUMA PRODUKCJI	80 195	100,00%
Koszt zakupu paliwa	1 900 488	zł
Koszt produkcji GJ ciepła	23,70	zł/GJ

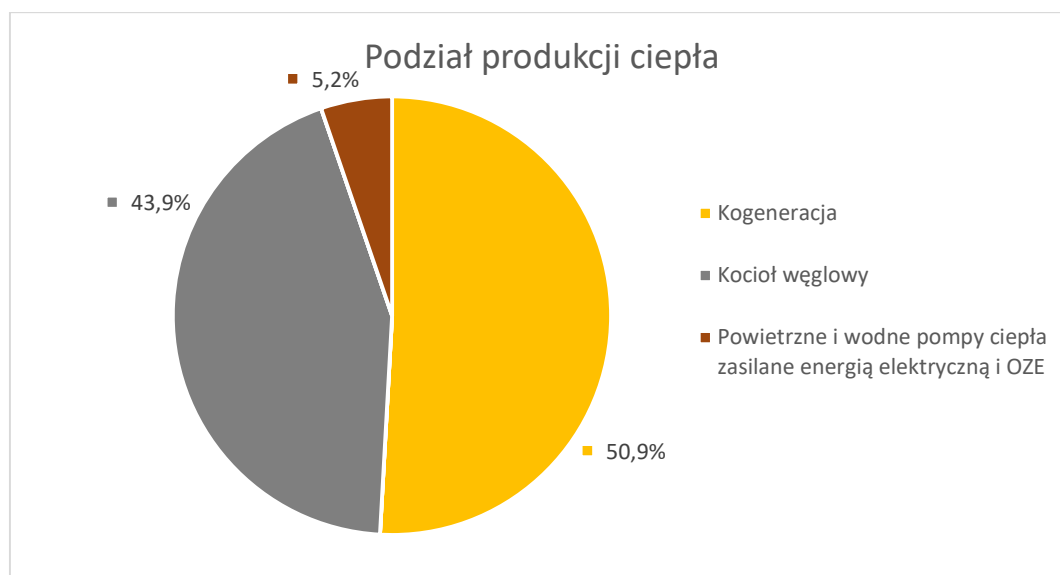
W dalszej analizie zostały przedstawione trzy warianty pośrednie oraz wariant docelowy, które zostały przedstawione PEC Mława w dniu 26.11.2021 r.

9.6 Rozważane warianty

9.6.1 Wariant pośredni A

Założenia:

- W źródle ciepła wykorzystujemy następujące urządzenia:
 1. Agregat kogeneracyjny (0,874 MWt)
 2. Agregat kogeneracyjny (0,874 MWt)
 3. Powietrzne i wodne pompy ciepła (0,25 MWt)
 4. Kocioł węglowy K-3 (3,15 MWt)
 5. Kocioł węglowy K-3 (3,15 MWt)
- W analizie rozważana są ceny zakupu:
 1. Energii elektrycznej – 549,80 zł/MWh
 2. Węgla – 460 zł/MWh



Wykres 24 Podział produkcji ciepła wariant pośredni A.

Tabela 27 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła.

	GJ	%
Produkcja z kogeneracji	40 807	50,90%
Produkcja z węgla	35 180	43,90%
Produkcja z powietrznych i wodnych pomp ciepła	4 209	5,20%
SUMA PRODUKCJI	80 195	100,00%

Cena gazu 260 zł/MWh:

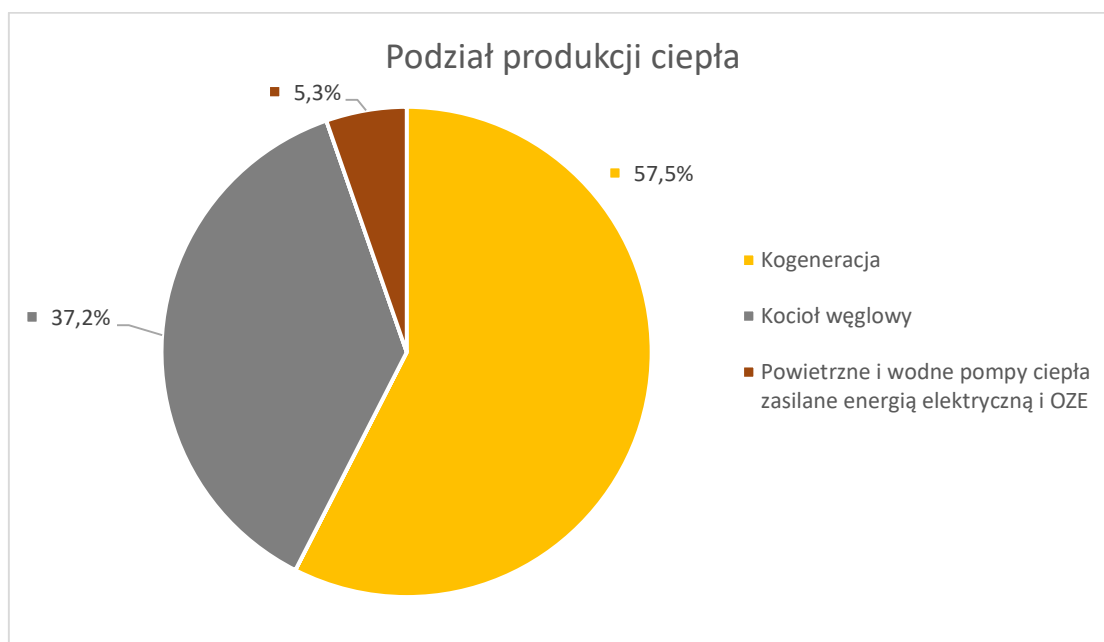
Tabela 28 Koszt produkcji GJ ciepła.

Godziny pracy w roku	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
8000	Agregat kogeneracyjny	6 482	MWh	15 100	MWh	3 925 953	zł
		23 335	GJ	1 535 575	Nm3		
5736	Agregat kogeneracyjny	4 853	MWh	11 306	MWh	2 939 461	zł
		17 472	GJ	1 149 724	Nm3		
5049	Powietrzne i wodne pompy ciepła	1 169	MWh	489	MWh	268 907	zł
		4 209	GJ	489 099	kWh		
4054	Kocioł węglowy	8 891	MWh	10 590	MWh	755 610	zł
		32 006	GJ	1 642 631	kg		
1534	Kocioł węglowy	882	MWh	1 050	MWh	74 941	zł
		3 174	GJ	162 915	kg		
				Koszty zakupu paliwa		7 964 872	zł
				Zysk ze sprzedaży energii elektrycznej		3 419 738	zł
				Dopłata z premii gwarantowanej		1 586 865	zł
				RAZEM		2 958 269	zł
				Suma wytworzonych GJ ciepła		80 195	GJ
				Koszt produkcji GJ ciepła		36,89	zł/GJ

9.6.2 Wariant pośredni B

Założenia:

- W źródle ciepła wykorzystujemy następujące urządzenia:
 1. Agregat kogeneracyjny (1,051 MWt)
 2. Agregat kogeneracyjny (1,051 MWt)
 3. Powietrzne i wodne pompy ciepła (0,25 MWt)
 4. Kocioł węglowy K-3 (3,15 MWt)
 5. Kocioł węglowy K-3 (3,15 MWt)
- W analizie rozważana są ceny zakupu:
 1. Energii elektrycznej – 549,80 zł/MWh
 2. Węgla – 460 zł/MWh



Wykres 25 Podział produkcji ciepła wariant pośredni B.

Tabela 29 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła.

	GJ	%
Produkcja z kogeneracji	46 121	57,50%
Produkcja z węgla	29 809	37,20%
Produkcja z powietrznych i wodnych pomp ciepła	4 265	5,30%
SUMA PRODUKCJI	80 195	100,00%

Cena gazu 260 zł/MWh:

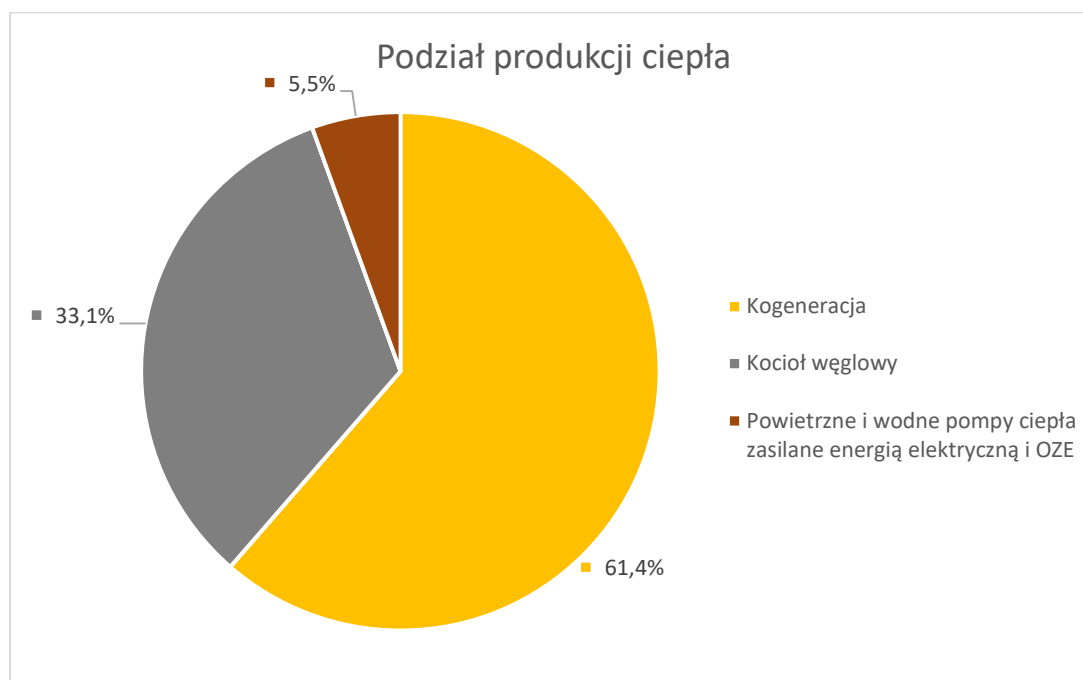
Tabela 30 Koszt produkcji GJ ciepła.

Godziny pracy w roku	Produkcja ciepła		Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
8000	Agregat kogeneracyjny	7 492 MWh 26 972 GJ	16 581 MWh 1 686 230 Nm3		4 311 127 zł	
5233	Agregat kogeneracyjny	5 319 MWh 19 149 GJ	11 772 MWh 1 197 167 Nm3		3 060 757 zł	
4919	Powietrzne i wodne pompy ciepła	1 185 MWh 4 265 GJ	493 MWh 492 964 kWh		271 031 zł	
3683	Kocioł węglowy	7 525 MWh 27 090 GJ	8 964 MWh 1 390 352 kg		639 562 zł	
1737	Kocioł węglowy	755 MWh 2 719 GJ	900 MWh 139 523 kg		64 181 zł	
Koszty zakupu paliwa					8 346 658 zł	
Zysk ze sprzedaży energii elektrycznej					3 740 406 zł	
Dopłata z premii gwarantowanej					1 735 665 zł	
RAZEM					2 870 587 zł	
Suma wytworzonych GJ ciepła					80 195 GJ	
Koszt produkcji GJ ciepła					35,79 zł/GJ	

9.6.3 Wariant pośredni C

Założenia:

- W źródle ciepła wykorzystujemy następujące urządzenia:
 1. Agregat kogeneracyjny (1,177 MWt)
 2. Agregat kogeneracyjny (1,177 MWt)
 3. Powietrzne i wodne pompy ciepła (0,25 MWt)
 4. Kocioł węglowy K-3 (3,15 MWt)
 5. Kocioł węglowy K-3 (3,15 MWt)
- W analizie rozważana są ceny zakupu:
 1. Energii elektrycznej – 549,80 zł/MWh
 2. Węgla – 460 zł/MWh



Wykres 26 Produkcja ciepła wariant pośredni C.

Tabela 31 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła.

	GJ	%
Produkcja z kogeneracji	49 249	61,40%
Produkcja z węgla	26 519	33,10%
Produkcja z powietrznych i wodnych pomp ciepła	4 427	5,50%
SUMA PRODUKCJI	80 195	100,00%

Cena gazu 260 zł/MWh:

Tabela 32 Koszt produkcji GJ ciepła.

Godziny pracy w roku	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
7925	Agregat kogeneracyjny	8 162	MWh	17 252	MWh	4 485 575	zł
		29 383	GJ	1 754 462	Nm3		
4785	Agregat kogeneracyjny	5 518	MWh	11 664	MWh	3 032 573	zł
		19 865	GJ	1 186 143	Nm3		
510	Powietrzne i wodne pompy ciepła	1 230	MWh	507	MWh	278 882	zł
		4 427	GJ	507 242	kWh		
3425	Kocioł węglowy	6 592	MWh	7 852	MWh	383 632	zł
		23 730	GJ	1 217 879	kg		
2050	Kocioł węglowy	775	MWh	923	MWh	45 096	zł
		2 789	GJ	143 161	kg		
				Koszty zakupu paliwa		8 423 108	zł
				Zysk ze sprzedaży energii elektrycznej		3 525 937	zł
				Dopłata z premii gwarantowanej		1 636 145	zł
				RAZEM		3 261 026	zł
				Suma wytworzonych GJ ciepła		80 195	GJ
				Koszt produkcji GJ ciepła		40,66	zł/GJ

W wariantcie docelowym rozważane było także rozważane zastosowanie technologii termicznego przetwarzania odpadów, natomiast po spotkaniu z radą nadzorczą wycofano się z idei budowania Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów (ITPO) na terenie Mławy.

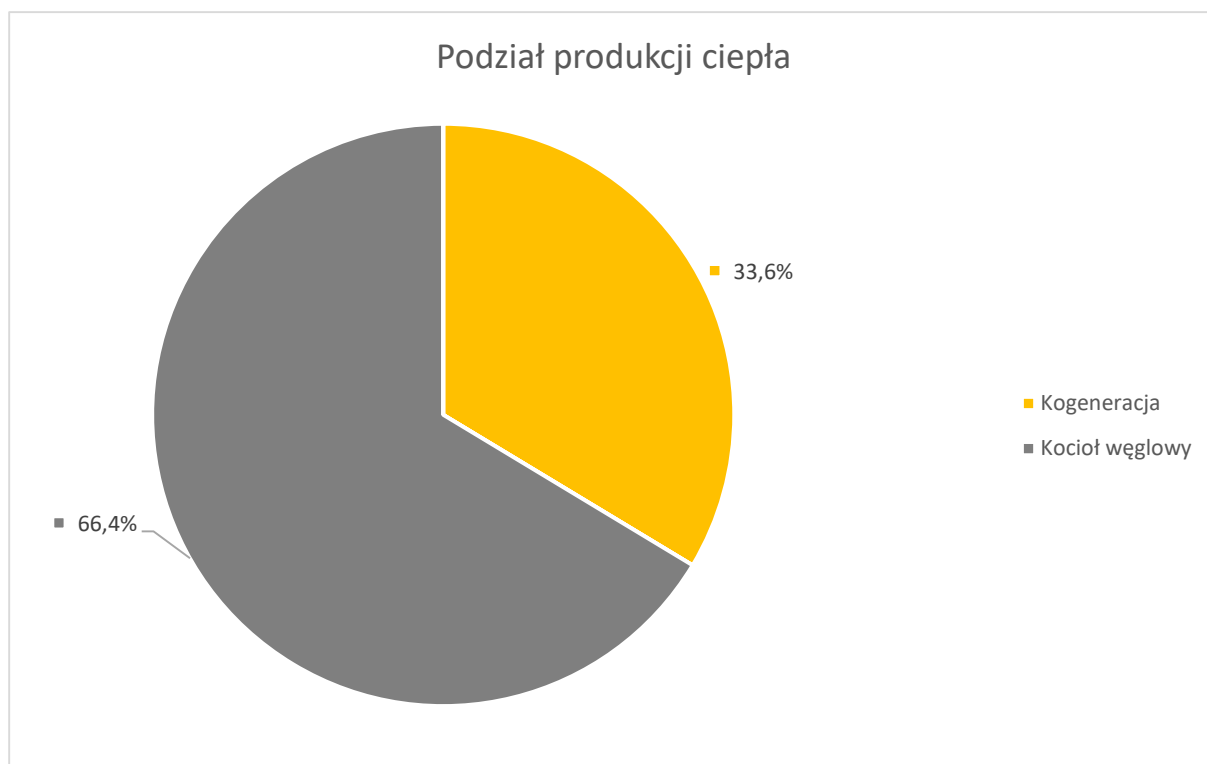
Wraz z PEC Mława ustalono, że:

1. W dalszej analizie rozważone zostaną następujące technologie produkcji ciepła:
 - Agregat kogeneracyjny,
 - Pompy ciepła na ściekach zasilane energią elektryczną i OZE,
 - Kotły węglowe (ewentualnie jako źródło szczytowe do 2050 r.)
2. W dalszych analizach nie rozważa się wykorzystania następujących technologii:
 - ITPO
 - Powietrzne i wodne pompy ciepła

9.7 Wariant docelowy – do 2035r.

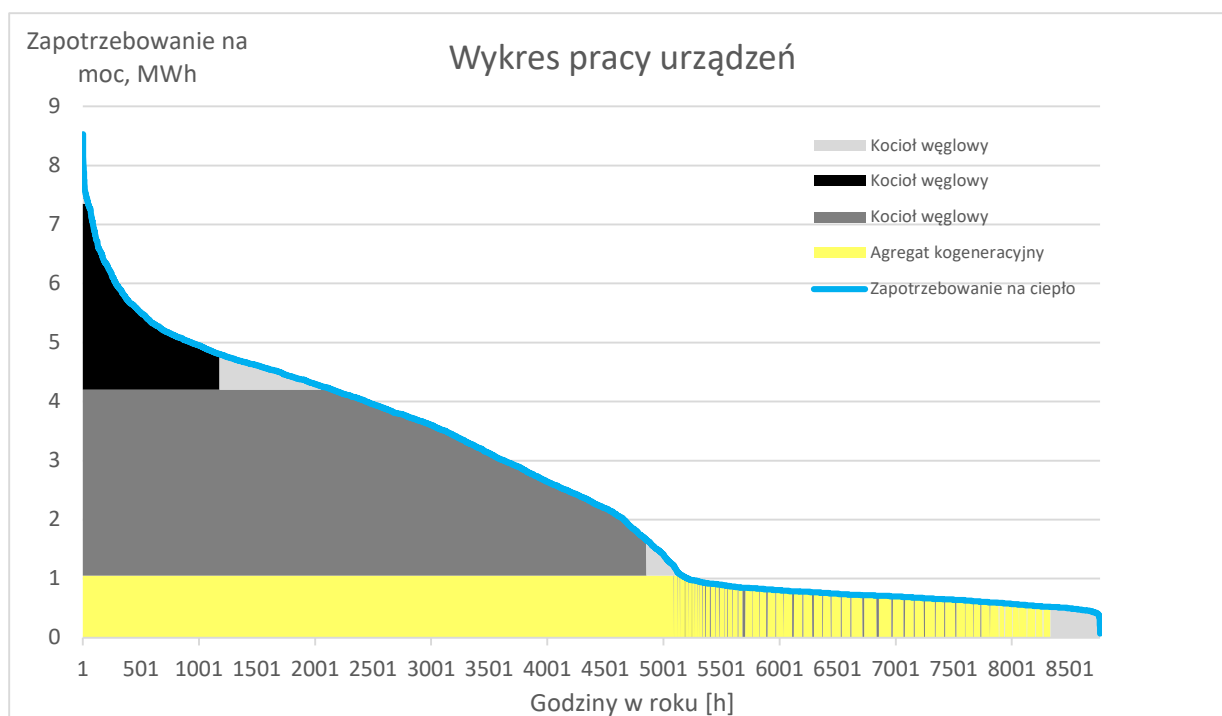
9.7.1 Planowany pierwszy krok

- W źródle ciepła wykorzystujemy następujące urządzenia:
 1. Agregat kogeneracyjny (1,051 MWt)
 2. Kocioł węglowy (3,15 MWt)
 3. Kocioł węglowy (3,15 MWt)
 4. Kocioł węglowy (2,9 MWt)
- W analizie rozważana są ceny zakupu:
 1. Energii elektrycznej – 549,80 zł/MWh
 2. Węgla – 460 zł/MWh



Wykres 27 Podział produkcji ciepła.

W pierwszym planowanym kroku zapotrzebowanie na ciepło zostaje w prawie 34% zapewnione przez agregat kogeneracyjny pracujący przez cały rok (ok. 8 000 h). Kocioł K-3 lub K-4 pracuje około 5 150 h w roku a pozostałe dwa kotły węglowe traktowane są w zasadzie jako źródła szczytowe pracujące ok 1200-1700h w ciągu roku.



Wykres 28 Wykres uporządkowany mocy.

Po realizacji pierwszego kroku **system nie będzie spełniał założeń efektywnego systemu ciepłowniczego.**¹⁰⁴

Tabela 33 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła.

	GJ	%
Produkcja z kogeneracji	26 972	33,60%
Produkcja z węgla	53 223	66,40%
SUMA PRODUKCJI	80 195	100,00%

¹⁰⁴ Zgodnie z zapisem Fit For 55 na dzień 14.07.2021r.

Cena gazu 205 zł/MWh:

Tabela 34 Koszt produkcji GJ ciepła – realizowany pierwszy krok.

Godziny pracy w roku	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
8000	Agregat kogeneracyjny	7 492	MWh	16 581	MWh	3 399 158	zł
		26 972	GJ	1 686 230	Nm3		
5152	Kocioł węglowy	12 509	MWh	14 901	MWh	1 063 144	zł
		45 032	GJ	2 311 182	kg		
1177	Kocioł węglowy	1 643	MWh	1 958	MWh	139 677	zł
		5 916	GJ	303 646	kg		
1782	Kocioł węglowy	632	MWh	832	MWh	59 332	zł
		2 275	GJ	128 982	kg		
				Koszty zakupu paliwa		4 661 311	zł
				Zysk ze sprzedaży energii elektrycznej		2 187 414	zł
				Dopłata z premii gwarantowanej		1 015 029	zł
				RAZEM		1 458 868	zł
				Suma wytworzonych GJ ciepła		80 195	GJ
				Koszt produkcji GJ ciepła		18,19	zł/GJ

Cena gazu 260 zł/MWh:

Tabela 35 Koszt produkcji GJ ciepła – realizowany pierwszy krok.

Godziny pracy w roku	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
8000	Agregat kogeneracyjny	7 492	MWh	16 581	MWh	4 311 127	zł
		26 972	GJ	1 686 230	Nm3		
5152	Kocioł węglowy	12 509	MWh	14 901	MWh	1 063 144	zł
		45 032	GJ	2 311 182	kg		
1177	Kocioł węglowy	1 643	MWh	1 958	MWh	139 677	zł
		5 916	GJ	303 646	kg		
1782	Kocioł węglowy	632	MWh	832	MWh	59 332	zł
		2 275	GJ	128 982	kg		
				Koszty zakupu paliwa		5 573 280	zł
				Zysk ze sprzedaży energii elektrycznej		2 187 414	zł
				Dopłata z premii gwarantowanej		1 015 029	zł
				RAZEM		2 370 837	zł
				Suma wytworzonych GJ ciepła		80 195	GJ
				Koszt produkcji GJ ciepła		29.56	zł/GJ

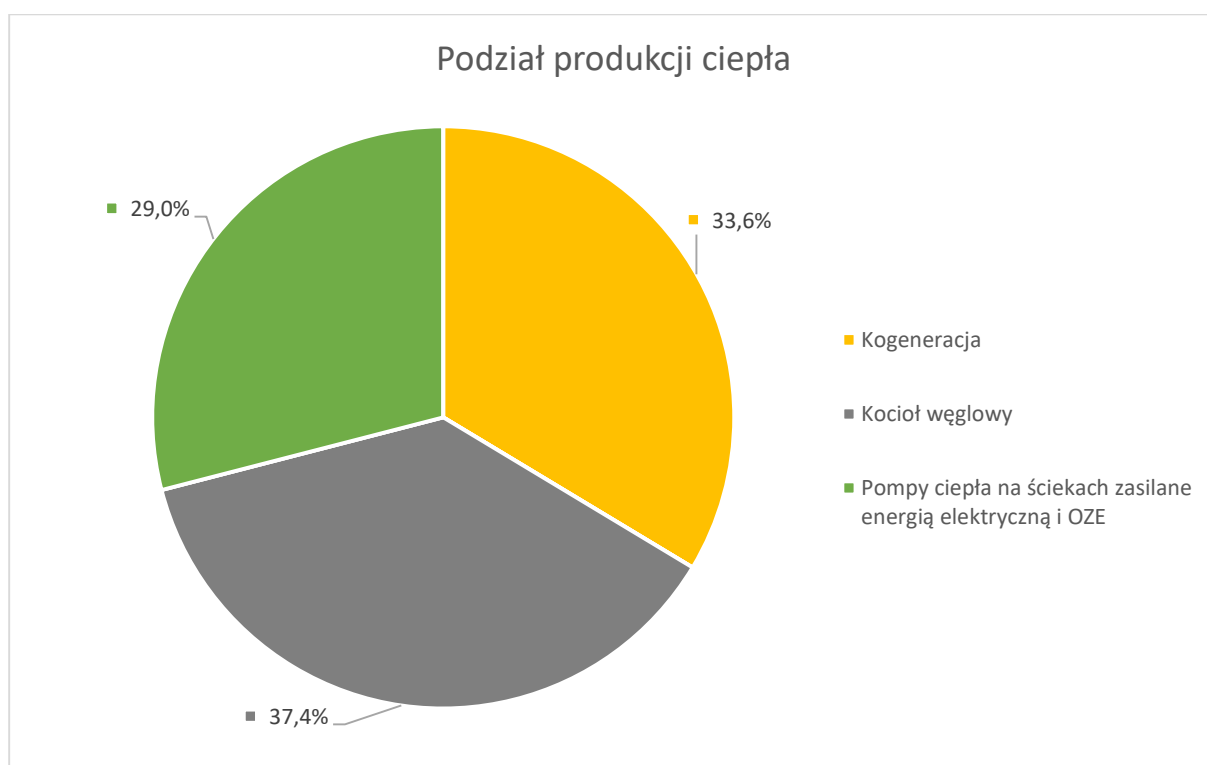
9.7.2 Planowany drugi krok

- W źródle ciepła wykorzystujemy następujące urządzenia:

1. Agregat kogeneracyjny (1,051 MWt)
2. Pompy ciepła na ściekach (1,25 MWt)
3. Kocioł węglowy (3,15 MWt)
4. Kocioł węglowy (3,15 MWt)
5. Kocioł węglowy (2,9 MWt)

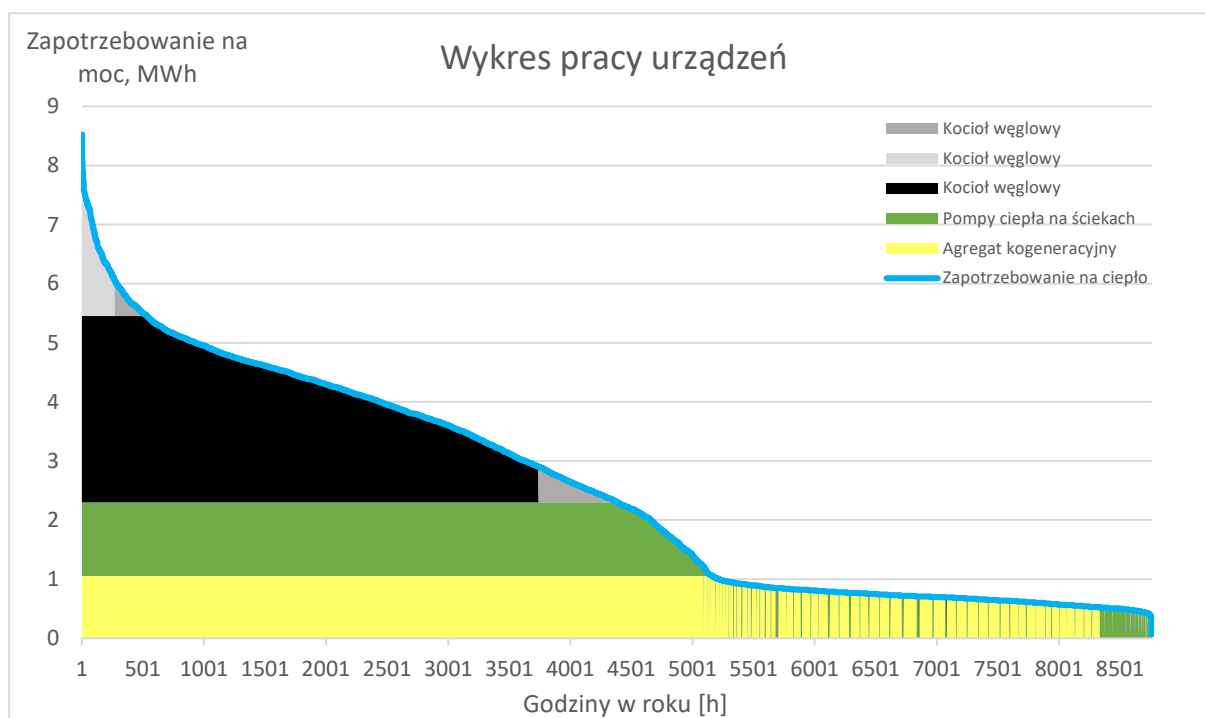
- W analizie rozważana są ceny zakupu:

1. Energii elektrycznej – 549,80 zł/MWh
2. Węgla – 460 zł/MWh



Wykres 29 Podział produkcji ciepła.

W stanie aktualnym zapotrzebowanie na prawie 34% ciepła zostaje zapewnione przez agregat kogeneracyjny pracujący przez cały rok (ok. 8 000 h). W pozostałym czasie (ok. 5 878 h) podstawę systemu zapewnią pompy ciepła, które wyprodukują łącznie 29% ciepła. Pozostałe zapotrzebowanie na ciepło będzie pokrywane przez kotły węglowe, w pierwszej kolejności K-3 i K-4.



Wykres 30 Wykres uporządkowany mocy.

Po realizacji drugiego kroku system będzie spełniał założenia efektywnego systemu ciepłowniczego do 1 stycznia 2035 roku.¹⁰⁵

Tabela 36 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła.

	GJ	%
Produkcja z kogeneracji	26 972	33,60%
Produkcja z pomp ciepła na ściekach	23 266	29,00%
Produkcja z węgla	29 957	37,40%
SUMA PRODUKCJI	80 195	100,00%

¹⁰⁵ Zgodnie z zapisem Fit For 55 na dzień 14.07.2021r.

Cena gazu 205 zł/MWh:

Tabela 37 Koszt produkcji GJ ciepła – realizowany drugi krok.

Godziny pracy w roku	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
8000	Agregat kogeneracyjny	7 492	MWh	16 581	MWh	3 399 158	zł
		26 972	GJ	1 686 230	Nm3		
5878	Pompy ciepła na ściekach	6 463	MWh	1 944	MWh	1 068 899	zł
		23 266	GJ	1 944 159	Nm3		
3757	Kocioł węglowy	7 698	MWh	9 169	MWh	654 227	zł
		27 712	GJ	1 422 232	kg		
269	Kocioł węglowy	353	MWh	421	MWh	30 031	zł
		1 272	GJ	65 286	kg		
931	Kocioł węglowy	270	MWh	356	MWh	25 394	
		974	GJ	55 205	kg		
				Koszty zakupu paliwa		5 177 709	zł
				Zysk ze sprzedaży energii elektrycznej		2 187 414	zł
				Dopłata z premii gwarantowanej		1 015 029	zł
				RAZEM		1 975 266	zł
				Suma wytworzonych GJ ciepła		80 195	GJ
				Koszt produkcji GJ ciepła		24,63	zł/GJ

Cena gazu 260 zł/MWh:

Tabela 38 Koszt produkcji GJ ciepła – realizowany drugi krok.

Godziny pracy w roku	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
8000	Agregat kogeneracyjny	7 492	MWh	16 581	MWh	4 311 127	zł
		26 972	GJ	1 686 230	Nm3		
5878	Pompy ciepła na ściekach	6 463	MWh	1 944	MWh	1 068 899	zł
		23 266	GJ	1 944 159	Nm3		
3757	Kocioł węglowy	7 698	MWh	9 169	MWh	654 227	zł
		27 712	GJ	1 422 232	kg		
269	Kocioł węglowy	353	MWh	421	MWh	30 031	zł
		1 272	GJ	65 286	kg		
931	Kocioł węglowy	270	MWh	356	MWh	25 394	
		974	GJ	55 205	kg		
				Koszty zakupu paliwa		6 089 678	zł
				Zysk ze sprzedaży energii elektrycznej		2 187 414	zł
				Dopłata z premii gwarantowanej		1 015 029	zł
				RAZEM		2 887 235	zł
				Suma wytworzonych GJ ciepła		80 195	GJ
				Koszt produkcji GJ ciepła		36,00	zł/GJ

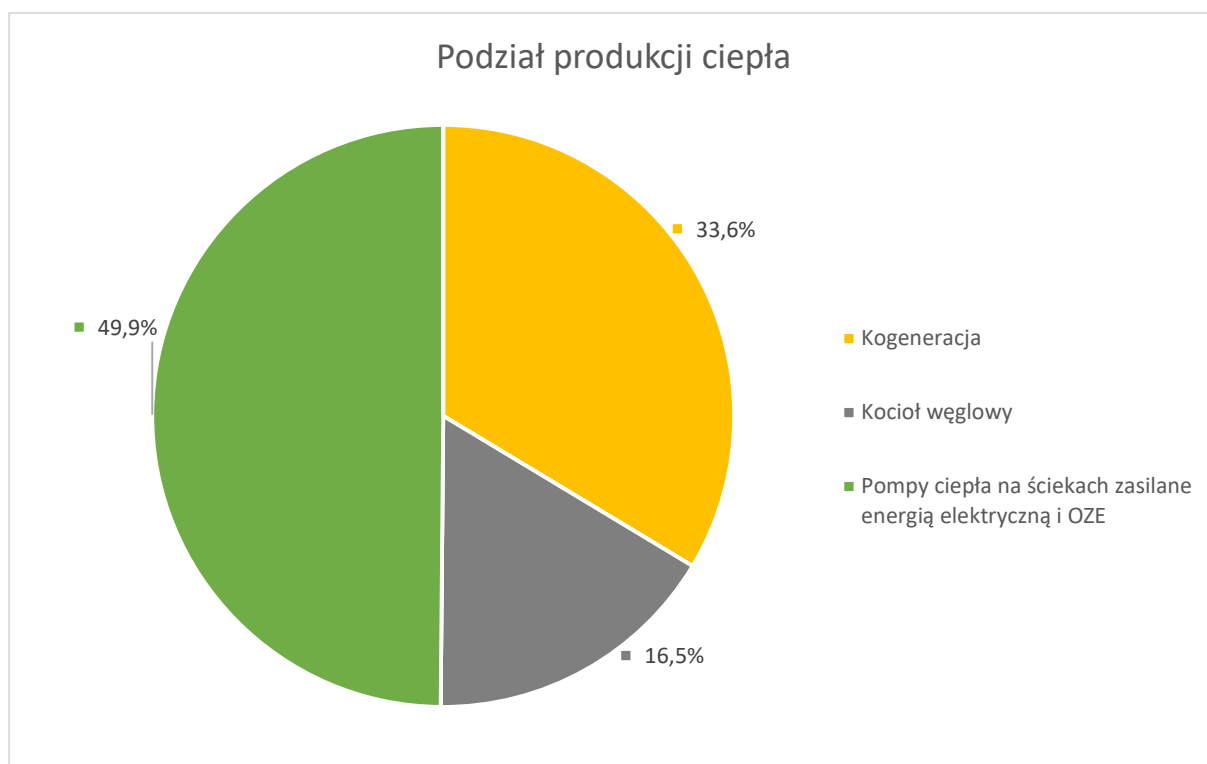
9.7.3 Planowany trzeci krok

- W źródłach ciepła wykorzystujemy następujące urządzenia:

1. Agregat kogeneracyjny (1,051 MWt)
2. Pompy ciepła na ściekach (1,25 MWt)
3. Pompy ciepła na ściekach (1,25 MWt)
4. Kocioł węglowy (3,15 MWt)
5. Kocioł węglowy (3,15 MWt)

- W analizie rozważana są ceny zakupu:

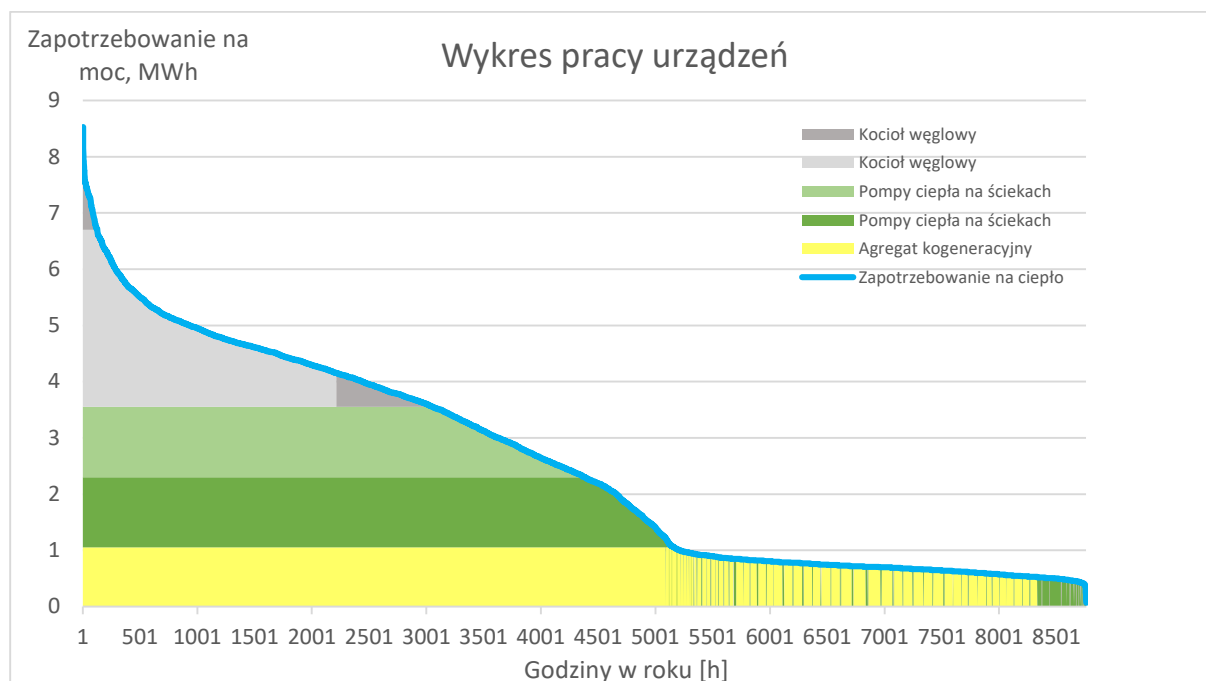
1. Energii elektrycznej – 549,80 zł/MWh
2. Węgla – 460 zł/MWh



Wykres 31 Podział produkcji ciepła.

W trzecim kroku zapotrzebowanie na ciepło zostaje zapewnione przez agregat kogeneracyjny pracujący przez cały rok (ok 8 000 h). W pozostałym czasie podstawę systemu zapewnią pompy ciepła. Pompy pracują również w sezonie grzewczym oraz okresie przejściowym. Kotły węglowe pracują jedynie w sezonie grzewczym jako źródło szczytowe. **System dla takiego**

modelu spełnia przewidywane wymagania efektywnego systemu do 1 stycznia 2035r.¹⁰⁶



Wykres 32 Wykres uporządkowany mocy.

Tabela 39 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła.

	GJ	%
Produkcja z kogeneracji	26 972	33,60%
Produkcja z pomp ciepła na ściekach	39 982	49,90%
Produkcja z węgla	13 241	16,50%
SUMA PRODUKCJI	80 195	100,00%

¹⁰⁶ Zgodnie z zapisem Fit For 55 na dzień 14.07.2021r.

Cena gazu 205 zł/MWh:

Tabela 40 Koszt produkcji GJ ciepła – planowany kolejny krok.

Godziny pracy w roku	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
8000	Agregat kogeneracyjny	7 492	MWh	16 581	MWh	3 399 158	zł
		26 972	GJ	1 686 230	Nm3		
5878	Pompy ciepła na ściekach	6 463	MWh	1 944	MWh	1 068 899	zł
		23 266	GJ	1 944 159	Nm3		
4381	Pompy ciepła na ściekach	4 643	MWh	1 435	MWh	789 129	zł
		16 716	GJ	1 435 303	Nm3		
2231	Kocioł węglowy	3 338	MWh	3 976	MWh	283 693	zł
		12 017	GJ	616 723	kg		
988	Kocioł węglowy	340	MWh	405	MWh	28 910	zł
		1 225	GJ	62 848	kg		
				Koszty zakupu paliwa		5 569 788	zł
				Zysk ze sprzedaży energii elektrycznej		2 187 414	zł
				Dopłata z premii gwarantowanej		1 015 029	zł
				RAZEM		2 367 345	zł
				Suma wytworzonych GJ ciepła		80 195	GJ
				Koszt produkcji GJ ciepła		29,52	zł/GJ

Cena gazu 260 zł/MWh:

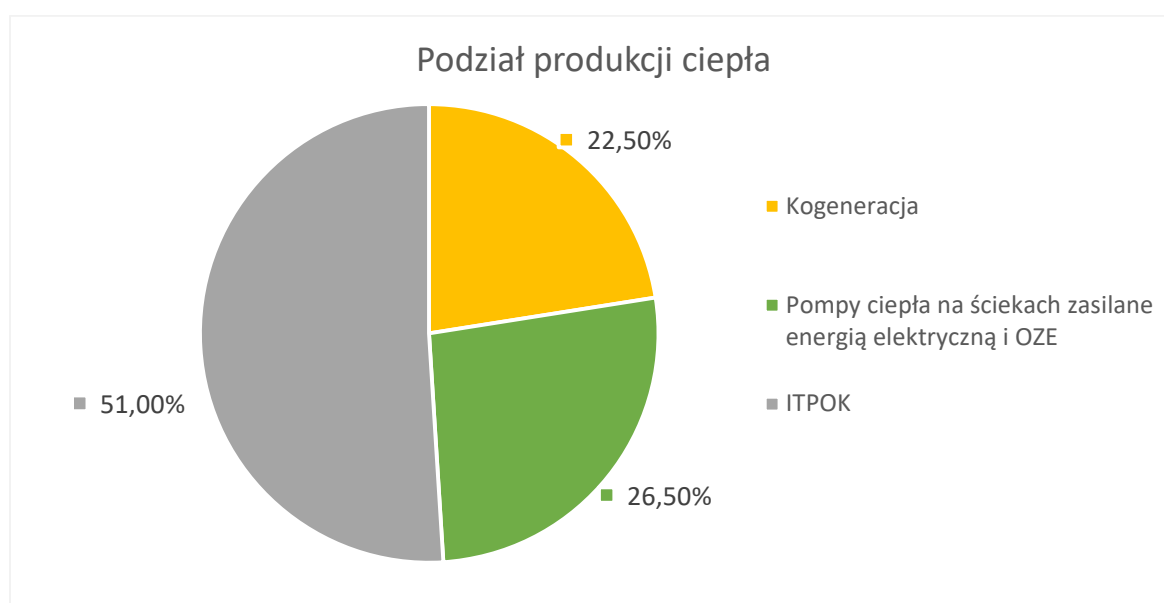
Tabela 41 Koszt produkcji GJ ciepła – planowany kolejny krok.

Godziny pracy w roku	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa	
8000	Agregat kogeneracyjny	7 492	MWh	16 581	MWh	4 311 127	zł
		26 972	GJ	1 686 230	Nm3		
5878	Pompy ciepła na ściekach	6 463	MWh	1 944	MWh	1 068 899	zł
		23 266	GJ	1 944 159	Nm3		
4381	Pompy ciepła na ściekach	4 643	MWh	1 435	MWh	789 129	zł
		16 716	GJ	1 435 303	Nm3		
2231	Kocioł węglowy	3 338	MWh	3 976	MWh	283 693	zł
		12 017	GJ	616 723	kg		
988	Kocioł węglowy	340	MWh	405	MWh	28 910	zł
		1 225	GJ	62 848	kg		
				Koszty zakupu paliwa		6 481 757	zł
				Zysk ze sprzedaży energii elektrycznej		2 187 414	zł
				Dopłata z premii gwarantowanej		1 015 029	zł
				RAZEM		3 279 314	zł
				Suma wytworzonych GJ ciepła		80 195	GJ
				Koszt produkcji GJ ciepła		40,89	zł/GJ

9.7.4 Wariant przyszłościowy

W chwili obecnej bardzo trudne jest przewidywanie rozwoju efektywnych technologii w ciepłownictwie i budowanie strategii systemu PEC Mława w perspektywie dłuższej niż do roku 2035. Można przyjąć, że jednym z alternatywnych paliw będą odpady (RDF). W takim przypadku konfiguracja źródła ciepła mogłaby wyglądać następująco:

- W źródle ciepła wykorzystujemy następujące urządzenia:
 1. Agregat kogeneracyjny (1,051 MWt)
 2. Pompy ciepła na ściekach (1,25 MWt)
 3. Pompy ciepła na ściekach (1,25 MWt)
 4. ITPO (3-6 MW)



Wykres 33 Podział produkcji ciepła wariant docelowy.

Założenia:

1. Wartość opałowa RDF – 16 MJ/kg
2. Ilość paliwa RDF – ok. 20 000 ton/rok
3. Całkowita sprawność instalacji ITPOK - 70%

Taki system ciepłowniczy byłby efektywny do 1 stycznia 2045 r. pod warunkiem uznania ciepła z RDF jako ciepła odpadowego¹⁰⁷

¹⁰⁷ Zgodnie z zapisem Fit For 55 na dzień 14.07.2021r.

9.7.5 Podsumowanie

Podsumowanie wariantów (na potrzeby porównania aktualny koszt zakupu paliwa bazuje na przewidywanej cenie zakupu energii elektrycznej 549,80 zł/MWh). Ponadto uwzględniono cenę sprzedaży energii elektrycznej 320 zł/MWh.

Dla porównania wyników z analizy poszczególnych planowanych kroków w tabeli zostały przedstawione wartości bez wykorzystania wyprodukowanej energii elektrycznej na potrzeby pomp ciepła oraz z jej wykorzystaniem. W każdym z kroków bardziej opłacalnym rozwiązaniem jest zużycie wyprodukowanej energii na potrzeby pomp ciepła niż zakup en-el z sieci.

Cena gazu 205zł/MWh

Tabela 42 Podsumowanie wariantów przy cenie gazu 205 zł/MWh.

Rodzaj produkcji ciepła	Koszt zakupu paliwa	Koszt produkcji ciepła	Cena za produkcję GJ ciepła	Przychód ze sprzedaży ciepła do odbiorców*	Przychody pomniejszone o koszty	Cena sprzedaży GJ ciepła w taryfie	Szacowany koszt modernizacji
	zł	zł	zł/GJ	zł	zł	zł/GJ	zł
Stan aktualny - Kotły węglowe	1 900 488	1 900 488	23,70	2 437 232	536 745	36,18	-
Pierwszy planowany krok (gaz 205 zł/MWh)	4 661 311	1 458 868	18,19	2 437 232	978 364	36,18	5 500 000
Drugi planowany krok (gaz 205 zł/MWh)	5 177 709	1 975 266	24,63	2 437 232	461 966	36,18	11 750 000
Drugi planowany krok - wykorzystanie en - el w pompach ciepła (gaz 205 zł/MWh)	4 173 682	1 555 613	19,40	2 437 232	881 619	36,18	11 750 000
Trzeci planowany krok (gaz 205 zł/MWh)	5 569 788	2 367 345	29,52	2 437 232	69 887	36,18	18 000 000
Trzeci planowany kolejny krok - wykorzystanie en - el w pompach ciepła (gaz 205 zł/MWh)	3 776 632	1 617 860	20,17	2 437 232	819 373	36,18	18 000 000

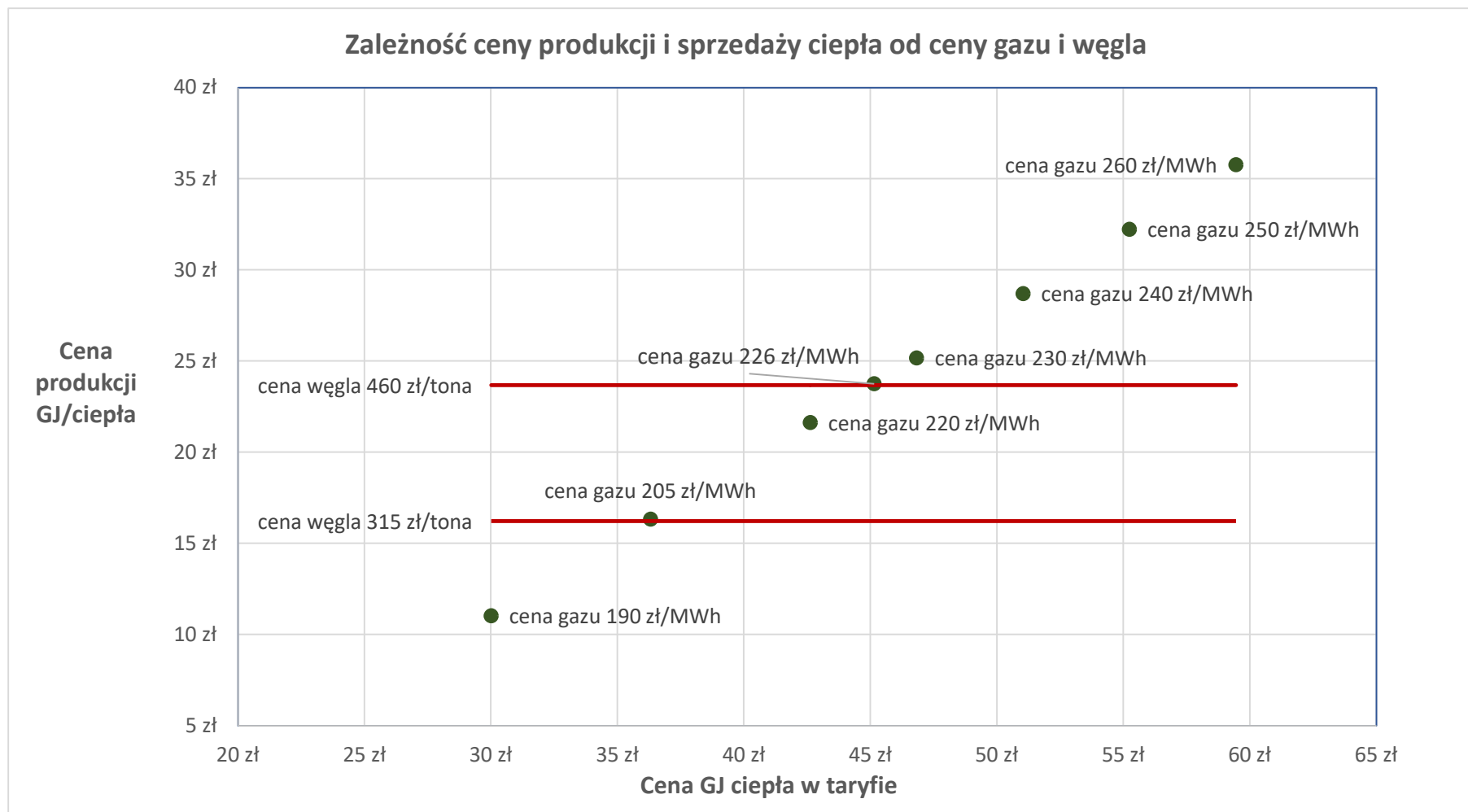
Cena gazu 260zł/MWh:

Tabela 43 Podsumowanie wariantów przy cenie gazu 260 zł/MWh.

Rodzaj produkcji ciepła	Koszt zakupu paliwa	Koszt produkcji ciepła	Cena za produkcję GJ ciepła	Przychód ze sprzedaży ciepła do odbiorców*	Przychody pomniejszone o koszty	Cena sprzedaży GJ ciepła w taryfie	Szacowany koszt modernizacji
	zł	zł	zł/GJ	zł	zł	zł/GJ	zł
Stan aktualny - Kotły węglowe	1 900 488	1 900 488	23,70	2 437 232	536 745	36,18	-
Pierwszy realizowany krok (gaz 260 zł/MWh)	5 573 280	2 370 837	29,56	2 437 232	66 395	36,18	5 500 000
Drugi realizowany krok (gaz 260 zł/MWh)	6 089 678	2 887 235	36,00	2 437 232	-450 003	36,18	11 750 000
Drugi planowany krok - wykorzystanie en - el w pompach ciepła (gaz 260 zł/MWh)	5 085 652	2 467 582	30,77	2 437 232	-30 350	36,18	11 750 000
Trzeci planowany krok (gaz 260 zł/MWh)	6 481 757	3 279 314	40,89	2 437 232	-842 082	36,18	18 000 000
Trzeci planowany kolejny krok - wykorzystanie en - el w pompach ciepła (gaz 260 zł/MWh)	4 688 601	2 529 829	31,55	2 437 232	-92 597	36,18	18 000 000

*Przychód po uwzględnieniu sprawności przesyłu ciepła 84%

W każdym z wariantów można maksymalizować produkcję energii cieplnej z gazu ziemnego, jeśli wzrośnie cena energii elektrycznej i węgla lub maksymalizować produkcję z węgla, gdy wzrośnie cena gazu. Model pozwala na optymalizację kosztów produkcji ze względów na ceny paliw.



Wykres 34 Wpływ zmiany ceny zakupu gazu na koszt produkcji i cenę sprzedaży GJ ciepła przy stałej cenie zakupu węgla oraz energii elektrycznej.

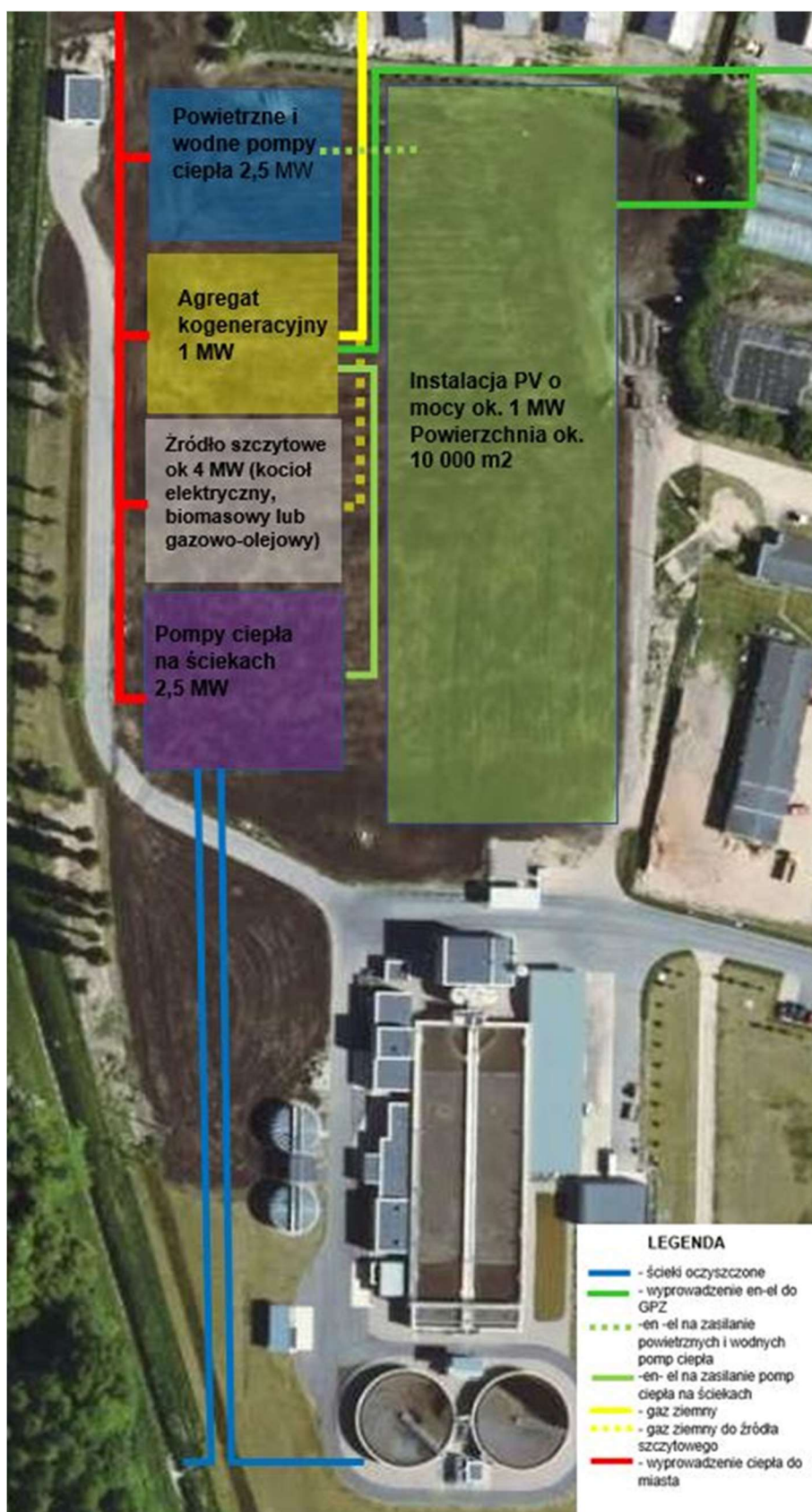
9.8 Lokalizacja nowego źródła ciepła

Z informacji pozyskanych od przedstawiciela PEC Mława poniżej przedstawiony został orientacyjne rozmieszczenie źródła ciepła w nowej lokalizacji na terenie miasta Mława.

Teren ten obejmuje działki, które decyzją burmistrza będą mogły zostać przekazane pod budowę nowego źródła. Łączna powierzchnia działek wynosi ok 30 000 m² z czego na 20 000 m² można zainstalować nowe źródło ciepła zgodnie z opisem w rozdziale 9.7.

Szacowane pola do zagospodarowania:

- Agregat kogeneracyjny ok. 1 250 m² (krok I)
- Pompy ciepła na ściekach ok. 1 500 m² (krok II i III)
- Powietrzne i wodne pompy ciepła to ok. 1 500 m² (dalsze etapy pracy – aktualizacja strategii)
- Fotowoltaika ok. 10 200 m² (dalsze etapy pracy – aktualizacja strategii)
- Szczytowe źródło ciepła ok. 4 250 m² (dalsze etapy pracy – aktualizacja strategii)
- Przestrzeń przeznaczona na instalacje oraz rurociągi między źródłami ciepła ok. 1 700 m²

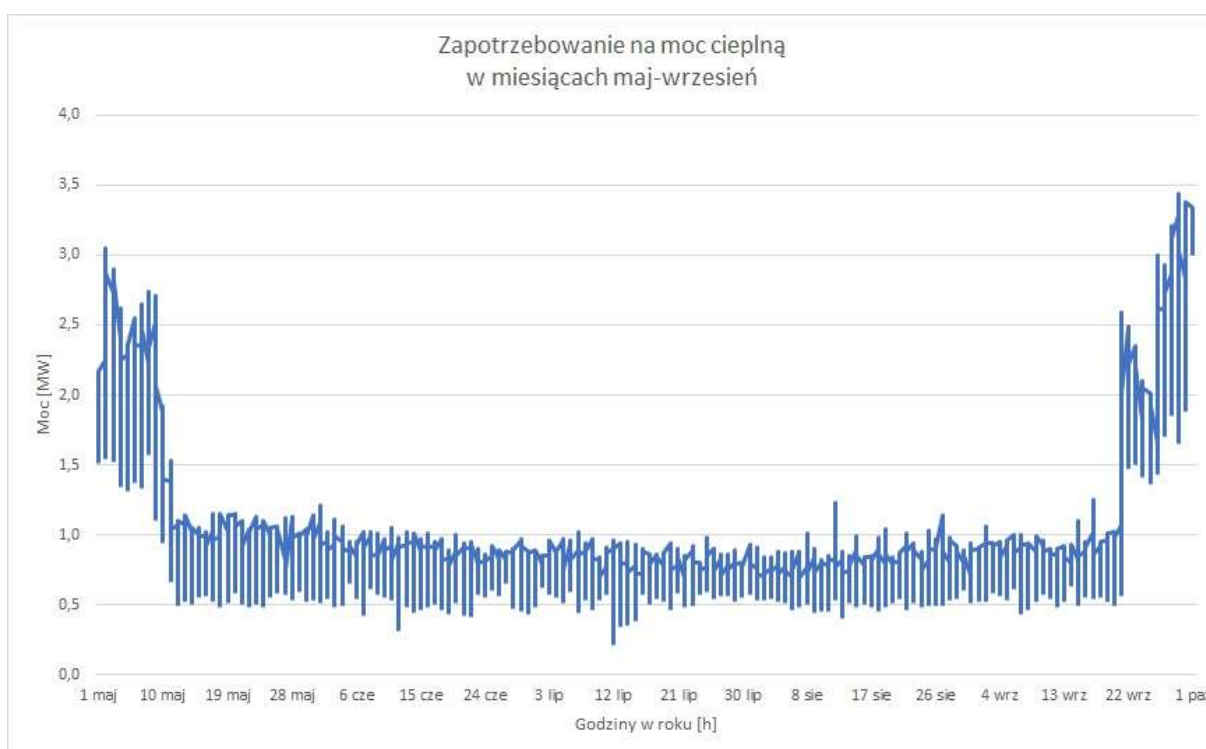


Rysunek 42 Orientacyjne rozmieszczenie źródła ciepła w nowej lokalizacji

9.9 Dobór akumulatora ciepła

W celu moderowania dobowego profilu i dopasowywania okresu, w którym występuje zwiększone zapotrzebowanie na produkcję ciepła odpowiadające okresowi najwyższych cen energii elektrycznej, należy przeanalizować możliwość wykorzystania do współpracy z instalacją kogeneracji akumulator ciepła o odpowiedniej pojemności.

Dobór akumulatora opierać należy o zapotrzebowanie na ciepło w typowej dobie lata, które przedstawia oraz zapotrzebowanie na ciepło w miesiącach maj - wrzesień, które przedstawiono na wykresie poniżej.



Wykres 35 Zapotrzebowanie na moc cieplną w miesiącach maj-wrzesień.

Wyżej wymieniony okres tj. maj-wrzesień został wytypowany na podstawie mocy cieplnej agregatu kogeneracyjnego (1,051 MWt) rekomendowanego w wariantcie docelowym oraz faktu, że w wyżej wymienionych miesiącach występuje tylko zapotrzebowanie na c.w.u. (okres poza sezonem grzewczym).

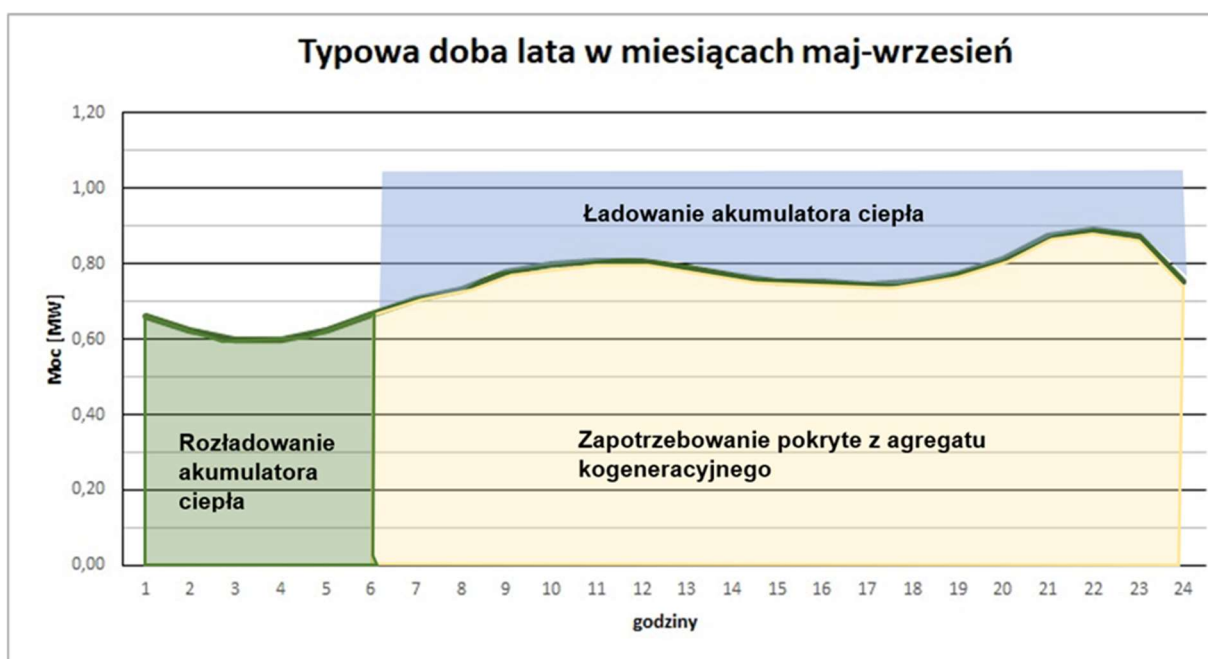
W miesiącach maj – wrzesień na wykresie typowej doby lata zauważyć można, że:

- Najniższe zapotrzebowanie na c.w.u. (0,6 MWt) występuje w godzinach 0:00 -6:00,
- Najwyższe zapotrzebowanie na c.w.u. (1,1 MWt) występuje w godzinach 19:00- 24:00.

Profil zapotrzebowania na ciepło w typowej dobie lata charakteryzuje się dużą zmiennością zapotrzebowania na c.w.u. co oznacza, że w przypadku wykorzystania do produkcji ciepła agregatu kogeneracyjnego rekomendowanego w wariantcie docelowym obciążenie agregatu kogeneracyjnego zmieniałoby się w zakresie 65-100%. Dla takiego profilu zapotrzebowania na moc cieplną w typowej dobie lata agregat kogeneracyjny mógłby pracować nieprzerwanie przez całą dobę. Jednakże taka praca agregatu nie pozwala osiągnąć optymalnej sprawności wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji.

W celu optymalizacji obciążenia agregatu kogeneracyjnego i poprawy sprawności wytwarzania ciepła i energii elektrycznej przez agregat kogeneracyjny należy, w przypadku uzyskania korzystnych wskaźników NPV oraz IRR z przeprowadzonej analizy w rozdziale 10, rozważyć instalację akumulatora ciepła do współpracy z agregatem kogeneracyjnym.

Poniżej przedstawiono wykres typowej doby lata z zaznaczeniem cyklu współpracy agregatu kogeneracyjnego (1,051 MWt) i akumulatora ciepła.



Wykres 36 Typowa doba lata wraz z cyklem współpracy agregatu kogeneracyjnego i akumulatora ciepła.

Założenia uwzględnione w cyklu współpracy agregatu kogeneracyjnego i akumulatora ciepła:

- W okresie korzystnych cen sprzedaży energii elektrycznej należy zwiększyć obciążenie agregatu kogeneracyjnego do 100% i nadmiar produkowanego ciepła przesyłać do akumulatora ciepła (ładowanie),
- W okresie zmniejszonego zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym oraz niższych cen sprzedaży energii elektrycznej należy wyłączyć agregat kogeneracyjny

i do pokrycia zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym wykorzystać ciepło zmagazynowane w akumulatorze ciepła (rozładowanie),

- Cykl rozładowania i ładowania akumulatora ciepła musi bilansować się w ciągu doby.

Dla PEC Mława powyższe okresy przedstawiają się następująco:

- rozładowanie akumulatora ciepła oraz wyłączenie agregatu kogeneracyjnego występuje w godzinach 0:00 -6:00,
- ładowanie akumulatora ciepła i praca agregatu kogeneracyjnego z 100% obciążeniem występuje w godzinach 6:00- 24:00,

Na podstawie powyższego cyklu współpracy i godzinowego zapotrzebowania na ciepło w okresie maj- wrzesień oszacowano maksymalną ilość ciepła do zakumulowania w ciągu doby oraz pojemność zasobnika.

Tabela 44 Właściwości proponowanego akumulatora ciepła.

Właściwość	Wartość	Jednostka
Maksymalna zakumulowana ilość ciepła	4,10	MWh
	14,76	GJ
Sprawność akumulacji ciepła	90	%
Pojemność cieplna 1 m ³ wody przy $\Delta T = 40^{\circ}C$	46,42	kWh/m ³
Pojemność zasobnika	98,09	m ³

W przypadku PEC Mława do współpracy z agregatem kogeneracyjnym rekomendowanym w wariantcie docelowym należy rozważyć akumulator ciepła o pojemności ok. 100 m³.

Wykorzystanie akumulatora ciepła:

- optymalizuje czas pracy agregatu kogeneracyjnego w ciągu doby,
- zmniejsza koszt serwisu agregatu kogeneracyjnego oraz wydłuża jego żywotność,
- umożliwi sprzedaż energii elektrycznej po bardziej korzystnej cenie.

10 Rachunek efektywności inwestycji - analiza opłacalności rekomendowanego wariantu docelowego

10.1 Zasady dokonywania oceny efektywności inwestycji¹⁰⁸

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

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

¹⁰⁸ W.Rogowski, Rachunek efektywności inwestycji, str 105-108, Wydanie 3, Wa-wa 2013

- Inflacja – wszystkie koszty i korzyści muszą być ujmowane w jednakowy sposób: realnie (bez inflacji, ceny stałe) albo nominalnie (z inflacją, ceny bieżące),
- Stopa dyskonta – musi istnieć spójność między formułą przepływów pieniężnych netto, a stopą dyskonta (kosztem kapitału), a także musi istnieć spójność pomiędzy długością życia inwestycji, a zapadalności inwestycji bez ryzyka (np. obligacje skarbowe),
- Kryterium decyzyjne – odpowiednie przyjmowanie do porównania stopy zwrotu z kapitału całkowitego WACC (w przypadku inwestycji finansowanych z kilku źródeł) lub stopa zwrotu z kapitału własnego (koszt kapitału własnego C_e),
- Wycena pieniężnej korzyści i kosztów społecznych – dla korzyści zastosowanie np. koncepcji skłonności do zapłaty (WTP), a przy wycenie nakładów stosując podejście oparte na teorii kosztów alternatywnych.

10.2 Rozpoznanie, pomiar i wycena korzyści i kosztów inwestycji

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

Analizę opłacalności inwestycji przeprowadzono z uwzględnieniem założeń ekonomicznych przedstawionych w Tabeli 19.

10.2.1 Identyfikacja korzyści z inwestycji

W poniższej tabeli przedstawiono korzyści będące następstwem inwestycji w Przedsiębiorstwie:

Tabela 45 Identyfikacja korzyści i przychodów wynikających z realizacji projektu.

Lp.	Nazwa	Charakterystyka	Opis	Wartość	Komentarz
1	Korzyści jawne	Bezpośrednie korzyści uzyskiwane w wyniku inwestycji, będące bezpośrednim efektem inwestycji wprost wynikające z realizacji celu	Sprzedaż ciepła z kogeneracji	819 711 zł	Odpowiednio krok I oraz II, krok III
			Sprzedaż ciepła z kogeneracji i pomp ciepła	1 526 793 zł	
				2 034 812 zł	
			Sprzedaż energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji	2 091 414 zł	
				1 507 092 zł	
				463 569 zł	
			Przychody z tytułu dopłat do produkcji energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji	1 015 029 zł	Odpowiednio krok I oraz II, krok III
2	Korzyści ukryte	Pośrednie korzyści uzyskiwane z inwestycji rozumiane jako pośredni, dodatkowy efekt inwestycji	Uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego i możliwość ubiegania się o dotacje na modernizację i remonty źródeł, sieci ciepłowniczych, węzłów itp.	- zł	Wycena tej wartości jest niemożliwa na tym etapie z uwagi na szereg zależności wpływających na wartość wnioskowanych dotacji oraz skuteczność w ich pozyskaniu.
			Odsetkowe tarcze podatkowe	- zł	Następstwo obniżania podstawy opodatkowania poprzez odliczenie odsetek od kredytu możliwe do obliczenia po ustaleniu wartości zaciągniętego kredytu.
			Produkcja i wykorzystanie we własnych obiektach wyprodukowanej energii elektrycznej (krok I)	164 940 zł	Roczna oszczędność - uniknięcie zakupu 766 MWh en-el od sprzedawcy i ograniczenie kosztów dystrybucji. (oszczędność na 1MWh to ok 549,80 zł)
			Produkcja i wykorzystanie we własnych obiektach wyprodukowanej energii elektrycznej (krok II)	1 168 879 zł	
			Produkcja i wykorzystanie we własnych obiektach wyprodukowanej energii elektrycznej (krok III)	2 961 781 zł	
3	Pozytywne efekty uboczne	Efekty uboczne występują tylko wtedy, gdy w wyniku realizacji inwestycji Przedsiębiorstwo osiąga dodatkowe korzyści w innych obszarach	Nowy produkt - energia elektryczna, zwiększający bezpieczeństwo działania przedsiębiorstwa	- zł	Możliwe np. wyłączenie kotłów dotychczasowych K-2 do końca roku 2023 i K-1 do końca roku 2034
			Poprawa jakości powietrza poprzez ograniczenie emisji No _x i So _x dzięki jednoczesnemu wytwarzaniu ciepła i en-el		
			Korzyści wizerunkowo-prestiżowe zgodne z misją firmy i wpisujące się w oczekiwania społeczne		
			Wzrost wartości kapitału ludzkiego (wiedzy, kwalifikacji i innowacyjności pracowników)		

10.2.2 Identyfikacja kosztów inwestycji

Proces identyfikacji kosztów obejmuje wskazanie, określenie, nazwanie i skategoryzowanie kosztów planowanej inwestycji. Pierwszym kryterium kategoryzacji kosztów inwestycji jest ich forma, czyli powiązanie z inwestycją. Koszty, które pojawiają się w wyniku podjęcia realizacji inwestycji nazywa się kosztami związanymi z inwestycją, a wszystkie inne koszty nazywa się kosztami niepowiązanymi. Wśród kosztów niezwiązanych występują koszty uwięzione i utopione (nieodwracalnie oraz odwracalne). W procesie wyceny kosztów inwestycji należy przestrzegać dwóch ważnych reguł:

- Reguły przyrostowych kosztów ogólnych – do oceny opłacalności należy włączyć wyłącznie te koszty ogólne, które są następstwem realizacji, a więc wszystkie koszty stałe takie jak koszty ogólne, wydziałowe, administracyjne powinny zawierać tylko wzrost wynikający spowodowany realizacją inwestycji, a nie partycypację danej inwestycji w pokryciu już ww. kosztów. Niedopuszczalne jest przypisywanie występujących przed realizacją inwestycji kosztów wg klucza czy proporcjonalnego obciążenia takim kosztem planowanej inwestycji,
- Reguły kosztów alternatywnych – inaczej nazywana kosztem utraconych korzyści - do oceny opłacalności inwestycji należy uwzględniać jako wydatki pieniężne wszystkie zasoby przydzielone do inwestycji, będące wcześniej w posiadaniu firmy, które mogą mieć alternatywne wykorzystanie (niewykorzystany majątek z dotychczasowej infrastruktury).

W poniższej tabeli przedstawiono koszty będące następstwem inwestycji w instalację kogeneracji wraz z źródłem OZE:

Tabela 46 Identyfikacja kosztów wynikających z realizacji projektu oraz nakładów inwestycyjnych.

Lp.	Nazwa	Charakterystyka	Opis	Wartość	Komentarz
1	Koszty uwięzione	Koszty, które będą występowały w okresie życia inwestycji, ale powstały w okresach przeszłych i ani bezpośrednio, ani pośrednio nie są związane z badaną inwestycją (dotyczą działalności kontynuowanej)	Nie wpływają na podjętą decyzję i nie są uwzględniane w modelu		
2	Koszty utopione	Koszt, który został już poniesiony lub spowodował powstanie zobowiązania i nie może być wyeliminowany, niezależnie od tego czy inwestycja będzie realizowana czy też nie	Koszty badań i analiz		Koszt stworzenia strategii dojścia do efektywnych systemów ciepłowniczych
			Koszty procesowe		Koszt procesu przygotowania wniosku o dofinansowanie
3	Koszty jawne	Koszty związane bezpośrednio z inwestycją i wynikające bezpośrednio z podjętej decyzji	Realizacja pierwszego planowanego kroku	5 500 000 zł	Koszt zadania inwestycyjnego związany z dostarczeniem, montażem i uruchomieniem agregatu kogeneracyjnego o mocy cieplnej 1,051 MWt wraz z infrastrukturą towarzyszącą, koszty dostosowania istniejącej infrastruktury
			Realizacja drugiego planowanego kroku	11 750 000 zł	Koszt zadania inwestycyjnego związany z dostarczeniem, montażem i uruchomieniem pomp ciepła na ściekach o łącznej mocy cieplnej 1,25 MWt wraz z infrastrukturą towarzyszącą, koszty dostosowania istniejącej infrastruktury
			Realizacja trzeciego planowanego kroku	11 750 000 zł	Koszt zadania inwestycyjnego związany z dostarczeniem, montażem i uruchomieniem pomp ciepła na ściekach o łącznej mocy cieplnej 1,25 MWt wraz z infrastrukturą towarzyszącą, koszty dostosowania istniejącej infrastruktury
4	Koszty ukryte	Pośrednie koszty realizacji inwestycji	Koszty finansowe		Koszty kredytu, odsetek i jego obsługi
			Koszt promesy kredytowej		Koszt uzyskania promesy kredytowej
			Koszt terenu inwestycyjnego		Jest to rodzaj kosztu utraconych korzyści, określający czy jakie dane przedsiębiorstwo mogłoby czerpać alternatywny zarobek z tego terenu

10.2.3 Dane przyjęte do rachunku efektywności inwestycji

Koszty i korzyści omówione w Tabela 45 i Tabela 46 można podsumować następująco:

Tabela 47 Dane przyjęte do analizy opłacalności ekonomicznej inwestycji.

Faza	Korzyści/ Przychody	Opis	Koszty	Opis
Przed inwestycyjna	- zł		- zł	Koszt stworzenia strategii dojścia do efektywnych systemów ciepłowniczych
			- zł	Koszt procesu przygotowania wniosku o dofinansowanie
Inwestycyjna	- zł		29 000 000 zł	Suma nakładów inwestycyjnych netto – łącznie krok I, II i III
Operacyjna	819 711 zł	Sprzedaż ciepła z kogeneracji – odpowiednio krok I krok II oraz krok III krok I	4 311 060 zł	Koszt zakupu gazu i energii elektrycznej – odpowiednio krok I krok II oraz krok III
	1 526 793 zł		4 348 817 zł	
	2 034 812 zł		4 348 817 zł	
	2 091 414 zł	Sprzedaż energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji wraz z dopłatą – odpowiednio krok I krok II oraz krok III	280 000 zł	Średnioroczny wydatek związany z corocznym serwisem i okresowym remontem maszyn – odpowiednio krok I krok II oraz krok III
	1 507 092 zł		315 416 zł	
	463 569 zł		350 833 zł	
	638 337 zł	Roczna oszczędność - uniknięcie zakupu węgla dla obecnej infrastruktury odpowiednio krok I, II oraz III	12 500 zł	Szacowany koszt związany z ubezpieczeniem nowej infrastruktury – odpowiednio krok I i II oraz krok III
	1 190 837 zł		37 500 zł	
	1 587 887 zł		62 500 zł	
	164 940 zł	Roczna oszczędność - uniknięcie zakupu 766 MWh en-el od sprzedawcy i ograniczenie kosztów dystrybucji. (oszczędność na 1MWh to ok 549,80 zł) – odpowiednio w krok I, krok II oraz III		
	1 168 879 zł			
	2 961 781 zł			
	- zł	Odsetkowe tarcze podatkowe		
Likwidacyjna – nieuwzględnione w analizach	- zł	Przychód z tytułu sprzedaży złomu	- zł	Koszt wykonania prac demontażu urządzeń

W analizie opłacalności nie uwzględniono ewentualnych przychodów możliwych do uzyskania z tytułu białych certyfikatów oraz unikniętych kosztów związanych z niezbędnymi remontami i/lub odtworzeniem obecnej infrastruktury. Ponadto analiza nie uwzględnia, z uwagi na obecny stan prawny, potencjalnych kar dla Przedsiębiorstwa związanych z nieosiągnięciem statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

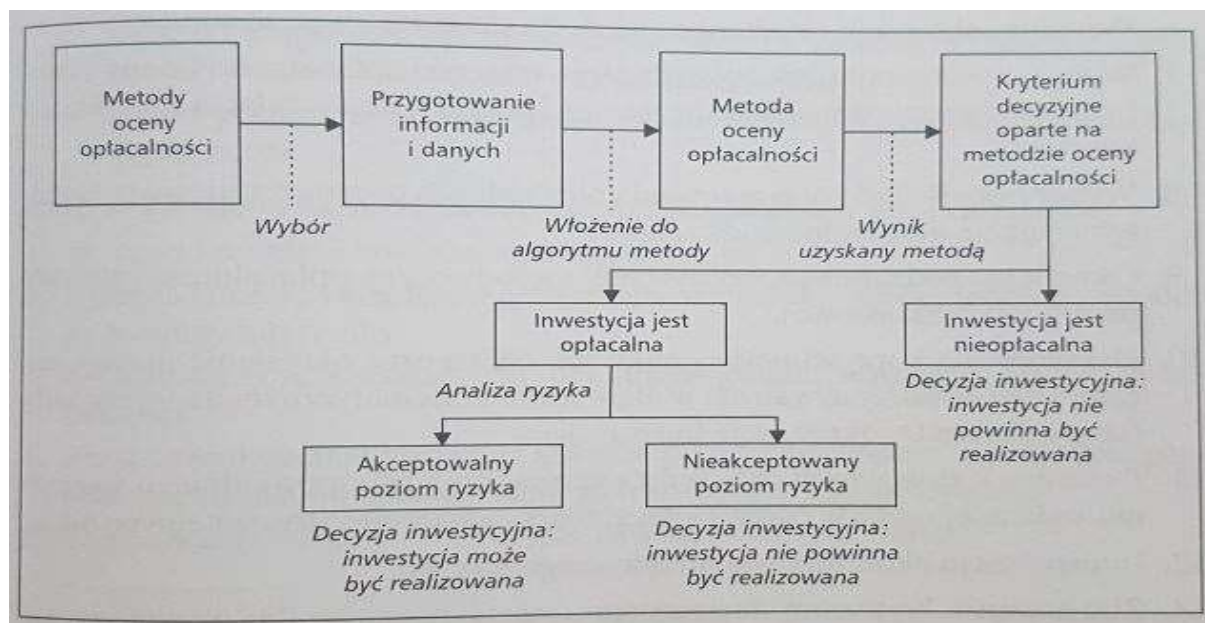
Nie zakłada się wzrostu zatrudnienia w związku z realizacją przedmiotowej inwestycji ani też redukcji obecnego.

Dane zagregowane w Tabela 47 stanowią podstawę do przeprowadzenia bezwzględnego rachunku efektywności inwestycji.

10.3 Efektywność ekonomiczna inwestycji

10.3.1 Metodyka procesu oceny opłacalności

Wyznaczenie opłacalności inwestycji jest przesłanką do rozpoczęcia bądź zaniechania procesu związanego z budową lub rozbudową instalacji energetycznych i powinna być zrealizowana wg następującego schematu:



Rysunek 43 Schemat bezwzględnego rachunku efektywności inwestycji.¹⁰⁹

W powyższym schemacie prowadzącym do oceny opłacalności inwestycji wyodrębnić można następujące procesy podzielone na cztery etapy¹¹⁰:

ETAP I. Przygotowanie danych pierwotnych

1. Identyfikacja korzyści i kosztów inwestycji wraz z określeniem horyzontu prognoz i ich szczegółowości.
2. Pomiar korzyści i kosztów inwestycji.
3. Wycena korzyści i kosztów inwestycji – określenie sposobu wyceny w cenach stałych (ujęcie realne) lub cenach bieżących (ujęcie nominalne) oraz wybór podejścia metodycznego (memoriałowa czy kasowa wycena korzyści netto).

ETAP II. Zbudowanie modelu danych do aplikowania w danej metodzie:

1. Wycena korzyści i kosztów w jednej walucie.

¹⁰⁹ S. Wrzosek, Ocena efektywności rzeczowych inwestycji przedsiębiorstw, Sygma, Wrocław 1994, s.15

¹¹⁰ W. Rogowski, Rachunek efektywności inwestycji, Wyd. 3, Oficyna, Wa-wa 2013, s.229-230

2. Wycena korzyści i kosztów w jednym ujęciu (model realny lub nominalny).
3. Określenie typu interesariuszy, dla których będzie prowadzona ocena opłacalności.
4. Przyporządkowanie korzyści i kosztów do odpowiedniego rodzaju przepływów pieniężnych (operacyjnych, inwestycyjnych i finansowych).
5. Oszacowanie zysków i Netto Cash Flow/ Free Cash Flow jako miar korzyści netto.

ETAP III. Ocena opłacalności wybraną metodą:

1. Wybór miary opłacalności (sposobu pomiaru).
2. Decyzja odnośnie filozofii prowadzenia oceny – podejście proste lub dyskontowe.
3. Wybór metody oceny opłacalności.
4. Określenie sposobu szacowania stopy dyskonta (przychodowe lub kosztowe).
 - 4.1. wybór rodzaju stopy dyskonta: WACC (średnioważony koszt kapitału dla firmy) lub koszt kapitału własnego.
 - 4.2. oszacowanie poziomu stopy dyskonta.
5. Podstawienie odpowiedniego zestawu danych do algorytmu danej metody i oszacowanie wyniku.
6. Interpretacja ekonomiczna wyniku.
7. Zbudowanie, na podstawie wyniku dane metody, odpowiedniego kryterium decyzyjnego.

ETAP IV – Podjęcie decyzji inwestycyjnej.

10.3.2 Ocena efektywności ekonomicznej planowanej inwestycji

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

- Identyfikacja, pomiar i przyporządkowanie korzyści i kosztów planowanej inwestycji szczegółowo omówiono w rozdziale 10.2 Rozpoznanie, pomiar i wycena korzyści i kosztów inwestycji.
- Zgodnie z obowiązującymi standardami miarą opłacalności inwestycji są dyskontowe wskaźniki opłacalności. Głównym wskaźnikiem opłacalności jest wartość bieżąca netto

po zakończeniu eksploatacji obiektu NPV i wewnętrzna stopa zwrotu kapitału inwestycyjnego IRR.

linteresariuszem, dla którego zrealizowana będzie analiza jest właściciel firmy lub spółki celowej (nie są brane pod uwagę interesy Państwa i dostawców kapitału).

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

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

gdzie:

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

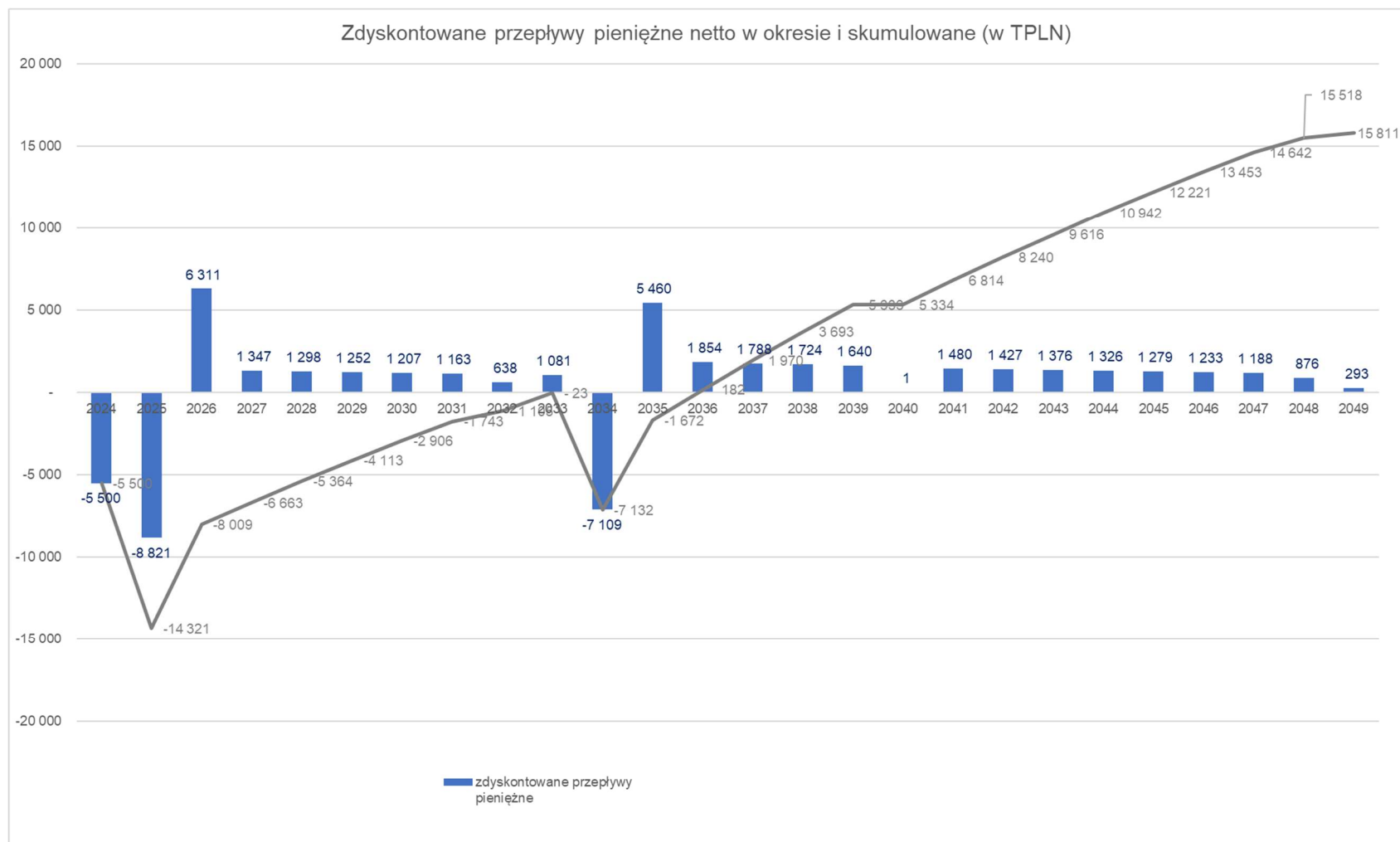
k_{EL} – stopa dyskonta przyjęta wg wyceny kosztu kapitału przedsiębiorstwa

U – udział poszczególnych źródeł finansowania obcego.

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

Tabela 48 Wyniki opłacalności inwestycji dla projektu.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Przychody razem	3 926 154	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410
Przychody ze sprzedaży e.e	2 091 414	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569
Przychody z dopłaty do sprzedaży e.e	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029
Przychody ze sprzedaży ciepła z pozyskanych inwestycji	819 711	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812
Przychody z tytułu białych certyfikatów	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Koszty razem	4 001 949	2 974 517	2 974 517	2 974 517	2 974 517	2 974 517	2 974 517	2 974 517	3 774 517	2 974 517	2 974 517	1 275 815	1 275 815	1 275 815	1 275 815	1 074 148	3 943 315	643 315	643 315	643 315	643 315	643 315	643 315	643 315	1 443 315	3 143 315
Amortyzacja	201 667	632 500	632 500	632 500	632 500	632 500	632 500	632 500	632 500	632 500	632 500	1 063 333	1 063 333	1 063 333	1 063 333	861 667	430 833	430 833	430 833	430 833	430 833	430 833	430 833	430 833	430 833	430 833
Koszty zakupu gazu na potrzeby agregatu	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060
Koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompy ciepła	-	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757
Koszty remontu generalnego agregatu i pomp	-	-	-	-	-	-	-	-	800 000	0	0	0	0	0	0	0	3 300 000	0	0	0	0	0	0	0	800 000	2 500 000
Koszty serwisu agregatu i pomp	280 000	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833
Koszty ubezpieczenia majątku	12 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	62 500	62 500	62 500	62 500	62 500	62 500	62 500	62 500	62 500	62 500	62 500	62 500	62 500	62 500	62 500
Uniknięty koszt zakupu e.e	-164 940	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781
Uniknięty koszt zużycia węgla w związku z inwestycjami w infrastrukturę	-638 337	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887
Wynik brutto	-75 795	1 074 397	1 074 397	1 074 397	1 074 397	1 074 397	1 074 397	1 074 397	274 397	1 074 397	1 074 397	2 237 596	2 237 596	2 237 596	2 237 596	2 438 262	-429 904	2 870 096	2 870 096	2 870 096	2 870 096	2 870 096	2 870 096	2 870 096	2 070 096	370 096
podatek	0	204 135	204 135	204 135	204 135	204 135	204 135	204 135	52 135	204 135	204 135	425 143	425 143	425 143	425 143	463 460	0	545 318	545 318	545 318	545 318	545 318	545 318	545 318	393 318	70 318
wynik netto	-75 795	870 261	870 261	870 261	870 261	870 261	870 261	870 261	222 261	870 261	870 261	1 812 453	1 812 453	1 812 453	1 812 453	1 975 803	-429 904	2 324 778	2 324 778	2 324 778	2 324 778	2 324 778	2 324 778	2 324 778	1 676 778	299 778
Nakład	-5 500 000	-11 750 000										-11 750 000														
Wpływ z dotacji		2 475 000	5 287 500									5 287 500														
Przepływy netto	-5 500 000	-9 149 128	6 790 261	1 502 761	1 502 761	1 502 761	1 502 761	1 502 761	854 761	1 502 761	-10 247 239	8 163 286	2 875 786	2 875 786	2 875 786	2 837 469	929	2 755 611	2 755 611	2 755 611	2 755 611	2 755 611	2 755 611	2 755 611	2 107 611	730 611
stopa dyskontowa	3,72%																									
współczynnik dyskonta	1,000	0,964	0,929	0,896	0,864	0,833	0,803	0,774	0,746	0,720	0,694	0,669	0,645	0,622	0,599	0,578	0,557	0,537	0,518	0,499	0,481	0,464	0,447	0,431	0,416	0,401
zdyskontowane przepływy pieniężne	-5 500 000	-8 820 628	6 311 405	1 346 633	1 298 262	1 251 667	1 206 726	1 163 386	637 974	1 081 354	-7 108 939	5 459 875	1 854 360	1 787 779	1 723 589	1 639 563	518	1 479 975	1 426 836	1 376 606	1 326 214	1 278 696	1 232 688	1 188 429	876 325	292 874
skumulowane zdyskontowane przepływy pieniężne	-5 500 000	-14 320 628	-8 009 223	-6 662 589	-5 364 307	-4 112 640	-2 905 914	-1 742 515	-1 104 541	-23 187	-7 132 125	-1 672 250	182 110	1 969 889	3 693 477	5 333 040	5 333 558	6 813 533	8 240 369	9 615 974	10 942 189	12 220 785	13 453 473	14 641 902	15 518 227	15 811 101
NPV 15 811 101 zł																										
IRR 9%																										



Wykres 37 Przepływy pieniężne netto w okresie i skumulowane (w TPLN).

Różnice w wysokości zdyskontowanych przepływów pieniężnych wyraźnie obrazują dwa kroki inwestycji:

- rok 0 – wydatek na agregat kogeneracyjny 1,051 MWt,
- rok 1- wydatek na pompy ciepła na ściekach 1,25 MWt,
- rok 10 – wydatek na pompy ciepła na ściekach 1,25 MWt.

W roku następującym po dokonaniu nakładów inwestycyjnych założono wpływ z dotacji w wysokości 45% ich wartości.

W analizie oprócz dotacji założono następujące finansowanie:

- finansowanie obce w wysokości 55% nakładów netto pochodzących z kredytu preferencyjnego,
- 100% na sfinansowanie wydatku dotyczącego podatku VAT pochodzących z kredytu komercyjnego.

Na opłacalność inwestycji nie wpływają koszty związane z pozyskaniem finansowania zewnętrznego. Jednakże mają one istotny wpływ na symulowany rachunek wyników Przedsiębiorstwa oraz rachunek przepływów pieniężnych, co obrazują tabele poniżej.

Tabela 50 Symulacja wpływu na wynik.

Symulacja wpływu na wynik		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Przychody razem			3 926 154	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	4 048 914	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410	3 513 410
Przychody ze sprzedaży e.e			2 091 414	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	1 507 092	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569	463 569
Przychody z dopłaty do sprzedaży e.e			1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029	1 015 029
Przychody ze sprzedaży ciepła z poczynionych inwestycji			819 711	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	1 526 793	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812	2 034 812
Przychody z tytułu białych certyfikatów			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Koszty operacyjne razem			4 101 949	3 241 184	3 241 184	3 241 184	3 241 184	3 241 184	3 241 184	3 241 184	3 241 184	3 241 184	1 542 481	1 542 481	1 542 481	1 542 481	1 340 815	909 981	909 981	909 981	909 981	909 981	909 981	909 981	909 981	909 981	809 981
Amortyzacja			201 667	632 500	632 500	632 500	632 500	632 500	632 500	632 500	632 500	632 500	1 063 333	1 063 333	1 063 333	1 063 333	861 667	430 833	430 833	430 833	430 833	430 833	430 833	430 833	430 833	430 833	430 833
Koszty zakupu gazu na potrzeby agregatu			4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060	4 311 060
Koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompy ciepła			0	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757	37 757
Rezerwa na koszty remontu generalnego agregatu			100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000
Rezerwa na koszty remontu generalnego pomp			166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667
Koszty serwisu			280 000	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416
Koszty ubezpieczenia majątku			12 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500	37 500
Uniknięty koszt zakupu e.e			-164 940	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-1 168 879	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781	-2 961 781
Uniknięty koszt zużycia węgla w związku z inwestycjami w infrastrukturę			-638 337	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 190 837	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887	-1 587 887
Koszty finansowe			292 482	764 994	685 975	606 956	527 937	448 918	369 900	290 881	211 862	173 381	592 068	484 420	430 595	376 771	322 946	269 122	215 298	161 473	107 649	53 824	0	0	0	0	0
Wynik brutto			-468 276	42 736	121 755	200 774	279 793	358 811	437 830	516 849	595 868	634 349	1 378 861	1 486 510	1 540 334	1 594 158	1 849 649	2 334 307	2 388 132	2 441 956	2 495 780	2 549 605	2 603 429	2 603 429	2 603 429	2 603 429	2 703 429
podatek			0	8 120	23 133	38 147	53 161	68 174	83 188	98 201	113 215	128 228	201 964	282 437	292 693	302 890	351 433	443 518	453 745	463 972	474 198	484 425	494 652	494 652	494 652	494 652	513 652
wynik netto			-468 276	34 616	98 622	162 627	226 632	290 637	354 642	416 648	482 653	513 823	1 116 877	1 204 073	1 247 670	1 291 268	1 498 216	1 890 789	1 934 387	1 977 984	2 021 582	2 065 180	2 108 778	2 108 778	2 108 778	2 108 778	2 189 778

Tabela 49 Symulacja wpływu Cash Flow.

€	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Symulacja wpływu na Cash Flow																										
Nakład	-5 500 000	-11 750 000									-11 750 000															
VAT do zapłaty	-1 265 000	-2 702 500									-2 702 500															
Wpływ dotacji		2 475 000	5 287 500									5 287 500														
Kredyt - zaciągnięcie	4 290 000	9 165 000									9 165 000															
Spłaty rat kredytowych		-429 000	-1 345 500	-1 345 500	-1 345 500	-1 345 500	-1 345 500	-1 345 500	-1 345 500	-1 345 500	-1 345 500	-1 833 000	-916 500	-916 500	-916 500	-916 500	-916 500	-916 500	-916 500	-916 500	-916 500	0	0	0	0	0
Spłaty odsetek od kredytu i zapłata prowizji	-18 975	-292 482	-764 994	-685 975	-606 956	-527 937	-448 918	-369 900	-290 881	-211 862	-173 381	-592 068	-484 420	-430 595	-376 771	-322 946	-269 122	-215 298	-161 473	-107 649	-53 824	0	0	0	0	0
Razem	-2 493 975	-3 533 982	3 177 006	-2 031 475	-1 952 456	-1 873 437	-1 794 418	-1 715 400	-1 636 381	-1 557 362	-6 806 381	2 862 432	-1 400 920	-1 347 095	-1 293 271	-1 239 446	-1 185 622	-1 131 798	-1 077 973	-1 024 149	-970 324	0	0	0	0	0
Przepływy pieniężne netto z inwestycji	0	125 872	1 502 761	1 502 761	1 502 761	1 502 761	1 502 761	1 502 761	854 761	1 502 761	1 502 761	2 875 786	2 875 786	2 875 786	2 875 786	2 837 469	929	2 755 611	2 755 611	2 755 611	2 755 611	2 755 611	2 755 611	2 107 611	730 611	
Wpływ na CF razem	-2 493 975	-3 408 110	4 679 768	-528 714	-449 695	-370 676	-291 657	-212 638	-781 620	-54 601	-5 303 620	5 738 218	1 474 866	1 528 691	1 582 515	1 598 023	-1 184 693	1 623 813	1 677 638	1 731 462	1 785 287	2 755 611	2 755 611	2 755 611	2 107 611	730 611

W każdym roku, za wyjątkiem roku 1, strategiczne inwestycje wpływają na wzrost zysku Przedsiębiorstwa przy założeniu stałości cen oraz obowiązującego systemu wsparcia dla kogeneracji.

Mniej korzystnie przedstawia się wpływ inwestycji na płynność Spółki. W związku z powyższym rekomenduje się rozważenie pozyskania alternatywnych dróg finansowania dotyczących części nakładów, np. poprzez zwiększenie kapitału własnego Spółki, tzw. dokapitalizowanie lub finansowanie w formie leasingu. Ponadto w przypadku finansowania zewnętrznego pamiętać należy o konieczności zabezpieczenia zobowiązania. W przypadku instytucji bankowych stosowane są większe i bardziej kosztowne formy zabezpieczeń aniżeli np. w przypadku firm leasingowych, które finansują projekty bardziej rozwojowe aniżeli banki.

10.3.3 Ekonomiczna interpretacja wyniku

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

Tabela 51 Posumowanie wyników analizy.

Okres analizy	25 lat
Wartość inwestycji (łącznie krok I i krok II oraz krok III)	29 000 000 zł
Średnioroczne przychody operacyjne	3 722 701 zł
Średnioroczne koszty operacyjne	2031 326 zł
Środki własne	- zł
Uzyskana dotacja	13 050 000 zł
Wartość kredytu preferencyjnego	15 950 000 zł
Oprocentowanie kredytu preferencyjnego	5,46%
Stopa dyskonta	3,72%
Średnioroczna amortyzacja	612 700 zł
NPV FCFE	15 811 101 zł
IRR	9%

Na podstawie metody NPV można zbudować obiektywne kryterium decyzyjne wykorzystywane w bezwzględny rachunku opłacalności inwestycji. Tak więc, zgodnie z ogólną regułą korzystności, dodatnia wartość NPV informuje o przewadze inwestycji rzeczowej nad kapitałową i oznacza, że inwestycja jest opłacalna. Bazując na wynikach zrealizowanych na potrzeby niniejszej inwestycji wynika, że powstaje nadwyżka, którą można wykorzystać do finansowania kolejnych inwestycji w przyszłości, a także zwiększa się wartość rynkowa przedsiębiorstwa. W ocenie autora niniejszego opracowania bazując na danych dostarczonych przez przedstawicieli przedsiębiorstwa, na wynikach modelu szacującego potencjał rozwoju firmy oraz uwzględniając warunki funkcjonowania kogeneratów na rynku,

a także prognozowanych cen zakupu gazu oraz sprzedaży energii elektrycznej planowana inwestycja generuje sumę wartości bieżącej przyszłych dodatnich przepływów pieniężnych wyższą od szacowanych nakładów i pozwala osiągnąć stopę zwrotu wyższą od alternatywnej stopy, jaką można by uzyskać z inwestycji o podobnym poziomie ryzyka i okresie zaangażowania kapitału. **Inwestycja przy zadanych parametrach analizy zwraca bardzo korzystne szacunki ekonomiczne i rekomenduje się jej realizację.**

11 Możliwe źródła finansowania

11.1 Programy wsparcia inwestycji - Fundusz Modernizacyjny 2021-2030

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej przedstawił propozycję programów wsparcia wymienionych poniżej. Szczegóły projektów zostaną ogłoszone w I lub II kwartale 2022 roku, na chwilę obecną szczegółowo znany jest jedynie program priorytetowy dla programu Kogeneracja dla Ciepłownictwa. (stan na 20 grudnia 2021 r.):

- Kogeneracja dla Ciepłownictwa
- Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu
- Wykorzystanie paliw alternatywnych na cele energetyczne
- Wsparcie wykorzystania magazynów na cele stabilizacji sieci

11.2 Program priorytetowy „Kogeneracja dla Ciepłownictwa”¹¹¹

Cel programu

Program ma na celu promowanie wysokosprawnej kogeneracji dla sektora ciepłowniczego. Przyczyni się do osiągnięcia celów ramowych dotyczących klimatu i energetyki określonych na poziomie krajowym oraz celów długoterminowych określonych w Porozumieniu Paryskim. Program realizowany będzie w latach 2021 – 2030 (zobowiązania podejmowane będą do końca 2025 roku natomiast środki wydatkowane będą do końca 2030 roku).

Beneficjenci

Przedsiębiorcy w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców (tj. Dz. U. z 2021 r. poz. 162) prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii, o zainstalowanej mocy cieplnej i/lub elektrycznej źródeł energii nie mniejszej niż 50 MW.

Program skierowany jest to przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła, u których całkowita moc cieplna zamówiona systemu ciepłowniczego wynosi nie mniej niż 50 MW. W tym przypadku wsparciem objęte będą inwestycje budowy lub/i przebudowy jednostek wytwórczych o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 10 MW, pracujących w warunkach wysokosprawnej kogeneracji.

¹¹¹ <https://www.gov.pl/web/nfosigw/narodowy-fundusz-ochrony-srodowiska-i-gospodarki-wodnej-przedstawia-do-konsultacji-projekt-programu-priorytetowego-kogeneracja-dla-cieplownictwa> (dostęp: 15.02.2022r.)

Rodzaje przedsięwzięć

1. Inwestycje dotyczące budowy lub/i przebudowy jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 10 MW, pracujących w warunkach wysokosprawnej kogeneracji (z wyłączeniem energii wytworzonej w jednostce kogeneracji opalanej węglem) wraz z podłączeniem ich do sieci przesyłowej, w których do produkcji energii wykorzystuje się:
 - a) ciepło odpadowe,
 - b) energię ze źródeł odnawialnych,
 - c) paliwa niskoemisyjne gazowe, mieszanki gazów, gaz syntetyczny lub wodór.
2. Elementem projektu może być przyłącze do sieci przesyłowej należące do beneficjenta projektu (wytwórcy energii) oraz magazyn energii.
3. Warunkiem udzielenia wsparcia na magazyn energii jest zintegrowanie go z jednostką wytwórczą, która będzie realizowana równolegle w ramach projektu. Do dofinansowania kwalifikują się instalacje, z których co najmniej 70% ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji zostanie wprowadzone do publicznej sieci ciepłowniczej.

Budżet

Tabela 52 Budżet programu „Kogeneracja dla ciepłownictwa”.

Budżet na realizację celu programu wynosi w tym:	do 3 000 000 tys. zł,
dla bezzwrotnych form dofinansowania	do 1 500 000 tys. zł;
dla zwrotnych form dofinansowania	do 1 500 000 tys. zł.

Składanie wniosków

Nabór wniosków odbywa się w trybie **ciągłym**, do wyczerpania dedykowanej puli środków.

Terminy, sposób składania i rozpatrywania wniosków określone zostaną odpowiednio w ogłoszeniu o naborze lub w regulaminie naboru, które zamieszczane będą na stronie internetowej NFOŚiGW.

Intensywność dofinansowania

- Dofinansowanie w formie pożyczki do **100% kosztów kwalifikowanych**;
- Dofinansowanie w formie dotacji do **50% kosztów kwalifikowanych**;

Warunki dofinansowania

- Dofinansowanie w formie dotacji do 100 mln zł

- Dofinansowanie w formie pożyczki do 300 mln zł

11.2.1 Program priorytetowy „Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu”¹¹²

Program dedykowany przedsiębiorstwom, elektrowniom i elektrociepłowniom o zainstalowanej mocy cieplnej i/lub elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW. Wsparcie otrzymają przedsięwzięcia dotyczące budowy lub/i przebudowy jednostek wytwórczych o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 10 MW, pracujących w warunkach wysokosprawnej kogeneracji.

Budżet

Budżet na realizację celu programu wynosi do 2 000 000 tys. zł.

Warunki dofinansowania

Przewiduje się dofinansowanie przedsięwzięć w formie dotacji w wysokości maksymalnie do 50% kosztów kwalifikowanych w formie dotacji oraz do 100% kosztów kwalifikowanych w formie pożyczki.

Brak ostatecznych dokumentów programowych.

11.2.2 Program priorytetowy „Digitalizacja sieci ciepłowniczych”¹¹³

Celem tego programu, adresowanego do przedsiębiorstw energetycznych, będzie budowa i przebudowa systemu telemetrii i telemechaniki polegająca na wdrożeniu nowoczesnych narzędzi i rozwiązań IT służących do zdalnego nadzoru, sterowania i regulacji pracy systemu ciepłowniczego. Chodzi także o monitorowanie parametrów jakościowych przesyłu ciepła/chłodu, przekazywanie informacji o zakłóceniach w pracy sieci i węzłów, a także o lokalizację awarii i odczyt na odległość wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Program realizowany będzie w latach 2021 - 2030 (zobowiązania podejmowane będą do 31.12.2026 r., natomiast środki wydatkowane będą do 31.12.2030 r.).

Wskaźnik osiągnięcia celu

Stopień realizacji celu programu mierzony jest za pomocą wskaźników osiągnięcia celu pn.:

1. Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej

Planowana wartość wskaźnika osiągnięcia celu dla zwrotnych i bezzwrotnych form dofinansowania wynosi co najmniej 300 000,00 GJ/rok

2. Zmniejszenie emisji CO₂

¹¹² <https://granty.pl/477654/> (dostęp: 15.02.2022r.)

¹¹³ <https://www.gov.pl/web/nfosiaw/narodowy-fundusz-ochrony-srodowiska-i-gospodarki-wodnej-przedstawia-do-konsultacji-projekt-programu-priorytetowego-digitalizacja-sieci-cieplowniczych> (dostęp: 15.02.2022r.)

Planowana wartość wskaźnika osiągnięcia celu dla zwrotnych i bezzwrotnych form dofinansowania wynosi co najmniej 37 000,00 Mg CO₂/rok

3. Ilość zmodernizowanych węzłów ciepłych

Planowana wartość wskaźnika osiągnięcia celu dla zwrotnych i bezzwrotnych form dofinansowania wynosi co najmniej: 5 000 szt.

Budżet

Na dofinansowanie przedsięwzięć, które zostaną wybrane w tej edycji, został określony na poziomie 0,5 miliarda zł.

Tabela 53 Budżet programu „Digitalizacja sieci ciepłowniczych”.

Budżet na realizację celu programu wynosi w tym:	do 500 000 tys. zł,
dla bezzwrotnych form dofinansowania	do 250 000 tys. zł;
dla zwrotnych form dofinansowania	do 250 000 tys. zł.

Terminy i sposób składania wniosków

Nabór wniosków odbywa się w trybie ciągłym, do wyczerpania dedykowanej puli środków.

Terminy, sposób składania i rozpatrywania wniosków określone zostaną odpowiednio w ogłoszeniu o naborze lub w regulaminie naboru, które zamieszczane będą na stronie internetowej NFOŚiGW.

Rodzaje inwestycji:

1. Budowa i przebudowa systemu telemetrii i telemechaniki polegająca na wdrożeniu nowoczesnych narzędzi i rozwiązań IT służących do zdalnego nadzoru, sterowania i regulacji pracy systemu ciepłowniczego, monitorowania parametrów jakościowych przesyłu ciepła/chłodu czy przekazywania informacji o zakłóceniach w pracy sieci i węzłów, a także lokalizacji awarii i przeznaczonych do odczytu na odległość wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, z zastrzeżeniem, że za kwalifikowane będą uznane jedynie te zadania, których realizacja wynika z przeprowadzonego audytu efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (tj.. Dz.U. z 2021 r. poz. 468 z późn. zm.) lub audytu energetycznego w rozumieniu art. 2 pkt 8 ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków (tj. Dz. U. z 2021 r. poz. 554 z późn. zm.). Wymagany zakres audytu zostanie określony w Regulaminie naboru;

2. Instalacje OZE produkujące energię wyłącznie na cele urządzeń wykonawczych związanych z systemem telemetrii i telemechaniki, przy czym elementem instalacji OZE może być magazyn energii pod warunkiem jego integracji ze źródłem OZE.

11.2.3 Program priorytetowy „Wykorzystanie paliw alternatywnych na cele energetyczne”¹¹⁴

Cel programu

Zmniejszenie presji gospodarki na środowisko naturalne oraz zwiększenie neutralności klimatycznej. Dzięki wykorzystaniu przetworzonych odpadów jako paliwa alternatywnego możliwa jest redukcja emisji gazów cieplarnianych. Program ma na celu poprawę efektywności energetycznej poprzez optymalizację gospodarki cieplnej i energetycznej z wykorzystaniem paliw alternatywnych zamiast konwencjonalnych, co przyczyni się do poprawy jakości powietrza i klimatu.

Beneficjenci

1. jednostki samorządu terytorialnego (jst) i ich związki;
2. przedsiębiorcy - przedsiębiorcy w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą z zastrzeżeniem, że w przypadku przedsięwzięć realizowanych w ramach Funduszu Modernizacyjnego Beneficjentami mogą być wyłącznie przedsiębiorcy.

Rodzaje przedsięwzięć

Budowa nowych, rozbudowa lub modernizacja istniejących instalacji termicznego przekształcania odpadów wytworzonych z odpadów komunalnych z wytwarzaniem energii w warunkach wysokosprawnej kogeneracji.

Budżet

Budżet na realizację celu programu wynosi **do 1 000 000 tys. zł.**

Warunki dofinansowania

Przewiduje się dofinansowanie przedsięwzięć w formie dotacji w wysokości maksymalnie do 50% kosztów kwalifikowanych (nie więcej niż 100 mln złotych) oraz do 100% kosztów kwalifikowanych w formie pożyczki (nie więcej niż 400 mln złotych).

¹¹⁴<https://www.gov.pl/web/funduszmmodernizacyjny/nabor-wnioskow-dla-czesci-3-ze-srodkow-nfosisgw-zgromadzonych-na-rachunku-funduszu-modernizacyjnego> (dostęp: 15.02.2022r.)

Rodzaje przedsięwzięć

Budowa nowych, rozbudowa lub modernizacja istniejących instalacji termicznego przekształcania odpadów lub innych paliw alternatywnych wytworzonych z odpadów komunalnych z wytwarzaniem energii w warunkach wysokosprawnej kogeneracji.

Nabór

Nabór wniosków odbywa się w trybie ciągłym.

Wnioski należy składać w terminie: od 06.12.2021 r. do 30.12.2022 r. Okres kwalifikowalności kosztów od 01.01.2021 r. do 31.12.2030 r.

11.2.4 Wsparcie wykorzystania magazynów na cele stabilizacji sieci¹¹⁵

11.3 Fundusz Transformacji Energetyki¹¹⁶

Według aktualnych danych do końca bieżącego roku powinien zostać opublikowany ostateczny projekt ustawy ws. Stworzenia Funduszu Transformacji Energetyki (FTE). Zgodnie z propozycją Ministerstwa Klimatu i Środowiska planuje się, że powstanie on w 2022 r. i będzie zarządzany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). Ma on służyć modernizacji polskiej energetyki i zbliżeniu naszego kraju do realizacji celów wyznaczonych przez Unię Europejską.

FTE ma być finansowany ze sprzedaży 40 procent puli uprawnień do emisji CO₂ jakie Polska otrzymała na lata 2021-2030, co według szacunków wyniesie ponad 80 mld zł. Dysponentem Funduszu będzie minister do spraw energii. Do niego należeć będzie decyzja w zakresie zatwierdzania programów, a także narzędzi tworzonych przez zarządzającego Funduszem.

Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku opiera się na trzech głównych filarach – dobrej jakości powietrza, sprawiedliwej transformacji i budowie zeroemisyjnego systemu energetycznego. Zgodnie z PEP 2040 zakłada się, że 2030 roku jedna trzecia wyprodukowanej energii będzie pochodziła ze źródeł odnawialnych. Z finansowania ze środków FTE będzie można skorzystać w zakresie: OZE, wysokosprawnej kogeneracji i efektywnych systemów ciepłowniczych, magazynów energii, energetyki jądrowej, sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, gazowych jednostek wytwórczych, poprawy efektywności

¹¹⁵<https://www.gov.pl/web/nfosigw/beda-doplaty-do-pomp-ciepla-nfosigw-uzyskal-pieniadze-z-funduszu-modernizacyjnego-na-realizacje-programu-moje-cieplo-i-pieciu-innych-inicjatyw> (dostęp: 15.02.2022r.)

¹¹⁶ Powstanie ostateczny projekt Funduszu Transformacji Energetyki. Ma trafić do niego 80 mld zł | Polska Agencja Prasowa SA (pap.pl) (dostęp: 15.02.2022r.)

energetycznej, sprawiedliwej transformacji a także wychwyty i składowania dwutlenku węgla. Aktualnie brak jest jeszcze ostatecznych dokumentów programowych ze wskazaniem projektów, które będą mogły skorzystać z funduszy.

11.4 Fundusz Innowacji – Innovarion Funds^{117 118 119}

O dofinansowanie dla OZE w Polsce będą mogły ubiegać się przedsięwzięcia wykorzystujące innowacyjne technologie w obszarze energii odnawialnej, energochłonnych gałęzi przemysłu, magazynowania energii oraz wychwytywania, wykorzystywania i magazynowania dwutlenku węgla.

Cel projektu

Wprowadzenie technologii i procesów niskoemisyjnych w sektorze energetyki, w tym bezpieczne dla środowiska wychwytywanie, wykorzystanie oraz magazynowanie dwutlenku węgla, który znacząco przyczynia się do zmiany klimatu. Wykorzystanie innowacyjnych technologii w zakresie energii odnawialnej i magazynowania energii.

Beneficjenci

Z funduszy mogą skorzystać projekty objęte art. 10a ust. 8 dyrektywy UE 2003/87/WE (dyrektywa ETS).

Budżet

Na dofinansowanie przedsięwzięć, które zostaną wybrane w tej edycji, został określony budżet na poziomie 1,5 miliarda euro.

Nabór

Zakończenie naboru wniosków nastąpi 3 marca 2022 roku. Wyniki oceny zostaną opublikowane w III kwartale 2022 roku, natomiast przyznanie wsparcia i podpisanie umów o dofinansowanie nastąpi w IV kwartale przyszłego roku.

W marcu 2022 roku uruchomiony zostanie również drugi nabór wniosków dla projektów o małej skali, czyli tych, których wydatki kapitałowe wynoszą poniżej 7,5 mln euro.

¹¹⁷ <https://swiatoze.pl/dofinansowanie-dla-oze-w-polsce-innowacyjne-projekty-czeka-1-5-mln-euro/> (dostęp: 15.02.2022r.)

¹¹⁸ <https://www.gramwzielone.pl/trendy/106640/bruksela-udostepni-dotacje-dla-duzych-projektow-oze> (dostęp: 15.02.2022r.)

¹¹⁹ <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/innovfund-lsc-2021> (dostęp: 15.02.2022r.)

Warunki dofinansowania

Możliwe jest uzyskanie dofinansowania do 60%, lecz konstrukcja funduszu dopuszcza pozyskanie środków na pozostałe 40% z innych funduszy pod warunkiem, że nie będą dedykowane tym samym elementom projektu.

12 Strategia dojścia systemu ciepłowniczego PEC Mława do uzyskania statusu systemu efektywnego

Przekształcenie systemu ciepłowniczego Mławy w system efektywny musi uwzględniać zarówno polskie realia/uwarunkowania, jak i kierunek rozwoju systemów ciepłowniczych związany z wymaganiami Unii Europejskiej (w tym w projektowanym pakiecie Fit for 55).

Ograniczenia te i wyzwania przedstawiono poniżej.

12.1 Uwarunkowania transformacji ciepłownictwa w Polsce

Polska ma jeden z najbardziej rozbudowanych systemów ciepłowniczych w Unii Europejskiej, który rozwijał się intensywnie do połowy lat 80. XX w. Od tego czasu ciepłownictwo znajduje się w stagnacji. Przedsiębiorstwa ciepłownicze koncentrują się na utrzymaniu majątku wytwórczego w gotowości do pracy i spełnianiu stopniowo zaostrzanych norm emisji zanieczyszczeń, korzystając często z możliwości derogacji w zakresie realizacji unijnych standardów środowiskowych. Ponad 70% ciepła produkuje się z węgla, co jest ogromnym wyzwaniem ze względu na rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz spadającą podaż krajowego surowca. Polski sposób taryfowania ciepła powodował, że niewiele inwestowano w modernizację technologiczną i rozwój systemu. Teraz Unia Europejska i społeczeństwo stawiają na znaczną poprawę efektywności energetycznej w budynkach, na co w kolejnych latach przeznaczone zostaną znaczne środki finansowe. Będzie to jednak dodatkowo zmniejszać rynek ciepła. Ciepłownictwo pogrąża się w coraz większym kryzysie, ceny rosną, a przedsiębiorstwom, zwłaszcza w małych miastach, grozi upadek. Tymczasem ciepłownictwo systemowe jest przecież potrzebne. Biorąc pod uwagę jego specyfikę – istniejący majątek przedsiębiorstw, duży udział budynków wielorodzinnych, zgromadzoną przez dziesięciolecia wiedzę i doświadczenia – może to być cenne aktywum w walce o osiągnięcie neutralności klimatycznej. Dlatego nie można dopuścić do „pegeeryzacji” ciepłowni i trzeba o nie zawalczyć. Obecny model biznesowy się wyczerpał – nie staje naprzeciw wyzwaniom, blokuje poprawę efektywności energetycznej i nie daje bodźców do transformacji. Działania decydentów polegają na doklejaniu kolejnych plastrów legislacyjnych, aby dać przedsiębiorstwom szansę na przeżycie kolejnego roku w dobie rosnących wymagań środowiskowych i klimatycznych. Potrzebna jest zmiana paradygmatu funkcjonowania sektora – nowy model biznesowy. Przedsiębiorstwa powinny być nagradzane za zapewnienie komfortu cieplnego, a nie za maksymalizację produkcji. Szansą jest budowanie kompetencji w zakresie poprawy efektywności energetycznej w budynkach wielorodzinnych i zarządzaniu energią. Potrzebne do tego są jednak odważne decyzje i wsparcie państwa w zakresie regulacji prawnych oraz

finansowych. W nowej perspektywie finansowej UE na cele czystego ciepła zarezerwowano dużą ilość środków finansowych. Ich efektywne wykorzystanie wymaga jednak odważnych, strategicznych decyzji. To może być dla Polski ostatni dzwonek.¹²⁰

12.1.1 Kierunek rozwoju systemów ciepłowniczych

Osiągnięcie celu, aby 100% dostarczanego ciepła pochodziło z ciepła odpadowego i OZE wymaga zmiany koncepcji funkcjonowania systemów ciepłowniczych. Konieczne będzie przekształcenie systemów na niskotemperaturowe, co pozwoli na redukcję strat ciepła na przesył, a także umożliwi efektywne wykorzystanie zasobów energii odpadowej, słonecznej oraz geotermii w tym szerokie wykorzystanie pomp ciepła.

Z dużym prawdopodobieństwem można stwierdzić, że przekształcenie miejskiego systemu ciepłowniczego w niskotemperaturowy będzie wiązało się z:

- wydzieleniem z sieci mniejszych obszarów zasilanych lokalnymi źródłami ciepła OZE,
- koniecznością modernizacji/przebudowy źródła ciepła,
- koniecznością modernizacji/przebudowy sieci ciepłowniczej,
- koniecznością przeprowadzenia termomodernizacji budynków wraz z wymianą instalacji wewnętrznych.

12.1.2 Rola przedsiębiorstw ciepłowniczych

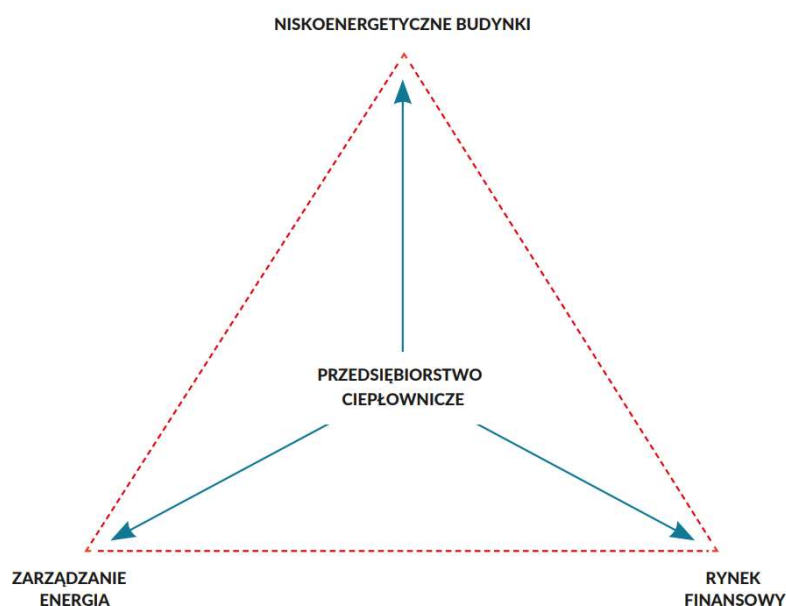
Przed przedsiębiorstwami ciepłowniczymi staje wyzwanie, jak połączyć oczekiwanie konsumenta, który chce zużywać jak najmniej energii, z ograniczaniem emisji zanieczyszczeń oraz utrzymaniem rentowności własnej działalności.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny wykształcić kompetencje w zakresie:

- Przystosowania systemu ciepłowniczego do wykorzystania ciepła niskotemperaturowego i jego efektywnego prowadzenia
- Umiejętności zarządzania procesem poprawy efektywności budynków (lider działań z właścicielami/zarządcami budynków)
- Współpracy z instytucjami finansowymi celem zapewnienia środków na modernizację systemu ciepłowniczego i termomodernizację budynków
- Zarządzania energią u odbiorcy końcowego (automatyka, telemetria i inteligentne węzły ciepła)

Powyższe funkcje przedstawia diagram:

¹²⁰ Forum Energii, *Przedsiębiorstwo ciepłownicze przyszłości. Nowy model biznesowy*, wrzesień 2021



Rysunek 44 Rola PEC w transformacji energetycznej¹²¹.

Celem przygotowania się do nowych wyzwań i nowej roli przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny podjąć n/w działania:

- Zwiększanie kompetencji pracowników obsługi technicznej w zakresie regulacji i sterowania inteligentnymi systemami ciepłowniczymi – automaty posiadający rozumienie procesów technologicznych i praw hydrauliki występujących w sieciach i instalacjach ciepłowniczych
- Stworzenie ram ścisłej współpracy z odbiorcami ciepła celem podejmowania wspólnych działań zmierzających do zmniejszania temperatur w sieci ciepłowniczej (przechodzenie na systemy niskotemperaturowe). W tym zakresie należy wyróżnić:
 - Przeglądy/inwentaryzacje węzłów cieplnych i instalacji wewnętrznych budynków
 - Wytypowanie koniecznych prac do przeprowadzenia w pierwszym etapie (np.: płukanie/wymiana wymienników, wymiana armatury w węzłach cieplnych, montaż zaworów regulacyjnych w instalacjach wewnętrznych budynków, płukanie grzejników, ew. wymiana części grzejników.)
 - Wytypowanie budynków do przeprowadzenia głębokiej termomodernizacji koniecznej w drugim etapie zmniejszania temperatur w sieci ciepłowniczej
 - Zapewnienie kompetencji w zakresie przygotowania, prowadzenia i rozliczania prac inwestycyjnych (projektanci, kierownicy prac budowlanych, wykonawcy)

¹²¹ Forum Energii, *Przedsiębiorstwo ciepłownicze przyszłości. Nowy model biznesowy*, wrzesień 2021

- Rozpoznanie możliwości i podjęcie działań celem pozyskania środków finansowych

Końcowym efektem powinna być opracowana koncepcja kolejnych kroków modernizacji systemu ciepłowniczego rozumianego jako: źródło/źródła ciepła, sieci ciepłownicze, węzły cieplne, instalacje wewnętrzne w budynkach.

Po zrealizowaniu w/w kroków możliwe będzie, wspólnie z właścicielami budynków, przystąpienie do przeprowadzenia i rozliczenia procesu inwestycyjnego termomodernizacji budynków – jako kluczowego działania w transformacji systemów ciepłowniczych na niskotemperaturowe.

12.2 Droga dojścia systemu ciepłowniczego Mławy do statusu systemu efektywnego

Droga dojścia systemu ciepłowniczego Mławy do statusu systemu efektywnego wymaga przeprowadzenia modernizacji źródeł ciepła oraz przekształcenia systemu ciepłowniczego Mławy w system niskotemperaturowy przy zachowaniu prawidłowej hydrauliki pracy sieci.

Przekształcenie w system niskotemperaturowy jest działaniem zarówno doraźnym jak i długofalowym. Pozwoli ono na obniżenie strat ciepła, umożliwi efektywne wykorzystanie źródeł ciepła OZE i poprawi przedstawione w niniejszym opracowaniu wyniki finansowe.

Należy je wprowadzać:

- w źródle ciepła poprzez obniżanie temperatury zasilania sieci ciepłowniczej i optymalizację pracy pomp obiegowych,
- w węzłach ciepła poprzez ich kontrolę, regulację i modernizację w celu przystosowania do zasilania niskoparametrowego,
- w instalacjach odbiorczych w budynkach poprzez regulację, czyszczenie i modernizację,
- w budynkach poprzez kompleksową ich termomodernizację, opcjonalnie łącznie z modernizacją/wymianą instalacji wewnętrznych c.o.

12.2.1 Modernizacja źródeł ciepła w Mławie

Podstawowym działaniem jest modernizacja źródeł ciepła omówiona szczegółowo w p. 9.7
Wariant docelowy.

Wskazano w nim zestaw n/w źródeł ciepła, które zapewnią status systemu efektywnego do końca 2044 roku:

- Agregat kogeneracyjny (1,051 MWt),
- Pompy ciepła na ściekach (1,25 MWt),
- Pompy ciepła na ściekach (1,25 MWt),

- Kocioł węglowy (3,15 MWt),
- Kocioł węglowy (3,15 MWt).

Wariant ten daje największe szanse na optymalizację efektu finansowego przy jednoczesnym spełnieniu warunku 50% produkcji ciepła z OZE.

Przeprowadzona analiza finansowa została przedstawiona w p. 10.3.3 opracowania i w pełni potwierdza efektywność realizacji rekomendowanego wariantu.

Poniżej przywołano wskaźniki ekonomiczne NPV i IRR wyliczone w analizie finansowej.

Okres analizy	25 lat
NPV FCFE	15 811 101 zł
IRR	9%

Rekomendowana jest realizacja tego wariantu w trzech kolejnych krokach:

- Planowany pierwszy krok – zainstalowanie agregatu kogeneracyjnego o mocy 1,051 MWt (planowana realizacja w 2024 roku, system nie będzie jeszcze efektywny)
- Planowany drugi krok – montaż pomp ciepła na ściekach o mocy 1,25 MWt (planowana realizacja do końca 2025 roku, system będzie efektywny do 31.12.2034 r.)
- Planowany trzeci krok – montaż pomp ciepła na ściekach o mocy 1,25 MWt (planowana realizacja do końca 2034 roku, system będzie efektywny do 31.12.2044 r.)

Realizacja wszystkich trzech projektowanych kroków wymaga podjęcia następujących działań:

- I. Wystąpienie do URE o wydanie promesy w sprawie zmiany koncesji w zakresie WCC
 1. z uwagi na wyłączenie jednego kotła węglowego K - 2 z eksploatacji (od roku 2024 kocioł ten nie będzie spełniał wymogów dotyczących emisji zanieczyszczeń)
- II. Wyłączenie z eksploatacji najbardziej wyeksploatowanego źródła ciepła
 1. Likwidacja kotła węglowego K-2 (2 MWt)
- III. Zainstalowanie Agregatu Kogeneracyjnego (1,051 MWt):
 1. Wykonanie kompletnego projektu i szczegółowego harmonogramu realizacji
 2. Wykonanie budowy budynku wraz fundamentem w nowej lokalizacji wytypowanej przez PEC Mława
 3. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
 4. Uzyskanie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej
 5. Aktualizacja koncesji na wytwarzanie ciepła
 6. Budowa stacji transformatorowej
 7. Wykonanie przyłącza SN z GPZ do stacji transformatorowej
 8. Wykonanie rozdzielni elektrycznych nn/SN

9. Wykonanie przyłącza ciepłowniczego od nowego źródła ciepła do istniejącej sieci
 10. Budowa układu pompowego
 11. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci gazowej oraz budowa przyłącza gazowego
 12. Wykonanie automatyki nowobudowanego źródła i programu sterującego współpracy nowego źródła z istniejącym źródłem
 13. Dostawa, montaż i uruchomienie agregatu kogeneracyjnego
 14. Wykonanie instalacji elektrycznych i AKPiA
- IV. Zmiana konfiguracji pracy urządzeń (zgodnie z planowanym trzecim krokiem po 2024 roku):
1. Agregat kogeneracyjny pełni rolę podstawowego źródła ciepła
 2. Istniejące kotły węglowe (K-3, K-4) o łącznej mocy zainstalowanej 5,8 MWt pełnią rolę uzupełniających źródeł ciepła
 3. Istniejący kocioł węglowy (K-1) o mocy 2,9 MWt pełni rolę szczytowego źródła ciepła
- V. Zainstalowanie pomp ciepła na ściekach o mocy 1,25 MWt
1. Wykonanie kompletnego projektu i szczegółowego harmonogramu realizacji
 2. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
 3. Uzyskanie warunków przyłączenia do instalacji ścieków oczyszczonych należącej do Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Oczyszczalni Ścieków Wod-Kan Sp. z o.o. w Mławie
 4. Aktualizacja koncesji na wytwarzanie ciepła
 5. Wykonanie przyłącza elektroenergetycznego
 6. Dostawa, montaż i uruchomienie pomp ciepła na ściekach
 7. Dostosowanie instalacji elektrycznych i AKPiA
 8. Dostosowanie automatyki rozbudowanego nowego źródła oraz aktualizacja programu sterującego współpracy nowego źródła z istniejącym źródłem
- VI. Zmiana konfiguracji pracy urządzeń (zgodnie z planowanym trzecim krokiem po 2024 roku):
1. Agregat kogeneracyjny wraz z pompami ciepła pełnią rolę podstawowego źródła ciepła
 2. Istniejące kotły węglowe (K-3, K-4) o łącznej mocy zainstalowanej 5,8 MWt pełnią rolę uzupełniających źródeł ciepła
 3. Istniejący kocioł węglowy (K-1) o mocy 2,9 MWt pełni rolę szczytowego źródła ciepła
- VII. Zainstalowanie pomp ciepła na ściekach o mocy 1,25 MWt
1. Wykonanie kompletnego projektu i szczegółowego harmonogramu realizacji

2. Aktualizacja warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
3. Aktualizacja warunków przyłączenia do instalacji ścieków oczyszczonych należącej do Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Oczyszczalnia Ścieków Wod-Kan Sp. z o.o. w Mławie
4. Aktualizacja koncesji na wytwarzanie ciepła
5. Wykonanie przyłącza elektroenergetycznego
6. Dostawa, montaż i uruchomienie pomp ciepła na ściekach
7. Dostosowanie instalacji elektrycznych i AKPiA
8. Dostosowanie automatyki rozbudowanego nowego źródła oraz aktualizacja programu sterującego współpracy nowego źródła z istniejącym źródłem

VIII. Wyłączenie z eksploatacji najbardziej wyeksploatowanego źródła ciepła

1. Likwidacja kotła węglowego K-1 (2,9 MWt)

IX. Zmiana konfiguracji pracy urządzeń (zgodnie z planowanym trzecim krokiem po 2035 roku):

1. Agregat kogeneracyjny przestaje pełnić rolę podstawowego źródła ciepła
2. Pompy ciepła na ściekach o łącznej mocy zainstalowanej 2,5 MWt przejmują rolę podstawowego źródła ciepła

12.2.2 Działania doraźne na istniejącej infrastrukturze ciepłowniczej

Poniżej przedstawiono niezbędne prace remontowe i modernizacyjne niezbędne do realizacji w celu utrzymania zdolności wytwórczych istniejącej infrastruktury z uwzględnieniem zmiany uwarunkowań prawnych:

- Wyłączenie kotła K-1 z ruchu i jego likwidacja najpóźniej w terminie do 31.12.2034r. (przy założeniu, że działania ujęte w planowanym 1 i 2 kroku zostaną zrealizowane w tym samym terminie, co umożliwi wyłączenie z ruchu tego kotła)
- Z uwagi na fakt, że część ciśnieniowa kotła K-1 była wymieniana w roku 1994 celowe byłoby wyłączenie tego kotła z eksploatacji szybciej niż w 2034 r. (wiąże to się z terminem realizacji prac ujętych w krokach 1, 2 oraz 3)
- Modernizacja (lub budowa nowych) układów odpylania kotłów K-3 i K-4, celem zapewnienia maksymalnej zawartości pyłu w spalinach do 50 mg/m³ najpóźniej do 31.12.2029 r.
- Z powodu przewidywanej eksploatacji kotłów K-3 i K-4 (co najmniej do końca roku 2034) należy przewidzieć niezbędne nakłady na utrzymanie ich pełnej sprawności, w tym szczególnie:
 - części ciśnieniowych

- rusztów
- układu automatycznego sterowania
- w zależności od przyjętego modelu wytwarzania po roku 2035, jeśli będzie planowana dalsza eksploatacja tych kotłów, należy przewidzieć wymianę orurowania (ew. na ściany szczelne)
- Systematyczne wykonywanie ekspertyzy stanu komina i zarezerwowanie środków na jego okresowe naprawy
- Wymianę filtrodumulaczy sieciowych
- Wprowadzenie systematycznego pomiaru parametrów wody sieciowej (min. pH i zawartość tlenu)

Ponadto należy śledzić rozwój sytuacji na rynku węgla z uwagi na blokadę dostaw węgla z Rosji w kontekście dotrzymania wielkości emisji tlenków azotu (od 2030 r. norma będzie wynosiła 1100 mg/um³). W przypadku braku możliwości pozyskania węgla o zawartości siarki do 0,5% konieczne będzie zrealizowanie instalacji odsiarczania spalin.

12.2.3 Działania doraźne na sieci ciepłowniczej

1. Pierwszy krok – bezinwestycyjne obniżenie krzywej grzewczej
 - Wprowadzenie nowej krzywej grzewczej dostosowanej pod kątem efektywnego wykorzystania źródeł OZE (obniżenie krzywej grzewczej należy realizować krokami, a po każdym kroku realizować kolejno n/w czynności),
 - Sprawdzenie pracy wszystkich węzłów cieplnych z rejestracją ciśnień na zasilaniu i powrocie, pobieranego przepływu wody sieciowej oraz docierającej temperatury zasilania i temperatury powrotu czynnika grzewczego – przy jednoczesnej rejestracji parametrów w źródle ciepła.
 - Usprawnienie/wstawienie w tych węzłach kurków manometrycznych na zasilaniu i powrocie z msc (miejskiej sieci ciepłowniczej)
 - Przeprowadzenie pomiaru ciśnień dyspozycyjnych na tych węzłach jednym dokładnym manometrem – z jednoczesnym zarejestrowaniem ciśnień na wyjściu ze źródła (potwierdzić dokładność pomiarów ciśnienia w źródle ciepła)
 - Po obniżeniu temperatur w sieci ciepłowniczej dokonanie kontroli pracy węzłów cieplnych. W sytuacjach koniecznych zwiększenie przepływu wody sieciowej przez węzły
 - W przypadku stwierdzenia takiej konieczności - przeprowadzenie ewentualnych działań naprawczych:

- Zaproponowanie zwiększenia mocy
 - Dokonanie czyszczenia wymienników w węzłach własnych i zgłoszenie takiej potrzeby w węzłach obcych
 - Przeprowadzenie analizy pod kątem węzłów z niedoszacowaną mocą zamówioną (zbyt małym przepływem) lub zanieczyszczonymi wymiennikami ciepła,
2. Drugi krok – zmniejszenie ciśnienia dyspozycyjnego do niezbędnego minimum (krok należy zrealizować po zakończeniu prac w kroku pierwszym - obniżenie temperatur)
- Wytypowanie węzłów na końcówkach sieci ciepłowniczej, dla których aktualnie mogą być najmniejsze ciśnienia dyspozycyjne (bazując na wynikach sprawdzenia węzłów w kroku pierwszym),
 - Zmniejszenie ciśnienia dyspozycyjnego na wyjściu ze źródła ciepła do minimalnego poziomu, przy którym węzły jeszcze prawidłowo pracują – zmniejszenie realizować krokami i dokonywać po każdym kroku pomiaru ciśnień w wytypowanych węzłach
3. Przeprowadzenie kontroli przebiegu sieci ciepłowniczej poprzez lub w pobliżu nieogrzewanych budynków celem wyeliminowania możliwości nielegalnego poboru ciepła,

12.2.4 Działania doraźne u odbiorców ciepła

1. Pierwszy krok – wytypowanie węzłów strategicznych oraz krytycznych, w których należy zamontować zdalny odczyt parametrów po stronie wysokich parametrów oraz po stronie odbiorcy ciepła
2. Drugi krok - wprowadzenie zdalnego odczytu parametrów z sieci,
- Wprowadzenie do istniejącej Scady zdalnych odczytów parametrów dochodzących do węzła po stronie wysokich parametrów (ciśnienie zasilania i powrotu, ciśnienie dyspozycyjne, temperatura zasilania i powrotu) co pozwoli na bieżącą kontrolę parametrów w najbardziej oddalonych węzłach na sieci ciepłowniczej
 - Wprowadzenie do istniejącej Scady zdalnych odczytów parametrów pracy węzła po stronie klienta – dane z regulatora (temperatura zadana c.o./c.w.u., realizowana temperatura c.o./c.w.u., procent otwarcia siłowników c.o./c.w.u., status pracy pompy c.o./c.w.u.)
3. Trzeci krok - wprowadzenie regulacji temperatury w budynkach po stronie klienta (15 największych odbiorców ciepła w mieście):

- Wykorzystanie regulatorów pogodowych w węzłach, aby dostosowywać parametry w węźle do temperatury zewnętrznej
- Zastosowanie automatycznego sterowania grzejnikami w celu zapewnienia regulacji parametrów w instalacji wewnętrznej c.o. (zastosowanie czujników temperatury w pomieszczeniach) wg zadanej przez klienta wartości temperatury wewnętrznej.

12.2.5 Działania długofalowe

1. Zwiększanie kompetencji PEC, szczegółowo opisane w p. 12.1.2, ze szczególnym uwzględnieniem :

- Zwiększania kompetencji pracowników technicznych w zakresie obsługi nowych źródeł ciepła oraz efektywnego prowadzenia pracy całego systemu ciepłowniczego (w tym automatyka)
- Rozwoju kompetencji u pozostałych pracowników w zakresie współpracy z odbiorcami, prowadzenia i rozliczania działań termomodernizacyjnych (PEC jako centrum kompetencji)

2. Działania termomodernizacyjne u dotychczasowych klientów:

- Działania termomodernizacyjne Przedsiębiorstwo powinno zrealizować we współpracy z organami miasta i gminy Mława.
- Skoordynowanie działań termomodernizacyjnych pomiędzy zainteresowanymi stronami, wsparcie mieszkańców w pozyskaniu dopłaty np. z programu rządowego „Czyste powietrze” i nadzór nad procesem przygotowania i rozliczenia wniosku.
- Typowanie kolejności obiektów do termomodernizacji powinno się odbywać na podstawie analiz przeprowadzonych w aktualnym modelu hydraulicznym i uwzględniać w pierwszej kolejności obiekty przynoszące największy efekt przy najmniejszych kosztach
- Zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło w okresie sezonu grzewczego i kilkuprocentowe obniżenie szczytu zapotrzebowania na ogrzewanie zimą pozwoli poprawić stosunek udziału ciepła wytwarzanego w OZE + kogeneracja do całkowitej produkcji ciepła.

Skoordynowanie w/w działań może w efekcie umożliwić znaczące obniżenie krzywej grzewczej, a co za tym idzie zmniejszenie strat ciepła i podniesienie efektywności ekonomicznej planowanej inwestycji. Jednocześnie podniesie rangę PEC Mława wobec władz miasta lub gminy oraz samych mieszkańców.

3. Rozbudowa systemu telemetrii z wykorzystaniem istniejącej wizualizacji, co pozwoli na:

- Wprowadzenie zdalnego odczytu danych z ciepłomierzy (optymalizacja procesu rozliczeń za dostarczone ciepło)
- Unikanie zbędnych interwencji ze względu na możliwość zdalnej kontroli parametrów w węźle
- Poprawę sprawności systemu ciepłowniczego poprzez wykrywanie tych węzłów, które nie pracują optymalnie i skrócenie czasu potrzebnego na dokonanie rozpoznania niepoprawnych nastaw regulatorów pogodowych
- Natychmiastową reakcję w przypadku wystąpienia awarii u odbiorcy ciepła poprzez zdefiniowanie alarmów dotyczących:
 - Niedotrzymania temperatury c.o./c.w.u./c.t.
 - Niedotrzymania przepływu
 - Częstego lub dużego uzupełniania zładu instalacji wewnętrznych
- Zmniejszenie ilości energii elektrycznej na pracę układów pompowych poprzez ich sterowanie na podstawie ciśnienia dyspozycyjnego w tzw. węzłach krytycznych
- Zmniejszenie strat wody w sieci ciepłowniczej poprzez zdalną kontrolę wodomierzy uzupełniania zładu
- Weryfikację reklamacji klientów na podstawie danych historycznych i generowanie argumentów do akceptacji lub odrzucenia wniosków o bonifikatę

4. Wykonanie modelu hydraulicznego całego systemu ciepłowniczego (model należy zaktualizować w przypadku podłączenia nowych odbiorców ciepła) - działanie ma na celu określenie rozkładu ciśnień w istniejącym systemie ciepłowniczym oraz możliwości obniżenia krzywej grzewczej (co wiąże się ze zwiększeniem przepływu) celem:

- ograniczenia strat ciepła na przesyle,
- optymalizacji ciśnienia w sieci ciepłowniczej, a tym samym kosztów pompowania.

5. Prowadzenie dalszych systemowych działań celem obniżenia wykresu regulacyjnego do 80°C na zasilaniu w temperaturze obliczeniowej (-20°C). Działania należy prowadzić w oparciu o wyniki analizy hydraulicznej i na tej podstawie wybierać kolejność typowania zasilanych obiektów do termomodernizacji.

6. Rozbudowa jednofunkcyjnych węzłów c.o. o moduł c.w.u. - z odbiorcami ciepła posiadającymi jednofunkcyjne węzły należy kontynuować rozmowy prowadzące do rozbudowy węzła o moduł c.w.u.:
 - Zasadnym jest wyliczenie możliwego wsparcia finansowego stanowiącego efekt zachęty do rozbudowy węzłów o moduł c.w.u.
 - Zwiększenie zapotrzebowania na moc do przygotowania c.w.u. w okresie letnim wpłynie pozytywnie na efektywność ekonomiczną przedsięwzięcia
7. Wykonanie oblotów dronem z kamerą termowizyjną wszystkich sieci wysokoparametrowych (przeprowadzić w okresie najchłodniejszych dni sezonu grzewczego) - działanie ma na celu:
 - wykrycie sieci ciepłowniczych, które generują zwiększone straty ciepła
 - wykrycie potencjalnych miejsc uszkodzenia sieci ciepłowniczej
8. Modernizacja sieci ciepłowniczych (odcinki generujące największe straty ciepła lub ciśnienia) z wykorzystaniem technologii sieci preizolowanej - wybór odcinków sieci wymagających modernizacji na podstawie oblotów z kamerą termowizyjną oraz aktualnego modelu hydraulicznego. Niniejsze działanie pozwoli na obniżenie strat ciepła oraz optymalizację ciśnień w sieci ciepłowniczej.
 - przeprowadzenie kontroli przebiegu sieci ciepłowniczej w pobliżu nieogrzewanych budynków, znajdujących się w sąsiedztwie sieci ciepłowniczej, celem wyeliminowania możliwości nielegalnego poboru ciepła.

13 Aktualizacja wariantu docelowego z dnia 19.05.2022 r.

W niniejszym rozdziale przedstawiona została aktualizacja wariantu docelowego z rozdziału 9.7 *Wariant docelowy – do 2035r.* oraz aktualizacja analizy finansowej - rozdział 10 *Rachunek efektywności inwestycji - analiza opłacalności rekomendowanego wariantu docelowego* w celu uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego przez system ciepłowniczy w PEC Mława.

13.1 Aktualizacja o nowe źródła

Niniejsza aktualizacja polega na analizie działania systemu ciepłowniczego z w Mławie przy rozważeniu nowych źródeł ciepła. Źródła uwzględnione to:

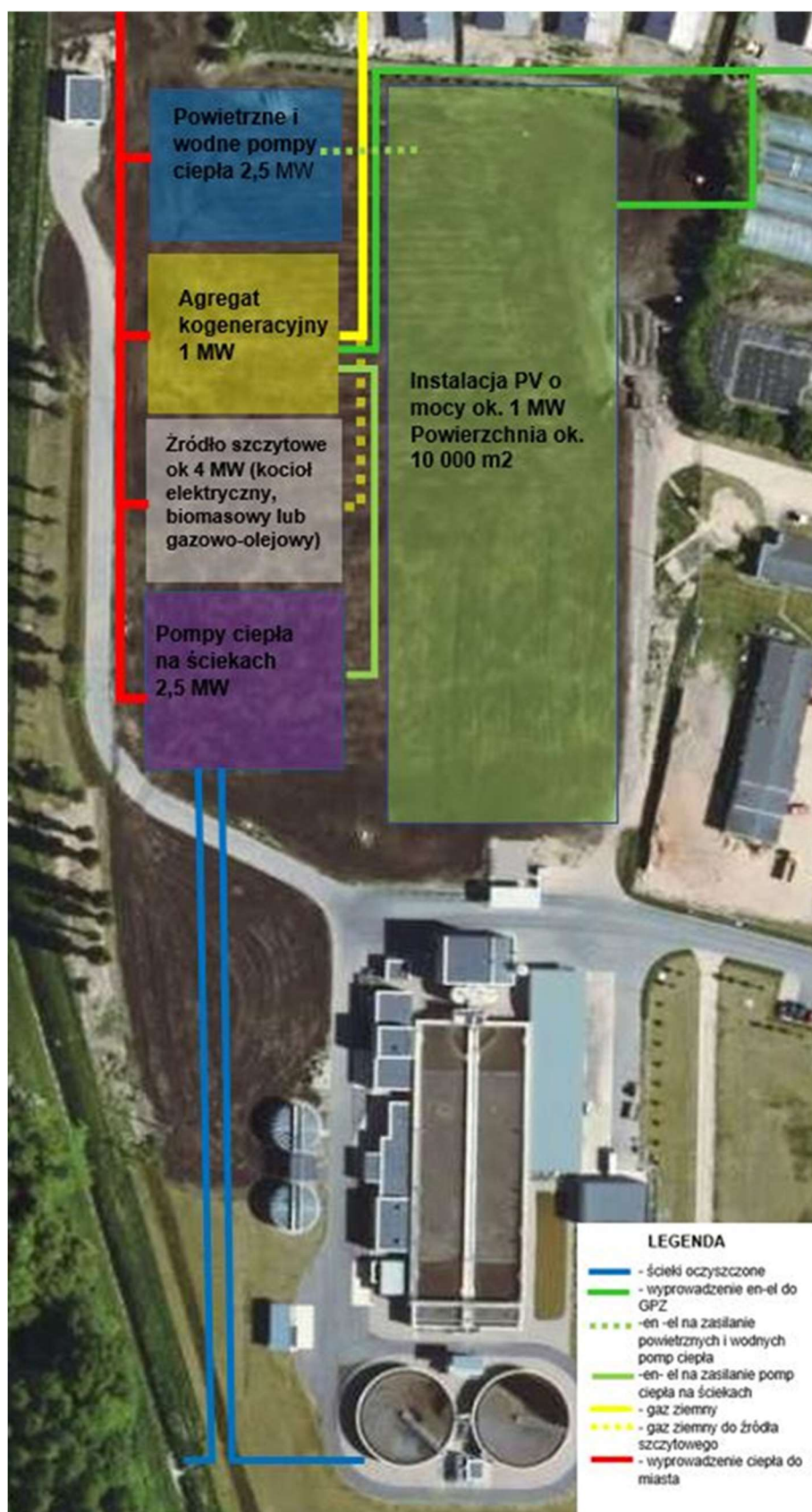
- Instalacja fotowoltaiczna o mocy elektrycznej 1 MWeI
- Powietrzne i wodne pompy ciepła o mocy cieplnej 1,5 MWt

Źródła są planowane do instalacji na terenie znajdującym się w sąsiedztwie oczyszczalni ścieków SUEZ, w tej samej lokalizacji, w której ma być zbudowana jednostka kogeneracyjna oraz pompy ciepła na wodzie ściekowej. Teren ten obejmuje działki, które decyzją burmistrza będą mogły zostać przekazane pod budowę nowego źródła. Łączna powierzchnia działek wynosi ok 30 000 m² z czego na 20 000 m² można zainstalować nowe źródło ciepła.

Na podstawie informacji pozyskanych od przedstawiciela PEC Mława poniżej przedstawiony został orientacyjne rozmieszczenie źródła ciepła w nowej lokalizacji na terenie miasta Mława.

Szacowane pola do zagospodarowania:

- Agregat kogeneracyjny ok. 1 250 m² (krok I)
- Pompy ciepła na ściekach ok. 1 500 m² (krok II i III)
- Powietrzne i wodne pompy ciepła to ok. 1 500 m² (krok IV)
- Fotowoltaika ok. 10 200 m² (krok I)
- Szczytowe źródło ciepła ok. 4 250 m² (aktualizacja strategii po 2026 roku)
- Przestrzeń przeznaczona na instalacje oraz rurociągi między źródłami ciepła ok. 1 700 m²

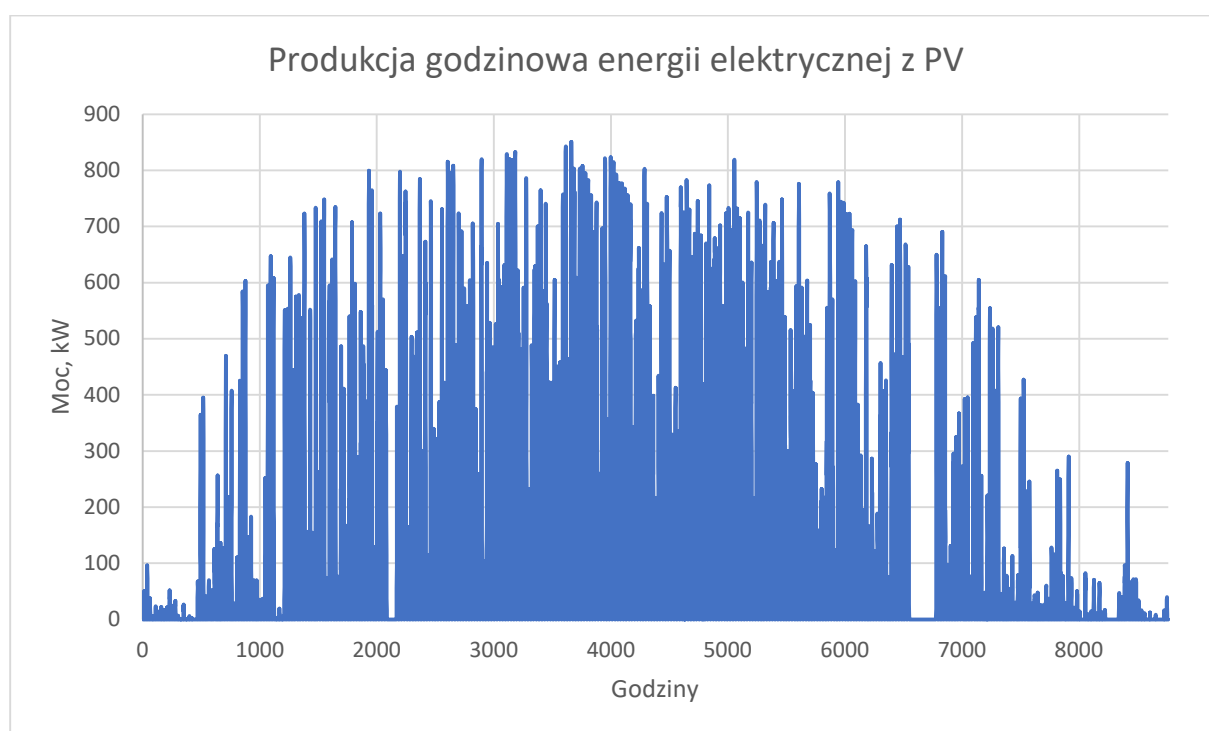


Rysunek 45 Orientacyjne rozmieszczenie źródła ciepła w nowej lokalizacji

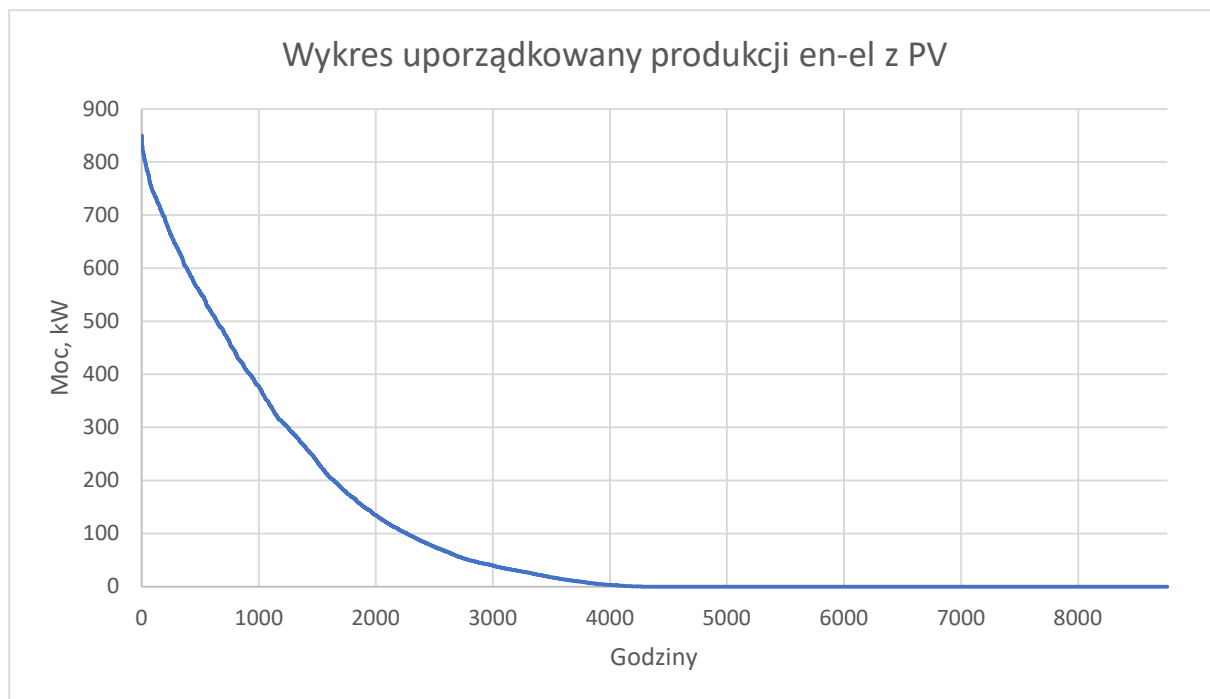
13.2 Opis projektowanej instalacji

Powietrzne i wodne pompy ciepła zostały dodane do strategii w celu zwiększenia udziału OZE w wytwarzaniu ciepła. Natomiast instalacja fotowoltaiczna o mocy 1 MW_{el} została dodana do stosu energetycznego, aby oprócz maksymalizacji udziału źródeł OZE w wytwarzaniu ciepła, produkować także energię elektryczną. Wytworzona energia elektryczna może być skonsumowana na rzecz pomp ciepła uwzględnionych w strategii, ale także prowadzi Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Mławie do bycia przedsiębiorstwem multienergetycznym.

Na podstawie poniższych wykresów przedstawiających produkcję energii elektrycznej dobrane zostały powietrzne i wodne pompy ciepła o mocy cieplnej 1,5 MW_t. Instalacja fotowoltaiczna wytwarza rocznie 904 MWh energii elektrycznej pracując przez około 4 000 h rocznie. Energia wytworzona przez panele fotowoltaiczne w szczycie pozwala na pokrycie zapotrzebowania powietrznych i wodnych pomp ciepła na energię elektryczną.



Wykres 38 Godzinowa produkcja energii elektrycznej z fotowoltaiki w ciągu roku



Wykres 39 Wykres uporządkowany produkcji energii elektrycznej z fotowoltaiki

13.3 Wariant docelowy po aktualizacji

W źródle ciepła wykorzystujemy następujące urządzenia:

5. Agregat kogeneracyjny (1,051 MWt)
6. Pompy ciepła na ściekach (2,5 MWt)
7. Powietrzne i wodne pompy ciepła (1,5 MWt)
8. Kocioł węglowy K-3 (3,15 MWt)
9. Kocioł węglowy K-4 (3,15 MWt)

oraz instalację PV o mocy 1 MWel do produkcji energii elektrycznej na potrzeby własne źródła ciepła oraz potrzeby pomp ciepła.

W analizie przyjęto zaktualizowane ceny sprzedaży ciepła, zakupu paliw oraz dopłaty z premii gwarantowanej, które zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 54 Założenia ekonomiczne

Założenia ekonomiczne:			
Cena sprzedaży ciepła:	37,61 zł	zł/GJ	Cena przyjęta na podstawie aktualnego wniosku o zmianę taryfy ciepła
Cena ciepła za MWh:	135,40 zł	zł/MWh	
Cena sprzedaży energii elektrycznej:	700,00 zł	zł/MWh	Cena przyjęta na podstawie aktualnych kontraktów zawartych dla podobnych inwestycji
Cena zakupu gazu ziemnego:	550 zł (430,00 zł)	zł/MWh	Cena na podstawie kontraktu terminowego GAS_BASE_Y-23 z dnia 2022 05 05 ¹²² wraz z kosztami dystrybucji
Cena zakupu energii elektrycznej:	1120 zł (920,00 zł)	zł/MWh	Cena na podstawie kontraktu terminowego BASE_Y-23 z dnia 2022 05 10 ¹²³ wraz z kosztami dystrybucji
Cena zakupu węgla:	1 500,00 zł	zł/tona	Cena przyjęta na podstawie aktualnych cen zakupu węgla w PEC Mława
Dopłata premia gwarantowana:	151,42 zł	zł/MWh	Aktualna wartość dopłaty wynikająca z rozporządzenia ¹²⁴

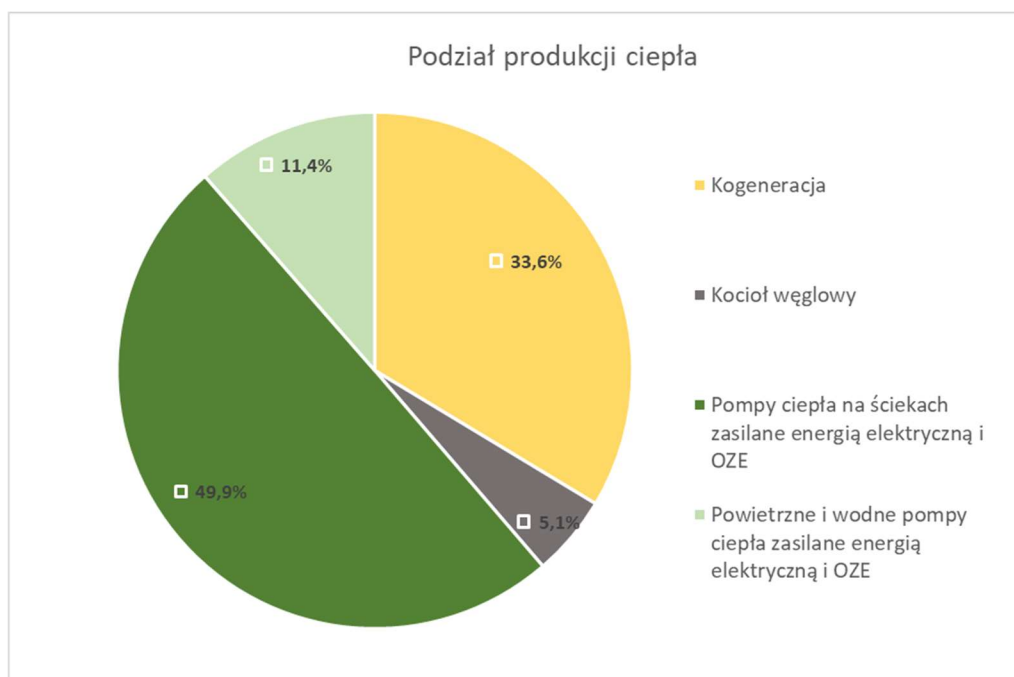
W aktualizowanym kroku zapotrzebowanie na ciepło zostaje w prawie 34% zapewnione przez agregat kogeneracyjny pracujący przez większość roku (ok. 8 000 h). Większość

¹²² <https://tge.pl/gaz-otf>

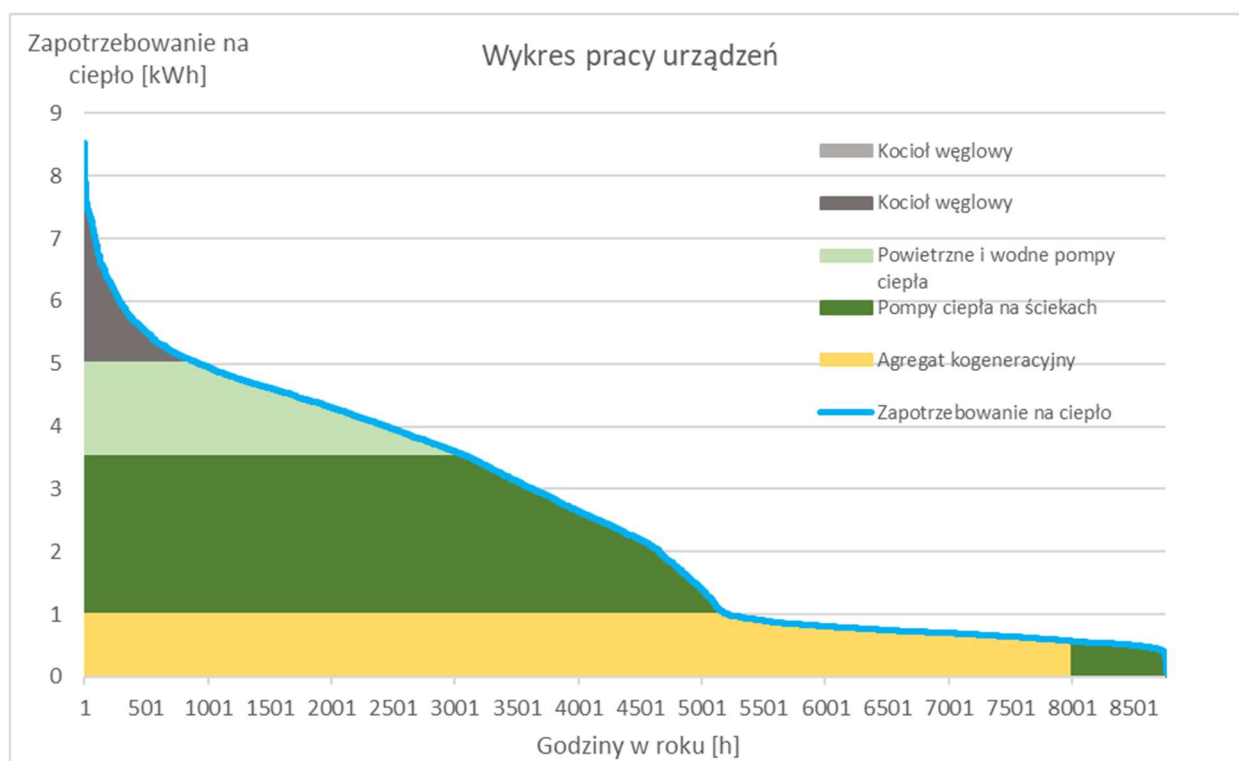
¹²³ <https://www.tge.pl/energia-elektryczna-otf>

¹²⁴ ROZPORZĄDZENIE MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA z dnia 24 października 2021 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2022

zapotrzebowania pokrywają jednak pompy ciepła wykorzystujące wodę ściekową jako dolne źródło – prawie 50% rocznego zapotrzebowania. 11,4 % zapotrzebowania na ciepło w analizowanym wariancie jest pokryte przez powietrzne i wodne pompy ciepła. Kocioł K-3 i K-4 są źródłami szczytowymi, z których każde pracuje około 500 godzin w ciągu roku wytwarzając około 1100 MWh energii cieplnej.



Wykres 40 Podział produkcji ciepła



Wykres 41 Wykres pracy urządzeń

Tabela 55 Podział produkcji ciepła, koszty zakupu paliw oraz koszt wytworzenia GJ ciepła

Produkcja energii elektrycznej przez PV		904	MWh	Produkcja energii elektrycznej przez Agregat kogeneracyjny		Sprzedaż energii elektrycznej		Sprzedaż energii elektrycznej po odjęciu potrzeb pomp ciepła		Sprzedaż energii elektrycznej po odjęciu potrzeb pomp ciepła oraz ciepłowni	
Zapotrzebowanie na ciepło		Wartość	Jedn.	6 836	MWh	7 740	MWh	3 941	MWh	3 641	MWh
Całkowite roczne zapotrzebowanie na ciepło średnia dla lat 2018 i 2021		22 276	MWh	Zużycie energii elektrycznej na potrzeby ciepłowni		Wariant A - sprzedaż 100% wyprodukowanej energii elektrycznej	Wariant B - sprzedaż części wytworzonej energii elektrycznej, wykorzystanie energii elektrycznej na potrzeby pomp ciepła	Wariant B rozszerzony o pokrycie aktualnych potrzeb własnych ciepłowni			
		80 195	GJ	300	MWh						
Godziny pracy w roku	Produkcja ciepła			Zużycie paliwa		Koszt zakupu paliwa		Koszt zakupu paliwa		Koszt zakupu paliwa	
8000	Agregat kogeneracyjny	7 492	MWh	16 581	MWh	9 119 692	zł	9 119 692	zł	9 119 692	zł
		26 972	GJ	1 686 230	Nm3						
5878	Pompy ciepła na ściekach	11 106	MWh	3 379	MWh	3 784 997	zł	87 741	zł	87 741	zł
		39 982	GJ	3 379 461	Nm3						
2729	Powietrzne i wodne pompy ciepła	2 550	MWh	1 123	MWh	1 258 030	zł	700 162	zł	700 162	zł
		9 182	GJ	1 123 241	kWh						
582	Kocioł węglowy	985	MWh	1 174	MWh	273 038	zł	273 038	zł	273 038	zł
		3 547	GJ	182 025	kg						
494	Kocioł węglowy	142	MWh	170	MWh	39 484	zł	39 484	zł	39 484	zł
		513	GJ	26 323	kg						

Tabela 56 Koszt produkcji ciepła

	Wariant A - sprzedaż 100% wyprodukowanej energii elektrycznej		Wariant B - sprzedaż części wytworzonej en. el., wykorzystanie en. el. na potrzeby pomp ciepła		Wariant B rozszerzony o pokrycie aktualnych potrzeb własnych ciepłowni	
Koszty zakupu paliwa	14 475 240	zł	10 220 117	zł	10 220 117	zł
Zysk ze sprzedaży energii elektrycznej	5 418 000	zł	2 758 548	zł	2 548 625	zł
Dopłata z premii gwarantowanej	1 035 057	zł	1 035 057	zł	1 035 057	zł
Uniknięty zakup energii elektrycznej na potrzeby własne ciepłowni	0	zł	0	zł	335 877	zł
Koszt produkcji ciepła	8 022 183	zł	6 426 511	zł	6 300 558	zł
Suma wytworzonych GJ ciepła	80 195	GJ	80 195	GJ	80 195	GJ
Cena produkcji GJ ciepła	100,03	zł/GJ	80,14	zł/GJ	78,57	zł/GJ
Sprawność przesyłu ciepła	84,00	%	84,00	%	84,00	%
Ilość ciepła dostarczonego do klientów	67 364	GJ	67 364	GJ	67 364	GJ
Cena sprzedaży GJ	37,61	zł/GJ	37,61	zł/GJ	37,61	zł/GJ
Przychód ze sprzedaży ciepła	2 533 563	zł	2 533 563	zł	2 533 563	zł

Tabela 57 Procentowy podział produkcji ciepła ze względu na sposób wytwarzania

Sposób wytwarzania	Udział w wytwarzaniu	
Kogeneracja	33,6%	%
Kocioł węglowy	5,1%	%
Pompy ciepła na ściekach zasilane energią elektryczną i OZE	49,9%	%
Powietrzne i wodne pompy ciepła zasilane energią elektryczną i OZE	11,4%	%
RAZEM	100,0%	%

W Tabeli powyżej przedstawiono podział produkcji ciepła z wyszczególnieniem poszczególnych źródeł oraz ilością energii wytworzoną z każdego z nich oraz koszty zakupu paliw i koszt wytworzenia GJ ciepła w trzech wariantach.

W Wariacie A założeniem jest, że całość wytworzenia energii elektrycznej jest sprzedawana do sieci i w takiej konfiguracji koszt wytworzenia 1 GJ ciepła wynosi 100,03 zł.

W wariacie B część wytworzonej energii elektrycznej jest sprzedawana do sieci, a część wykorzystana na potrzeby pomp ciepła i koszt wytworzenia 1 GJ ciepła równy jest 80,14 zł.

Wytworzenie ciepła jest najtańsze przy zużyciu en-el na potrzeby pomp ciepła i potrzeby własne ciepłowni (wariant B rozszerzony) i wynosi 78,57 zł/GJ.

Poniżej przedstawiono warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego.

Tabela 58 Warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego

Warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego				
Aktualnie	Energia odnawialna	Ciepło odpadowe	Wysokosprawna kogeneracja	OZE/ciepło odpadowe + w. kogeneracja
	50% lub	50% lub	75% lub	50%
Propozycja wg Fit for 55				
Od 01.01.2026	50% lub	50% lub	80% lub	50% (ale min. 5 % OZE)
Od 01.01.2035	50% (ale min. 20% OZE)			
Od 01.01.2045	75% (ale min. 40% OZE)			
Od 01.01.2050	100% (ale min. 60% OZE)			

W celu sprawdzenia do jakiego momentu, wariant docelowy (rozbudowany o instalację PV oraz powietrzne i wodne pompy ciepła) będzie spełniał kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego (przedstawione w tabeli 4) należy wyznaczyć udział energii cieplnej pochodzącej z OZE dla pomp ciepła na ściekach oraz powietrznych i wodnych pomp ciepła.

Udział energii cieplnej pochodzącej z OZE dla pomp ciepła wyznacza się jako energię cieplną wytworzoną przez pompy ciepła pomniejszoną o energię elektryczną dostarczoną do pomp ciepła z systemu elektroenergetycznego oraz kogeneracji. Dostarczenie do pomp ciepła energii elektrycznej pochodzącej z instalacji PV zwiększa udział energii cieplnej pochodzącej z OZE z pomp ciepła.

Tabela 59 Udział OZE w łącznej produkcji ciepła

Źródło ciepła	Produkcja ciepła	Udział w łącznej produkcji ciepła	Zużycie paliwa	Zużycie paliwa			Produkcja ciepła stanowiąca OZE	Udział OZE w łącznej produkcji ciepła
				Energia elektryczna z kogeneracji	Energia elektryczna z instalacji PV	Energia elektryczna zakupiona		
-	MWh	%	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%
Pompy ciepła na ściekach	11 106	49,9%	3 379	3 042	259	78	7 986	35,9%
Powietrzne i wodne pompy ciepła	2 550	11,4%	1 123	498	0	625	1 427	6,4%

Produkcja energii cieplnej kogeneracji stanowi **33,6%**.

Udział energii cieplnej pochodzącej z OZE dla pomp ciepła na ściekach wynosi **35,9%**.

Udział energii cieplnej pochodzącej z OZE dla powietrznych i wodnych pomp ciepła wynosi **6,4%**.

Łączna produkcja ciepła z kogeneracji i OZE stanowi **75,9%** całkowitej produkcji ciepła (w tym **42,3%** wyprodukowanego ciepła pochodzi z OZE).

Z danych pozyskanych na temat pakietu Fit For 55 (Tabela 4) oraz powyższej analizy wynika, że system przy konfiguracji urządzeń z agregatem kogeneracyjnym jako podstawowym źródłem ciepła będzie spełniał kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego do końca 2034 roku.

W celu spełnienia kryteriów dla efektywnego systemu ciepłowniczego w latach 2035 – 2044 należałoby rozważyć zmianę konfiguracji pracy urządzeń i zwiększyć produkcję ciepła w pompach ciepła na ściekach oraz powietrznych i wodnych pompach ciepła.

13.4 Modernizacja źródeł ciepła w Mławie po aktualizacji

Podstawowym działaniem jest modernizacja źródeł ciepła omówiona szczegółowo w p. 3 Wariant docelowy po aktualizacji.

Wskazano w nim zestaw n/w źródeł ciepła, które zapewnią status systemu efektywnego do końca 2044 roku:

- Agregat kogeneracyjny (1,051 MWt),
- Pompy ciepła na ściekach (1,25 MWt),
- Pompy ciepła na ściekach (1,25 MWt),
- Powietrzne i wodne pompy ciepła (1,5 MWt),
- Kocioł węglowy (3,15 MWt),
- Kocioł węglowy (3,15 MWt).

Wariant ten daje największe szanse na optymalizację efektu finansowego przy jednoczesnym spełnieniu warunku 50% produkcji ciepła z OZE.

Przeprowadzona analiza finansowa została przedstawiona w p. 4 opracowania i w pełni potwierdza efektywność realizacji rekomendowanego wariantu.

Poniżej przywołano wskaźniki ekonomiczne NPV i IRR wyliczone w analizie finansowej.

Okres analizy	25 lat
NPV FCFE	24 925 857 zł
IRR	12%

Rekomendowana jest realizacja tego wariantu w pięciu kolejnych krokach:

- Planowany pierwszy krok – zainstalowanie agregatu kogeneracyjnego o mocy 1,051 MWt (planowana realizacja w 2024 roku, system nie będzie jeszcze efektywny)
- Planowany drugi krok – montaż pomp ciepła na ściekach o mocy 1,25 MWt (planowana realizacja do końca 2025 roku, system będzie efektywny do 31.12.2034 r.)
- Planowany trzeci krok – montaż instalacji PV o mocy 1,0 MWel (planowana realizacja do końca 2026 roku, system będzie efektywny do 31.12.2034 r.) – zwiększenie udziału energii wytwarzanej z OZE ze względu na wykorzystanie energii elektrycznej wytworzonej w instalacji PV do zasilania pomp ciepła na ściekach
- Planowany czwarty krok – montaż pomp ciepła na ściekach o mocy 1,25 MWt (planowana realizacja do końca 2034 roku, system będzie efektywny do 31.12.2044 r.)
- Planowany piąty krok – montaż powietrznych i wodnych pomp ciepła o mocy 1,5 MWt (planowana realizacja do końca 2037 roku, system będzie efektywny do 31.12.2044 r.)

Realizacja wszystkich pięciu projektowanych kroków wymaga podjęcia następujących działań:

- I. Wystąpienie do URE o wydanie promesy w sprawie zmiany koncesji w zakresie WCC
 1. z uwagi na wyłączenie jednego kotła węglowego K - 2 z eksploatacji (od roku 2024 kocioł ten nie będzie spełniał wymogów dotyczących emisji zanieczyszczeń)
- II. Wyłączenie z eksploatacji najbardziej wyeksploatowanego źródła ciepła
 1. Likwidacja kotła węglowego K-2 (2 MWt)
- III. Zainstalowanie Agregatu Kogeneracyjnego (1,051 MWt):
 1. Wykonanie kompletnego projektu i szczegółowego harmonogramu realizacji
 2. Wykonanie budowy budynku wraz fundamentem w nowej lokalizacji wytypowanej przez PEC Mława
 3. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
 4. Uzyskanie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej
 5. Aktualizacja koncesji na wytwarzanie ciepła
 6. Budowa stacji transformatorowej
 7. Wykonanie przyłącza SN z GPZ do stacji transformatorowej
 8. Wykonanie rozdzielni elektrycznych nn/SN
 9. Wykonanie przyłącza ciepłowniczego od nowego źródła ciepła do istniejącej sieci
 10. Budowa układu pompowego
 11. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci gazowej oraz budowa przyłącza gazowego
 12. Wykonanie automatyki nowobudowanego źródła i programu sterującego współpracy nowego źródła z istniejącym źródłem
 13. Dostawa, montaż i uruchomienie agregatu kogeneracyjnego
 14. Wykonanie instalacji elektrycznych i AKPiA
- IV. Zmiana konfiguracji pracy urządzeń (zgodnie z planowanym pierwszym krokiem po 2024 roku):
 1. Agregat kogeneracyjny pełni rolę podstawowego źródła ciepła
 2. Istniejące kotły węglowe (K-3, K-4) o łącznej mocy zainstalowanej 5,8 MWt pełnią rolę uzupełniających źródeł ciepła
 3. Istniejący kocioł węglowy (K-1) o mocy 2,9 MWt pełni rolę szczytowego źródła ciepła
- V. Zainstalowanie pomp ciepła na ściekach o mocy 1,25 MWt:
 1. Wykonanie kompletnego projektu i szczegółowego harmonogramu realizacji
 2. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
 3. Uzyskanie warunków przyłączenia do instalacji ścieków oczyszczonych należącej do Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Oczyszczalni Ścieków Wod-Kan Sp. z o.o. w Mławie

4. Aktualizacja koncesji na wytwarzanie ciepła
 5. Wykonanie przyłącza elektroenergetycznego
 6. Dostawa, montaż i uruchomienie pomp ciepła na ściekach
 7. Dostosowanie instalacji elektrycznych i AKPiA
 8. Dostosowanie automatyki rozbudowanego nowego źródła oraz aktualizacja programu sterującego współpracy nowego źródła z istniejącym źródłem
- VI. Zmiana konfiguracji pracy urządzeń (zgodnie z planowanym drugim krokiem po 2025 roku):
1. Agregat kogeneracyjny wraz z pompami ciepła pełnią rolę podstawowego źródła ciepła
 2. Istniejące kotły węglowe (K-3, K-4) o łącznej mocy zainstalowanej 5,8 MWt pełnią rolę uzupełniających źródeł ciepła
 3. Istniejący kocioł węglowy (K-1) o mocy 2,9 MWt pełni rolę szczytowego źródła ciepła
- VII. Wybudowanie instalacji PV o mocy 1,0 MWel:
1. Wykonanie kompletnego projektu i szczegółowego harmonogramu realizacji
 2. Aktualizacja warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
 3. Wykonanie przyłącza elektroenergetycznego
 4. Dostawa, montaż i uruchomienie instalacji PV
 5. Dostosowanie instalacji elektrycznych i AKPiA
 6. Dostosowanie automatyki wybudowanej instalacji PV oraz aktualizacja programu sterującego do współpracy instalacji PV z istniejącym źródłem
- VIII. Zainstalowanie pomp ciepła na ściekach o mocy 1,25 MWt:
1. Wykonanie kompletnego projektu i szczegółowego harmonogramu realizacji
 2. Aktualizacja warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
 3. Aktualizacja warunków przyłączenia do instalacji ścieków oczyszczonych należącej do Zakład Wodociągów, Kanalizacji i Oczyszczalnia Ścieków Wod-Kan Sp. z o.o. w Mławie
 4. Aktualizacja koncesji na wytwarzanie ciepła
 5. Wykonanie przyłącza elektroenergetycznego
 6. Dostawa, montaż i uruchomienie pomp ciepła na ściekach
 7. Dostosowanie instalacji elektrycznych i AKPiA
 8. Dostosowanie automatyki rozbudowanego nowego źródła oraz aktualizacja programu sterującego współpracy nowego źródła z istniejącym źródłem
- IX. Wyłączenie z eksploatacji najbardziej wyeksploatowanego źródła ciepła
1. Likwidacja kotła węglowego K-1 (2,9 MWt)

- X. Zmiana konfiguracji pracy urządzeń (zgodnie z planowanym czwartym krokiem po 2035 roku):
1. Agregat kogeneracyjny przestaje pełnić rolę podstawowego źródła ciepła
 2. Pompy ciepła na ściekach o łącznej mocy zainstalowanej 2,5 MWt przejmują rolę podstawowego źródła ciepła.
 3. Istniejące kotły węglowe (K-3, K-4) o łącznej mocy zainstalowanej 5,8 MWt pełnią rolę szczytowych źródeł ciepła.
- XI. Zainstalowanie powietrznych i wodnych pomp ciepła o mocy 1,5 MWt:
1. Wykonanie kompletnego projektu i szczegółowego harmonogramu realizacji
 2. Aktualizacja warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
 3. Aktualizacja koncesji na wytwarzanie ciepła
 4. Wykonanie przyłącza elektroenergetycznego
 5. Dostawa, montaż i uruchomienie powietrznych i wodnych pomp ciepła
 6. Dostosowanie instalacji elektrycznych i AKPiA
 7. Dostosowanie automatyki rozbudowanego nowego źródła oraz aktualizacja programu sterującego współpracy nowego źródła z istniejącym źródłem
- XII. Zmiana konfiguracji pracy urządzeń (zgodnie z planowanym czwartym krokiem po 2035 roku):
1. Agregat kogeneracyjny przestaje pełnić rolę podstawowego źródła ciepła i zostaje źródłem uzupełniającym po powietrznych i wodnych pompach ciepła.
 2. Pompy ciepła na ściekach o łącznej mocy zainstalowanej 2,5 MWt przejmują rolę podstawowego źródła ciepła.
 3. Powietrzne i wodne pompy ciepła o łącznej mocy zainstalowanej 1,50 MWt przejmują rolę uzupełniającego źródła ciepła.
 4. Istniejące kotły węglowe (K-3, K-4) o łącznej mocy zainstalowanej 5,8 MWt pełnią rolę szczytowych źródeł ciepła.

13.5 Aktualizacja możliwych źródeł finansowania

13.5.1 Programy wsparcia inwestycji - Fundusz Modernizacyjny 2021-2030

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej przedstawił propozycję programów wsparcia wymienionych poniżej. Szczegóły projektów zostaną ogłoszone w I lub II kwartale 2022 roku, na chwilę obecną szczegółowo znany jest jedynie program priorytetowy dla programu Kogeneracja dla Ciepłownictwa. (stan na 20 grudnia 2021 r.):

- Kogeneracja dla Ciepłownictwa
- Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu
- Wykorzystanie paliw alternatywnych na cele energetyczne
- Wsparcie wykorzystania magazynów na cele stabilizacji sieci

13.5.1.1 Program priorytetowy „Energia Plus”¹²⁵

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej ogłasza trzeci nabór wniosków o dofinansowanie w ramach programu priorytetowego „Energia Plus”. Celem programu jest zmniejszenie negatywnego oddziaływania przedsiębiorstw na środowisko, w tym poprawa jakości powietrza, poprzez wsparcie przedsięwzięć inwestycyjnych.

Przedsięwzięcia dotyczące budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych wraz z podłączeniem ich do sieci dystrybucyjnej/ przesyłowej, w których do produkcji energii wykorzystuje się:

- energię ze źródeł odnawialnych,
- ciepło odpadowe,
- ciepło pochodzące z kogeneracji z wyłączeniem ciepła wytworzonego w jednostce kogeneracji opalanej węglem,
- paliwa niskoemisyjne gazowe, mieszanki gazów, gaz syntetyczny lub wodór.

Z grupy przedsięwzięć wyłącza się:

- inwestycje polegające na wykorzystaniu instalacji do termicznego przekształcania odpadów komunalnych, z wyłączeniem zastosowania frakcji nadsitowej (kod 19 12 12 i 19 12 10),
- inwestycje polegające na wykorzystaniu energii ze źródeł geotermalnych,
- inwestycje w jednostki wytwórcze ciepła/chłodu, które finalnie wykorzystywać będą paliwo o wyższym wskaźniku emisyjności niż to stosowane dotychczas.

¹²⁵ <https://www.gov.pl/web/nfosigw/nabor-iii-wnioskow-2022>

Budżet

Kwota alokacji dla dofinansowania w formie pożyczki – 745,00 mln zł;

Kwota alokacji dla dofinansowania w formie dotacji – 0,00 złotych (alokacja wyczerpana w I i II naborze wniosków)

Okres wdrażania

Program realizowany będzie w latach 2019 - 2025, przy czym zobowiązania (rozumiane jako podpisywanie umów) podejmowane będą do 2023 r., środki wydatkowane będą do 2025 r.

Wnioski w ramach III naboru należy składać w terminie od 01.04.2022 r. – 16.12.2022 r. lub do wyczerpania alokacji środków.

13.5.1.2 Program priorytetowy „Kogeneracja powiatowa”

Program ten obejmuje inwestycje dotyczące budowy lub/i przebudowy jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 1 MW , pracujących w warunkach wysokosprawnej kogeneracji (z wyłączeniem energii wytworzonej w jednostce kogeneracji opalanej węglem) wraz z podłączeniem ich do sieci, w których do produkcji energii wykorzystuje się:

- ciepło odpadowe,
- energię ze źródeł odnawialnych,
- paliwa gazowe, mieszanki gazów, gaz syntetyczny lub wodór.

Elementem inwestycji może być m.in.:

- przyłącze do publicznej sieci ciepłowniczej należące do beneficjenta projektu (wytwórcy energii);
- przyłącze do sieci elektroenergetycznej;
- przyłącze gazowe;
- magazyn energii - warunkiem udzielenia wsparcia na magazyn energii jest zintegrowanie go ze źródłem, o którym mowa powyżej.

Wyłączone ze wsparcia są instalacje współspalania stałych paliw kopalnych z innymi paliwami (np. biomasa) w instalacjach wielopaliwowego spalania jak i dedykowanego spalania wielopaliwowego.

Przedsiębiorcy w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2021 r. poz. 162, z późn. zm.) prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania

ciepła lub wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, realizujący projekt w ramach systemu ciepłowniczego, o zainstalowanej mocy cieplnej, na dzień składania wniosku, poniżej 50 MW.

Budżet

Budżet na realizację celu programu wynosi do 1 000 000 tys. zł, w tym:

- dla bezzwrotnych form dofinansowania — do 500 000 tys. zł;
- dla zwrotnych form dofinansowania — do 500 000 tys. zł.

Okres wdrażania

Program realizowany będzie w latach 2022 - 2030, przy czym:

- zobowiązania (rozumiane jako podpisywanie umów) podejmowane będą do 31.12.2028 r.;
- środki wydatkowane będą do 31.12.2030 r.

Obecnie program jest na etapie konsultacji społecznych.

13.5.1.3 Program priorytetowy „Digitalizacja sieci ciepłowniczych”¹²⁶

Celem tego programu, adresowanego do przedsiębiorstw energetycznych, będzie budowa i przebudowa systemu telemetrii i telemechaniki polegająca na wdrożeniu nowoczesnych narzędzi i rozwiązań IT służących do zdalnego nadzoru, sterowania i regulacji pracy systemu ciepłowniczego. Chodzi także o monitorowanie parametrów jakościowych przesyłu ciepła/chłodu, przekazywanie informacji o zakłóceniach w pracy sieci i węzłów, a także o lokalizację awarii i odczyt na odległość wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Program realizowany będzie w latach 2021 - 2030 (zobowiązania podejmowane będą do 31.12.2026 r., natomiast środki wydatkowane będą do 31.12.2030 r.).

Wskaźnik osiągnięcia celu

Stopień realizacji celu programu mierzony jest za pomocą wskaźników osiągnięcia celu pn.:

4. Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej

Planowana wartość wskaźnika osiągnięcia celu dla zwrotnych i bezzwrotnych form dofinansowania wynosi co najmniej 300 000,00 GJ/rok

5. Zmniejszenie emisji CO₂

Planowana wartość wskaźnika osiągnięcia celu dla zwrotnych i bezzwrotnych form dofinansowania wynosi co najmniej 37 000,00 Mg CO₂/rok

¹²⁶<https://www.gov.pl/web/nfosiaw/narodowy-fundusz-ochrony-srodowiska-i-gospodarki-wodnej-przedstawia-do-konsultacji-projekt-programu-priorytetowego-digitalizacja-sieci-cieplowniczych> (dostęp: 15.02.2022 r.)

6. Ilość zmodernizowanych węzłów ciepłowniczych

Planowana wartość wskaźnika osiągnięcia celu dla zwrotnych i bezzwrotnych form dofinansowania wynosi co najmniej: 5 000 szt.

Budżet

Na dofinansowanie przedsięwzięć, które zostaną wybrane w tej edycji, został określony na poziomie 0,5 miliarda zł.

Tabela 60 Budżet programu „Digitalizacja sieci ciepłowniczych”.

Budżet na realizację celu programu wynosi w tym:	do 500 000 tys. zł,
dla bezzwrotnych form dofinansowania	do 250 000 tys. zł;
dla zwrotnych form dofinansowania	do 250 000 tys. zł.

Terminy i sposób składania wniosków

Nabór wniosków odbywa się w trybie ciągłym, do wyczerpania dedykowanej puli środków.

Terminy, sposób składania i rozpatrywania wniosków określone zostaną odpowiednio w ogłoszeniu o naborze lub w regulaminie naboru, które zamieszczane będą na stronie internetowej NFOŚiGW.

Rodzaje inwestycji:

3. Budowa i przebudowa systemu telemetrii i telemechaniki polegająca na wdrożeniu nowoczesnych narzędzi i rozwiązań IT służących do zdalnego nadzoru, sterowania i regulacji pracy systemu ciepłowniczego, monitorowania parametrów jakościowych przesyłu ciepła/chłodu czy przekazywania informacji o zakłóceniach w pracy sieci i węzłów, a także lokalizacji awarii i przeznaczonych do odczytu na odległość wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, z zastrzeżeniem, że za kwalifikowane będą uznane jedynie te zadania, których realizacja wynika z przeprowadzonego audytu efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (tj.. Dz.U. z 2021 r. poz. 468 z późn. zm.) lub audytu energetycznego w rozumieniu art. 2 pkt 8 ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków (tj. Dz. U. z 2021 r. poz. 554 z późn. zm.). Wymagany zakres audytu zostanie określony w Regulaminie naboru;
4. Instalacje OZE produkujące energię wyłącznie na cele urządzeń wykonawczych związanych z systemem telemetrii i telemechaniki, przy czym elementem instalacji OZE może być magazyn energii pod warunkiem jego integracji ze źródłem OZE.

Projekt jest obecnie na etapie konsultacji społecznych.

13.5.1.4 Program priorytetowy „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa”¹²⁷

Program priorytetowy obejmuje inwestycje dotyczące budowy lub/i przebudowy źródeł o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 5 MWt, w których do produkcji energii cieplnej wykorzystuje się energię ze źródeł odnawialnych.

Elementem projektu może być przyłącze do sieci ciepłowniczej należące do beneficjenta projektu (wytwórcy energii) oraz magazyn ciepła.

Warunkiem udzielenia wsparcia na magazyn energii jest zintegrowanie go ze źródłem ciepła, które będzie realizowane równolegle w ramach projektu.

Do dofinansowania kwalifikują się instalacje, z których co najmniej 70% wytworzonej energii cieplnej przekazywane będzie do zewnętrznej sieci dystrybucyjnej.

Budżet

Budżet na realizację celu programu wynosi do 2 000 000 tys. zł, w tym:

- dla bezzwrotnych form dofinansowania — do 1 000 000 tys. zł;
- dla zwrotnych form dofinansowania — do 1 000 000 tys. zł.

Okres wdrażania

Program realizowany będzie w latach 2021 - 2030, przy czym:

- zobowiązania (rozumiane jako podpisywanie umów) podejmowane będą do 31.12.2026 r.;
- środki wydatkowane będą do 31.12.2030 r.

Obecnie program jest na etapie konsultacji społecznych.

13.5.1.5 Program priorytetowy „Przemysł energochłonny - OZE”¹²⁸

Zmniejszenie emisyjności energochłonnych branż polskiego przemysłu poprzez zwiększenie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

Program ten obejmuje inwestycje dotyczące budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wraz z magazynem energii, bądź podłączeniem ich do sieci zakładowej i/lub dystrybucyjnej/przesyłowej. Warunkiem udzielenia wsparcia na magazyn energii jest zintegrowanie go ze źródłem energii, które będzie

¹²⁷<https://www.gov.pl/web/nfosiaw/narodowy-fundusz-ochrony-srodowiska-i-gospodarki-wodnej-przedstawia-do-konsultacji-projekt-programu-priorytetowego-oze--zrodlo-ciepła-dla-cieplownictwa>

¹²⁸<https://www.gov.pl/web/funduszmodernizacyjny/zakonczone-konsultacje-spoeczne>

realizowane równolegle w ramach inwestycji. Warunkiem udzielenia dofinansowania jest wykorzystanie co najmniej 80% wytworzonej energii na cele własne. W ramach inwestycji dopuszcza się zastosowanie wyłącznie nowych urządzeń, wyprodukowanych nie wcześniej niż 48 miesięcy przed montażem.

Budżet

Budżet na realizację celu programu wynosi do 650 000 tys. zł w tym: - dla zwrotnych form dofinansowania – do 650 000 tys. zł

Okres wdrażania

Program realizowany będzie w latach 2022 - 2030, przy czym: 1) zobowiązania (rozumiane jako podpisywanie umów) podejmowane będą do 31.12.2027 r.; 2) środki wydatkowane będą do 31.12.2030 r.

Obecnie program jest na etapie konsultacji społecznych.

13.5.1.6 Program priorytetowy „Wykorzystanie paliw alternatywnych na cele energetyczne”¹²⁹

Cel programu

Zmniejszenie presji gospodarki na środowisko naturalne oraz zwiększenie neutralności klimatycznej. Dzięki wykorzystaniu przetworzonych odpadów jako paliwa alternatywnego możliwa jest redukcja emisji gazów cieplarnianych. Program ma na celu poprawę efektywności energetycznej poprzez optymalizację gospodarki cieplnej i energetycznej z wykorzystaniem paliw alternatywnych zamiast konwencjonalnych, co przyczyni się do poprawy jakości powietrza i klimatu.

Beneficjenci

3. jednostki samorządu terytorialnego (jst) i ich związki;
4. przedsiębiorcy - przedsiębiorcy w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą z zastrzeżeniem, że w przypadku przedsięwzięć realizowanych w ramach Funduszu Modernizacyjnego Beneficjentami mogą być wyłącznie przedsiębiorcy.

Rodzaje przedsięwzięć

¹²⁹<https://www.gov.pl/web/funduszmodernizacyjny/nabor-wnioskow-dla-czesci-3-ze-srodkow-nfosi-gw-zgromadzonych-na-rachunku-funduszu-modernizacyjnego> (dostęp: 15.02.2022 r.)

Budowa nowych, rozbudowa lub modernizacja istniejących instalacji termicznego przekształcania odpadów wytworzonych z odpadów komunalnych z wytwarzaniem energii w warunkach wysokosprawnej kogeneracji.

Budżet

Budżet na realizację celu programu wynosi **do 1 000 000 tys. zł.**

Warunki dofinansowania

Przewiduje się dofinansowanie przedsięwzięć w formie dotacji w wysokości maksymalnie do 50% kosztów kwalifikowanych (nie więcej niż 100 mln złotych) oraz do 100% kosztów kwalifikowanych w formie pożyczki (nie więcej niż 400 mln złotych).

Rodzaje przedsięwzięć

Budowa nowych, rozbudowa lub modernizacja istniejących instalacji termicznego przekształcania odpadów lub innych paliw alternatywnych wytworzonych z odpadów komunalnych z wytwarzaniem energii w warunkach wysokosprawnej kogeneracji.

Okres wdrażania

Program realizowany będzie w latach 2020 - 2030, przy czym:

- zobowiązania (rozumiane jako podpisywanie umów) podejmowane będą do 2027 r.;
- środki wydatkowane będą do 2030 r.

Obecnie program ten jest na etapie konsultacji społecznej.

13.5.1.7 Fundusz Transformacji Energetyki¹³⁰

Według aktualnych danych do końca bieżącego roku powinien zostać opublikowany ostateczny projekt ustawy ws. Stworzenia Funduszu Transformacji Energetyki (FTE). Zgodnie z propozycją Ministerstwa Klimatu i Środowiska planuje się, że powstanie on w 2022 r. i będzie zarządzany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). Ma on służyć modernizacji polskiej energetyki i zbliżeniu naszego kraju do realizacji celów wyznaczonych przez Unię Europejską.

FTE ma być finansowany ze sprzedaży 40 procent puli uprawnień do emisji CO₂ jakie Polska otrzymała na lata 2021-2030, co według szacunków wyniesie ponad 80 mld zł. Dysponentem

¹³⁰ Powstanie ostateczny projekt Funduszu Transformacji Energetyki. Ma trafić do niego 80 mld zł | Polska Agencja Prasowa SA (pap.pl) (dostęp: 15.02.2022 r.)

Funduszu będzie minister do spraw energii. Do niego należeć będzie decyzja w zakresie zatwierdzania programów, a także narzędzi tworzonych przez zarządzającego Funduszem.

Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku opiera się na trzech głównych filarach – dobrej jakości powietrza, sprawiedliwej transformacji i budowie zeroemisyjnego systemu energetycznego. Zgodnie z PEP 2040 zakłada się, że 2030 roku jedna trzecia wyprodukowanej energii będzie pochodziła ze źródeł odnawialnych. Z finansowania ze środków FTE będzie można skorzystać w zakresie: OZE, wysokosprawnej kogeneracji i efektywnych systemów ciepłowniczych, magazynów energii, energetyki jądrowej, sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, gazowych jednostek wytwórczych, poprawy efektywności energetycznej, sprawiedliwej transformacji a także wychwytu i składowania dwutlenku węgla. Aktualnie brak jest jeszcze ostatecznych dokumentów programowych ze wskazaniem projektów, które będą mogły skorzystać z funduszy.

Obecnie program ten jest na etapie projektu.¹³¹

13.5.1.8 Fundusz Innowacji – Innovarion Funds^{132 133 134}

O dofinansowanie dla OZE w Polsce będą mogły ubiegać się przedsięwzięcia wykorzystujące innowacyjne technologie w obszarze energii odnawialnej, energochłonnych gałęzi przemysłu, magazynowania energii oraz wychwytywania, wykorzystywania i magazynowania dwutlenku węgla.

Cel projektu

Wprowadzenie technologii i procesów niskoemisyjnych w sektorze energetyki, w tym bezpieczne dla środowiska wychwytywanie, wykorzystanie oraz magazynowanie dwutlenku węgla, który znacząco przyczynia się do zmiany klimatu. Wykorzystanie innowacyjnych technologii w zakresie energii odnawialnej i magazynowania energii.

Beneficjenci

Z funduszy mogą skorzystać projekty objęte art. 10a ust. 8 dyrektywy UE 2003/87/WE (dyrektywa ETS).

Budżet

¹³¹ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12352303/katalog/12822414#12822414>

¹³² <https://swiatoze.pl/dofinansowanie-dla-oze-w-polsce-innowacyjne-projekty-czeka-1-5-mld-euro/> (dostęp: 15.02.2022 r.)

¹³³ <https://www.gramwzielone.pl/trendy/106640/bruksela-udostepni-dotacje-dla-duzych-projektow-oze/> (dostęp: 15.02.2022 r.)

¹³⁴ <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/innovfund-lsc-2021> (dostęp: 15.02.2022 r.)

Na dofinansowanie przedsięwzięć, które zostaną wybrane w tej edycji, został określony budżet na poziomie 1,5 miliarda euro.

Nabór

Zakończenie naboru wniosków nastąpi 3 marca 2022 roku. Wyniki oceny zostaną opublikowane w III kwartale 2022 roku, natomiast przyznanie wsparcia i podpisanie umów o dofinansowanie nastąpi w IV kwartale przyszłego roku.

W marcu 2022 roku uruchomiony zostanie również drugi nabór wniosków dla projektów o małej skali, czyli tych, których wydatki kapitałowe wynoszą poniżej 7,5 mln euro.

Warunki dofinansowania

Możliwe jest uzyskanie dofinansowania do 60%, lecz konstrukcja funduszu dopuszcza pozyskanie środków na pozostałe 40% z innych funduszy pod warunkiem, że nie będą dedykowane tym samym elementom projektu.

13.6 Rachunek efektywności inwestycji - analiza opłacalności rekomendowanego wariantu docelowego

13.6.1 Zasady dokonywania oceny efektywności inwestycji¹³⁵

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

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

¹³⁵ W.Rogowski, Rachunek efektywności inwestycji, str 105-108, Wydanie 3, Wa-wa 2013

- Inflacja – wszystkie koszty i korzyści muszą być ujmowane w jednakowy sposób: realnie (bez inflacji, ceny stałe) albo nominalnie (z inflacją, ceny bieżące),
- Stopa dyskonta – musi istnieć spójność między formułą przepływów pieniężnych netto, a stopą dyskonta (kosztem kapitału), a także musi istnieć spójność pomiędzy długością życia inwestycji, a zapadalności inwestycji bez ryzyka (np. obligacje skarbowe),
- Kryterium decyzyjne – odpowiednie przyjmowanie do porównania stopy zwrotu z kapitału całkowitego WACC (w przypadku inwestycji finansowanych z kilku źródeł) lub stopa zwrotu z kapitału własnego (koszt kapitału własnego C_e),
- Wycena pieniężnej korzyści i kosztów społecznych – dla korzyści zastosowanie np. koncepcji skłonności do zapłaty (WTP), a przy wycenie nakładów stosując podejście oparte na teorii kosztów alternatywnych.

13.6.2 Rozpoznanie, pomiar i wycena korzyści i kosztów inwestycji

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

Analizę opłacalności inwestycji przeprowadzono z uwzględnieniem założeń ekonomicznych przedstawionych w Tabeli 19.

13.6.3 Identyfikacja korzyści z inwestycji

W poniższej tabeli przedstawiono korzyści będące następstwem inwestycji w Przedsiębiorstwie:

Tabela 61 Identyfikacja korzyści i przychodów wynikających z realizacji projektu.

Lp.	Nazwa	Charakterystyka	Opis	Wartość	Komentarz
1	Korzyści jawne	Bezpośrednie korzyści uzyskiwane w wyniku inwestycji, będące bezpośrednim efektem inwestycji wprost wynikające z realizacji celu	Sprzedaż ciepła z kogeneracji	852 110 zł	Odpowiednio krok I
			Sprzedaż ciepła z kogeneracji i pomp ciepła	1 587 139 zł	Odpowiednio krok II oraz krok III
			Sprzedaż ciepła z kogeneracji i pomp ciepła	2 115 238 zł	Odpowiednio krok IV
			Sprzedaż ciepła z kogeneracji i pomp ciepła	2 405 287 zł	Odpowiednio krok V
			Sprzedaż energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji	4 574 969 zł	Odpowiednio krok I
			Sprzedaż energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji	3 296 763 zł	Odpowiednio krok II
			Sprzedaż energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji i instalacji PV	4 523 526 zł*	Odpowiednio krok III
			Sprzedaż energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji i instalacji PV	3 501 624 zł**	Odpowiednio krok IV
			Sprzedaż energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji i instalacji PV	3 449 551 zł***	Odpowiednio krok V
			Przychody z tytułu dopłat do produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji	1 035 057 zł	Odpowiednio krok I, krok II, krok III, krok IV, krok V
2	Korzyści ukryte	Pośrednie korzyści uzyskiwane z inwestycji rozumiane jako pośredni, dodatkowy efekt inwestycji	Uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego i możliwość ubiegania się o dotacje na modernizację i remonty źródeł, sieci ciepłowniczych, węzłów itp.	- zł	Wycena tej wartości jest niemożliwa na tym etapie z uwagi na szereg zależności wpływających na wartość wnioskowanych dotacji oraz skuteczność w ich pozyskaniu.
			Odsetkowe tarcze podatkowe	- zł	Następstwo obniżania podstawy opodatkowania poprzez odliczenie odsetek od kredytu możliwe do obliczenia po ustaleniu wartości zaciągniętego kredytu.

Lp.	Nazwa	Charakterystyka	Opis	Wartość	Komentarz
			Produkcja i wykorzystanie we własnych obiektach wyprodukowanej energii elektrycznej (krok I)	336 000 zł	Oszczędność zakupu energii elektrycznej (1 120 zł/MWh wraz z dystrybucją)
			Produkcja i wykorzystanie we własnych obiektach wyprodukowanej energii elektrycznej (krok II)	2 381 129 zł	
			Produkcja i wykorzystanie we własnych obiektach wyprodukowanej energii elektrycznej (krok III)	2 425 920 zł	
			Produkcja i wykorzystanie we własnych obiektach wyprodukowanej energii elektrycznej (krok IV)	4 033 120 zł	
			Produkcja i wykorzystanie we własnych obiektach wyprodukowanej energii elektrycznej (krok V)	4 590 331 zł	
3	Pozytywne efekty uboczne	Efekty uboczne występują tylko wtedy, gdy w wyniku realizacji inwestycji Przedsiębiorstwo osiąga dodatkowe korzyści w innych obszarach	Nowy produkt - energia elektryczna, zwiększający bezpieczeństwo działania przedsiębiorstwa	- zł	Możliwe np. wyłączenie kotłowni dotychczasowych K-2 do końca roku 2023 i K-1 do końca roku 2034
			Poprawa jakości powietrza poprzez ograniczenie emisji NO_x i SO_x dzięki jednoczesnemu wytwarzaniu ciepła i en-el		
			Korzyści wizerunkowo-prestiżowe zgodne z misją firmy i wpisujące się w oczekiwania społeczne		
			Wzrost wartości kapitału ludzkiego (wiedzy, kwalifikacji i innowacyjności pracowników)		

*średnia roczna wartość przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w okresie od 2027 roku do 2034 roku (okres między realizacją trzeciego i czwartego kroku)

**średnia roczna wartość przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w okresie od 2035 roku do 2037 roku (okres między realizacją czwartego i piątego kroku)

***średnia roczna wartość przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w okresie od 2037 roku do 2049 roku (okres po realizacji piątego kroku do końca analizowanego okresu)

13.6.4 Identyfikacja kosztów inwestycji

Proces identyfikacji kosztów obejmuje wskazanie, określenie, nazwanie i skategoryzowanie kosztów planowanej inwestycji. Pierwszym kryterium kategoryzacji kosztów inwestycji jest ich forma, czyli powiązanie z inwestycją. Koszty, które pojawiają się w wyniku podjęcia realizacji inwestycji nazywa się kosztami związanymi z inwestycją, a wszystkie inne koszty nazywa się kosztami niepowiązanymi. Wśród kosztów niezwiązanych występują koszty uwięzione i utopione (nieodwracalnie oraz odwracalne). W procesie wyceny kosztów inwestycji należy przestrzegać dwóch ważnych reguł:

- Reguły przyrostowych kosztów ogólnych – do oceny opłacalności należy włączyć wyłącznie te koszty ogólne, które są następstwem realizacji, a więc wszystkie koszty stałe takie jak koszty ogólne, wydziałowe, administracyjne powinny zawierać tylko wzrost wynikający spowodowany realizacją inwestycji, a nie partycypację danej inwestycji w pokryciu już ww. kosztów. Niedopuszczalne jest przypisywanie występujących przed realizacją inwestycji kosztów wg klucza czy proporcjonalnego obciążenia takim kosztem planowanej inwestycji,
- Reguły kosztów alternatywnych – inaczej nazywana kosztem utraconych korzyści - do oceny opłacalności inwestycji należy uwzględniać jako wydatki pieniężne wszystkie zasoby przydzielone do inwestycji, będące wcześniej w posiadaniu firmy, które mogą mieć alternatywne wykorzystanie (niewykorzystany majątek z dotychczasowej infrastruktury).

W poniższej tabeli przedstawiono koszty będące następstwem inwestycji w instalację kogeneracji wraz z źródłem OZE:

Tabela 62 Identyfikacja kosztów wynikających z realizacji projektu oraz nakładów inwestycyjnych.

Lp.	Nazwa	Charakterystyka	Opis	Wartość	Komentarz
1	Koszty uwięzione	Koszty, które będą występowały w okresie życia inwestycji, ale powstały w okresach przeszłych i ani bezpośrednio, ani pośrednio nie są związane z badaną inwestycją (dotyczą działalności kontynuowanej)	Nie wpływają na podjętą decyzję i nie są uwzględniane w modelu		
2	Koszty utopione	Koszt, który został już poniesiony lub spowodował powstanie zobowiązania i nie może być wyeliminowany, niezależnie od tego czy inwestycja będzie realizowana czy też nie	Koszty badań i analiz		Koszt stworzenia strategii dojścia do efektywnych systemów ciepłowniczych
			Koszty procesowe		Koszt procesu przygotowania wniosku o dofinansowanie
3	Koszty jawne	Koszty związane bezpośrednio z inwestycją i wynikające bezpośrednio z podjętej decyzji	Realizacja pierwszego planowanego kroku	5 500 000 zł	Koszt zadania inwestycyjnego związany z dostarczeniem, montażem i uruchomieniem agregatu kogeneracyjnego o mocy cieplnej 1,051 MWt wraz z infrastrukturą towarzyszącą, koszty dostosowania istniejącej infrastruktury
			Realizacja drugiego planowanego kroku	11 750 000 zł	Koszt zadania inwestycyjnego związany z dostarczeniem, montażem i uruchomieniem pomp ciepła na ściekach o łącznej mocy cieplnej 1,25 MWt wraz z infrastrukturą towarzyszącą, koszty dostosowania istniejącej infrastruktury
			Realizacja trzeciego planowanego kroku	4 000 000 zł	Koszt zadania inwestycyjnego związany z dostarczeniem, montażem i uruchomieniem instalacji PV o łącznej mocy elektrycznej 1,0 MWeł wraz z infrastrukturą towarzyszącą, koszty dostosowania istniejącej infrastruktury
			Realizacja czwartego planowanego kroku	11 750 000 zł	Koszt zadania inwestycyjnego związany z dostarczeniem, montażem i uruchomieniem pomp ciepła na ściekach o łącznej mocy cieplnej 1,25 MWt wraz z infrastrukturą towarzyszącą, koszty dostosowania istniejącej infrastruktury
			Realizacja piątego planowanego kroku	14 100 000 zł	Koszt zadania inwestycyjnego związany z dostarczeniem, montażem i uruchomieniem powietrznych i wodnych pomp ciepła o łącznej mocy cieplnej 1,50 MWt wraz z infrastrukturą towarzyszącą, koszty dostosowania istniejącej infrastruktury
4	Koszty ukryte	Pośrednie koszty realizacji inwestycji	Koszty finansowe		Koszty kredytu, odsetek i jego obsługi
			Koszt promesy kredytowej		Koszt uzyskania promesy kredytowej

			Koszt terenu inwestycyjnego		Jest to rodzaj kosztu utraconych korzyści, określający czy jaki dane przedsiębiorstwo mogłoby czerpać alternatywny zarobek z tego terenu
--	--	--	-----------------------------	--	--

13.6.5 Dane przyjęte do rachunku efektywności inwestycji

Koszty i korzyści omówione w Tabeli 45 i Tabela 46 można podsumować następująco:

Tabela 63 Dane przyjęte do analizy opłacalności ekonomicznej inwestycji.

Faza	Korzyści/ Przychody	Opis	Koszty	Opis
Przed inwestycyjna	- zł		- zł	Koszt stworzenia strategii dojścia do efektywnych systemów ciepłowniczych
			- zł	Koszt procesu przygotowania wniosku o dofinansowanie
Inwestycyjna	- zł		47 100 000 zł	Suma nakładów inwestycyjnych netto – łącznie krok I, II, III, IV, V
Operacyjna	852 110 zł	Sprzedaż ciepła z poczynionych inwestycji – odpowiednio krok I, krok II krok III, krok IV, krok V	9 119 550 zł	Koszt zakupu gazu i energii elektrycznej – odpowiednio krok I, krok II, krok III, krok IV, krok V
	1 587 139 zł		9 202 144 zł	
	1 587 139 zł		9 174 150 zł	
	2 115 238 zł		9 174 150 zł	
	2 405 287 zł		9 611 993 zł	
	5 610 026 zł	Sprzedaż energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji oraz instalacji PV wraz z dopłatą – odpowiednio krok I, krok II, krok III, krok IV, krok V,	280 000 zł	Średnioroczny wydatek związany z corocznym serwisem i okresowym remontem maszyn oraz instalacji PV – odpowiednio krok I, krok II, krok III, krok IV, krok V
	4 331 821 zł		315 416 zł	
	5 558 583 zł		365 416 zł	
	4 536 681 zł		400 833 zł	
	4 484 608 zł		443 332 zł	
	2 081 535 zł	Roczna oszczędność - uniknięcie zakupu węgla dla obecnej infrastruktury odpowiednio krok I, krok II, krok III, krok IV, krok V	12 500 zł	Szacowany koszt związany z ubezpieczeniem nowej infrastruktury – odpowiednio krok I, krok II, krok III, krok IV, krok V
	3 883 166 zł		37 500 zł	
	3 883 166 zł		50 000 zł	
	5 177 250 zł		75 000 zł	
	5 884 085 zł		105 000 zł	
	336 000 zł	Roczna oszczędność - uniknięcie zakupu en-el od sprzedawcy i ograniczenie kosztów dystrybucji. (oszczędność to 1 120 zł/MWh) – odpowiednio krok I, krok II, krok III, krok IV, krok V		
	2 381 129 zł			
	2 425 920 zł			
	4 033 120 zł			
	4 590 331 zł			
	- zł	Odsetkowe tarcze podatkowe		
Likwidacyjna – nieuwzględnione w analizach	- zł	Przychód z tytułu sprzedaży złomu	- zł	Koszt wykonania prac demontażu urządzeń

W analizie opłacalności nie uwzględniono ewentualnych przychodów możliwych do uzyskania z tytułu białych certyfikatów oraz unikniętych kosztów związanych z niezbędnymi remontami i/lub odtworzeniem obecnej infrastruktury. Ponadto analiza nie uwzględnia, z uwagi na obecny stan prawny, potencjalnych kar dla Przedsiębiorstwa związanych z nieosiągnięciem statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

Nie zakłada się wzrostu zatrudnienia w związku z realizacją przedmiotowej inwestycji ani też redukcji obecnego.

Dane zagregowane w Tabela 47 stanowią podstawę do przeprowadzenia bezwzględnego rachunku efektywności inwestycji.

13.7 Efektywność ekonomiczna inwestycji

13.7.1 Metodyka procesu oceny opłacalności

Metodyka procesu oceny opłacalności inwestycji została opisana w rozdziale 10.3.1

13.7.2 Ocena efektywności ekonomicznej planowanej inwestycji

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

- Identyfikacja, pomiar i przyporządkowanie korzyści i kosztów planowanej inwestycji szczegółowo omówiono w rozdziale 10.2 Rozpoznanie, pomiar i wycena korzyści i kosztów inwestycji.
- Zgodnie z obowiązującymi standardami miarą opłacalności inwestycji są dyskontowe wskaźniki opłacalności. Głównym wskaźnikiem opłacalności jest wartość bieżąca netto po zakończeniu eksploatacji obiektu NPV i wewnętrzna stopa zwrotu kapitału inwestycyjnego IRR.

Interesariuszem, dla którego zrealizowana będzie analiza jest właściciel firmy lub spółki celowej (nie są brane pod uwagę interesy Państwa i dostawców kapitału).

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

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

gdzie:

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

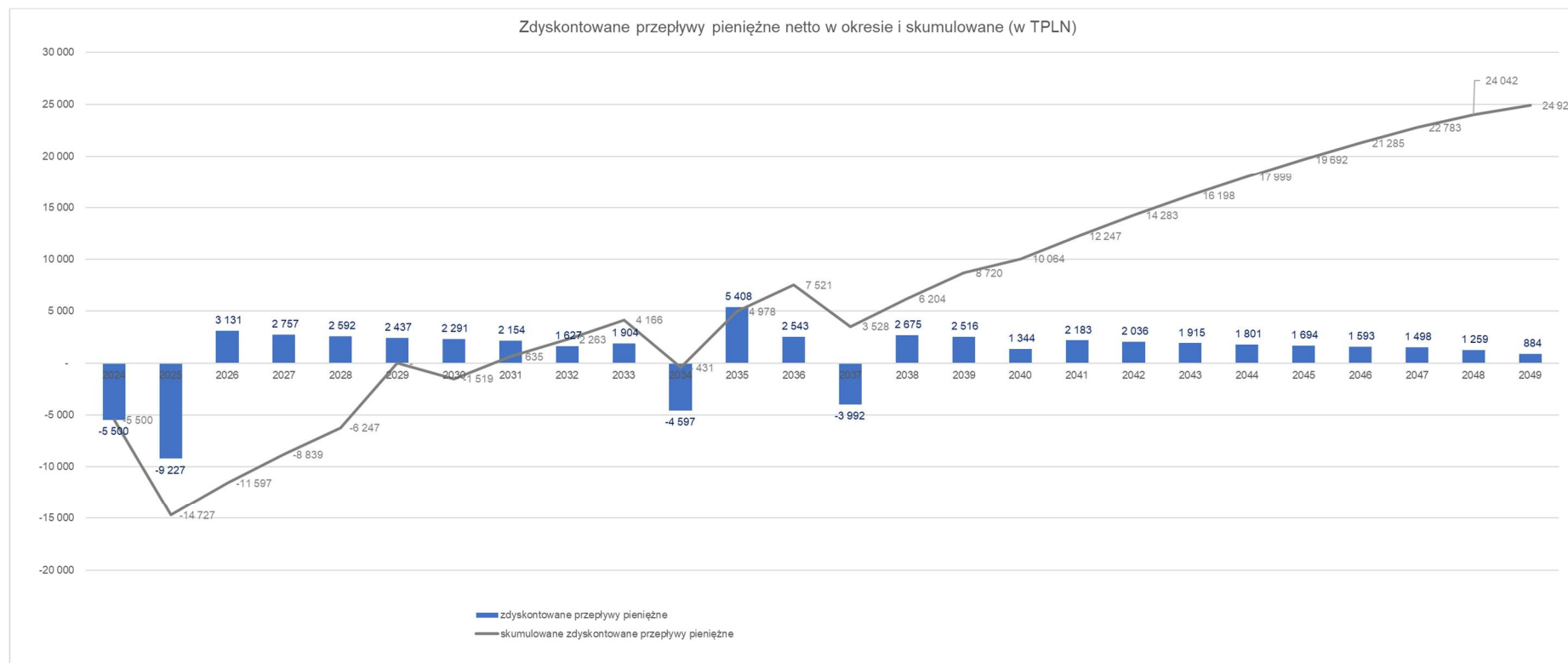
k_{EL} – stopa dyskonta przyjęta wg wyceny kosztu kapitału przedsiębiorstwa

U – udział poszczególnych źródeł finansowania obcego.

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

Tabela 64 Wyniki opłacalności inwestycji dla projektu.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Przychody razem	6 462 136	5 918 960	7 156 796	7 153 632	7 150 468	7 146 468	7 144 140	7 140 976	7 137 812	7 134 648	6 655 083	6 651 919	6 648 755	6 507 296	6 504 134	6 500 970	6 897 806	6 894 642	6 891 478	6 888 314	6 885 150	6 881 986	6 878 822	6 875 658	6 872 494	
Przychody ze sprzedaży e.e	4 574 969	3 296 763	4 534 600	4 531 436	4 528 272	4 525 108	4 521 944	4 518 780	4 515 616	4 512 452	3 504 786	3 501 624	3 498 460	3 466 953	3 463 789	3 460 625	3 457 461	3 454 297	3 451 133	3 447 969	3 444 805	3 441 641	3 438 477	3 435 313	3 432 149	
Przychody z dyktów do sprzedaży e.e	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	
Przychody ze sprzedaży ciepła z pozyskanych inwestycji	882 110	1 587 139	1 587 139	1 587 139	1 587 139	1 587 139	1 587 139	1 587 139	1 587 139	1 587 139	2 115 236	2 115 236	2 115 236	2 115 236	2 405 267	2 405 267	2 405 267	2 405 267	2 405 267	2 405 267	2 405 267	2 405 267	2 405 267	2 405 267	2 405 267	
Przychody z tytułu białych certyfikatów	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Koszty razem	7 196 182	3 923 266	4 179 647	4 179 647	4 179 647	4 179 647	4 179 647	4 179 647	4 179 647	4 179 647	1 769 613	1 769 613	1 769 613	1 955 909	1 955 909	5 054 243	1 323 409	1 056 743	1 056 743	1 056 743	1 056 743	1 056 743	1 056 743	1 056 743	1 056 743	
Amortyzacja	201 667	632 500	899 167	899 167	899 167	899 167	899 167	899 167	899 167	899 167	1 330 000	1 330 000	1 330 000	2 270 000	2 270 000	2 068 333	1 637 500	1 370 833	1 370 833	1 370 833	1 370 833	1 370 833	1 370 833	1 370 833	1 370 833	
Koszty zakupu gazu na potrzeby agregatu	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	
Koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompy ciepła	-	82 594	54 800	54 800	54 800	54 800	54 800	54 800	54 800	54 800	54 800	54 800	54 800	54 800	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	
Koszty remontu generalnego agregatu i pomp	-	-	-	-	-	-	-	-	800 000	0	0	0	0	0	0	0	3 300 000	0	0	0	0	0	0	0	800 000	
Koszty serwisu agregatu i pomp	280 000	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	315 416	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	350 833	
Koszty serwisu instalacji fotowoltaicznej	-	0	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	
Koszty ubezpieczenia majątku	12 500	37 500	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	75 000	75 000	75 000	75 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	
Ukryte koszty zakupu e.e	-336 000	-2 381 129	-2 425 920	-2 425 920	-2 425 920	-2 425 920	-2 425 920	-2 425 920	-2 425 920	-2 425 920	-4 033 120	-4 033 120	-4 033 120	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	
Ukryte koszty zużycia węgla w związku z inwestycjami w infrastrukturę	-2 081 535	-3 883 186	-3 883 186	-3 883 186	-3 883 186	-3 883 186	-3 883 186	-3 883 186	-3 883 186	-3 883 186	-5 177 250	-5 177 250	-5 177 250	-5 177 250	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	
Wynik brutto	-734 045	1 995 693	2 977 149	2 973 985	2 970 821	2 967 657	2 964 493	2 961 329	2 958 165	2 955 001	4 885 470	4 882 306	4 879 142	4 951 388	4 948 224	1 846 727	5 574 396	5 837 879	5 834 735	5 831 571	5 828 407	5 825 243	5 822 079	5 818 915	5 815 751	
podatek	0	379 182	565 658	565 057	564 456	563 855	563 254	562 652	562 051	561 450	928 236	927 636	927 037	940 764	940 163	350 876	1 059 135	1 109 201	1 108 600	1 107 998	1 107 397	1 106 796	1 106 195	1 105 594	1 104 993	
wynik netto	-734 045	1 616 512	2 411 490	2 408 928	2 406 365	2 403 802	2 401 239	2 398 676	2 396 113	2 393 551	3 957 234	3 954 668	3 952 105	4 010 624	4 008 062	1 495 851	4 515 261	4 728 678	4 726 135	4 723 572	4 721 010	4 718 447	4 715 884	4 713 321	4 710 758	
Nakład	-5 500 000	-11 750 000	-4 000 000								-11 750 000			-14 100 000												
Wzrost z dyktów		2 475 000	5 267 500								5 267 500			5 264 668												
Przebieg netto	-5 500 000	-9 807 379	3 316 512	3 310 657	3 306 794	3 302 931	3 302 969	3 300 406	3 298 843	3 296 280	-8 457 263	10 574 731	5 264 668	-8 817 895	6 280 624	6 278 062	3 564 182	6 152 781	6 099 531	6 096 969	6 094 406	6 091 843	6 089 280	6 086 717	6 084 154	
stopa dyskontowa	6,29%																									
współczynnik dyskonta	1,000	0,941	0,886	0,833	0,784	0,737	0,694	0,653	0,614	0,578	0,544	0,511	0,481	0,453	0,426	0,401	0,377	0,355	0,334	0,314	0,295	0,276	0,258	0,240	0,223	
zyskowność dyskonta	-5 500 000	-9 227 429	3 130 622	2 757 365	2 382 322	2 007 279	1 632 236	1 257 193	882 150	507 107	-1 107 236	-2 543 026	-3 987 976	-5 432 926	-6 877 876	-8 322 826	-9 767 776	-11 212 726	-12 657 676	-14 102 626	-15 547 576	-16 992 526	-18 437 476	-19 882 426	-21 327 376	
skumulowane zyskowność	-5 500 000	-14 727 429	-11 596 807	-8 466 185	-5 335 563	-2 204 941	925 901	2 855 854	5 786 807	8 717 760	11 648 713	14 579 666	17 510 619	20 441 572	23 372 525	26 303 478	29 234 431	32 165 384	35 096 337	38 027 290	40 958 243	43 889 196	46 820 149	49 751 102	52 682 055	
przebieg przepływy	-5 500 000	-14 727 429	-11 596 807	-8 466 185	-5 335 563	-2 204 941	925 901	2 855 854	5 786 807	8 717 760	11 648 713	14 579 666	17 510 619	20 441 572	23 372 525	26 303 478	29 234 431	32 165 384	35 096 337	38 027 290	40 958 243	43 889 196	46 820 149	49 751 102	52 682 055	
NPV	24 925 857,24																									
IRR	12%																									



Wykres 42 Przepływy pieniężne netto w okresie i skumulowane (w TPLN).

Różnice w wysokości zdyskontowanych przepływów pieniężnych wyraźnie obrazują następujące kroki inwestycji:

- rok 0 – wydatek na agregat kogeneracyjny 1,051 MWt,
- rok 1 – wydatek na pompy ciepła na ściekach 1,25 MWt,
- rok 2 – wydatek na instalację PV – 1,0 MW_e,
- rok 10 – wydatek na pompy ciepła na ściekach 1,25 MWt,
- rok 13 – wydatek na powietrzne i wodne pompy ciepła 1,5 MWt,

W roku następującym po dokonaniu nakładów inwestycyjnych założono wpływ z dotacji dla agregatu kogeneracyjnego oraz pomp ciepła na ściekach w wysokości 45% ich wartości.

W analizie oprócz dotacji założono następujące finansowanie:

- finansowanie obce w wysokości 55% nakładów netto pochodzących z kredytu preferencyjnego,
- 100% na sfinansowanie wydatku dotyczącego podatku VAT pochodzących z kredytu komercyjnego,
- 100% na sfinansowanie wydatku dotyczącego nakładów na instalację PV oraz nakładów na powietrzne i wodne pompy ciepła pochodzących z kredytu komercyjnego.

Na opłacalność inwestycji nie wpływają koszty związane z pozyskaniem finansowania zewnętrznego. Jednakże mają one istotny wpływ na symulowany rachunek wyników Przedsiębiorstwa oraz rachunek przepływów pieniężnych, co obrazują tabele poniżej.

Tabela 65 Symulacja wpływu na wynik

Simulacja wpływu na wynik	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Przychody razem	6 462 136	5 918 960	7 156 796	7 153 632	7 150 468	7 147 304	7 144 140	7 140 976	7 137 812	7 134 648	6 655 083	6 651 919	6 648 755	6 907 298	6 904 134	6 900 970	6 897 806	6 894 642	6 891 478	6 888 314	6 885 150	6 881 986	6 878 822	6 875 658	6 872 494
Przychody ze sprzedaży e.e	4 574 969	3 296 763	4 534 600	4 531 436	4 528 272	4 525 108	4 521 944	4 518 780	4 515 616	4 512 452	3 504 788	3 501 624	3 498 460	3 466 953	3 463 789	3 460 625	3 457 461	3 454 297	3 451 133	3 447 969	3 444 805	3 441 641	3 438 477	3 435 313	3 432 149
Przychody z dopłaty do sprzedaży e.e	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057	1 035 057
Przychody ze sprzedaży ciepła z poczynionych inwestycji	852 110	1 587 139	1 587 139	1 587 139	1 587 139	1 587 139	1 587 139	1 587 139	1 587 139	1 587 139	2 115 238	2 115 238	2 115 238	2 405 287	2 405 287	2 405 287	2 405 287	2 405 287	2 405 287	2 405 287	2 405 287	2 405 287	2 405 287	2 405 287	2 405 287
Przychody z tytułu białych certyfikatów	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Koszty operacyjne razem	7 296 182	4 189 933	4 446 314	4 446 314	4 446 314	4 446 314	4 446 314	4 446 314	4 446 314	4 446 314	2 036 279	2 036 279	2 036 279	2 422 576	2 222 576	2 020 909	1 590 076	1 323 409	1 323 409	1 323 409	1 323 409	1 323 409	1 323 409	1 323 409	1 223 409
Amortyzacja	201 667	632 500	899 167	899 167	899 167	899 167	899 167	899 167	899 167	899 167	1 330 000	1 330 000	1 330 000	2 270 000	2 270 000	2 068 333	1 637 500	1 370 833	1 370 833	1 370 833	1 370 833	1 370 833	1 370 833	1 370 833	1 370 833
agregatu	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550	9 119 550
Koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby pompy ciepła	0	82 594	54 600	54 600	54 600	54 600	54 600	54 600	54 600	54 600	54 600	54 600	54 600	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443	492 443
Rezerwa na koszty remontu generalnego agregatu	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000
Rezerwa na koszty remontu generalnego pomp	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	368 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667	166 667
Koszty serwisu	280 000	315 416	365 416	365 416	365 416	365 416	365 416	365 416	365 416	365 416	400 833	400 833	400 833	443 332	443 332	443 332	443 332	443 332	443 332	443 332	443 332	443 332	443 332	443 332	443 332
Koszty ubezpieczenia majątku	12 500	37 500	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000	75 000	75 000	75 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000	105 000
Uniknięty koszt zakupu e.e	-336 000	-2 381 129	-2 425 920	-2 425 920	-2 425 920	-2 425 920	-2 425 920	-2 425 920	-2 425 920	-2 425 920	-4 033 120	-4 033 120	-4 033 120	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331	-4 590 331
Uniknięty koszt zużycia węgla w związku z inwestycjami w infrastrukturę	-2 081 535	-3 883 166	-3 883 166	-3 883 166	-3 883 166	-3 883 166	-3 883 166	-3 883 166	-3 883 166	-3 883 166	-5 177 250	-5 177 250	-5 177 250	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085	-5 884 085
Koszty finansowe	367 557	1 066 749	1 313 996	1 169 069	1 024 143	879 217	734 291	589 364	444 438	299 512	853 217	671 130	819 050	1 982 274	1 763 088	1 543 902	1 324 715	1 105 529	886 342	667 156	447 970	298 646	149 323	0	0
Wynik brutto	-1 201 602	662 278	1 396 487	1 538 249	1 680 011	1 821 773	1 963 536	2 105 298	2 247 060	2 388 822	3 765 586	3 944 510	3 793 425	2 502 447	2 918 470	3 336 159	3 983 014	4 465 703	4 681 726	4 897 748	5 113 771	5 259 930	5 406 089	5 552 248	5 649 084
podatek	0	125 833	265 332	292 267	319 202	346 137	373 072	400 007	426 941	453 876	715 461	749 457	720 751	475 465	554 509	633 870	756 773	848 484	889 528	930 572	971 616	999 387	1 027 157	1 054 927	1 073 326
wynik netto	-1 201 602	536 445	1 131 154	1 245 981	1 360 809	1 475 636	1 590 464	1 705 291	1 820 119	1 934 946	3 050 125	3 195 053	3 072 675	2 026 982	2 363 960	2 702 288	3 226 242	3 617 220	3 792 198	3 967 176	4 142 154	4 260 543	4 378 932	4 497 321	4 575 758

Tabela 66 Symulacja Cash Flow

Okres	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	
Symulacja wpływu na Cash Flow																											
Nakład	-5 500 000	-11 750 000	-4 000 000								-11 750 000				-14 100 000												
VAT do zapłaty	-1 265 000	-2 702 500	-920 000								-2 702 500				-3 243 000												
Wpływ dotacji		2 475 000	5 287 500									5 287 500															
Kredyt - zaciągnięcie	4 290 000	9 165 000	4 920 000									9 165 000			17343000												
Spląty rat kredytowych		-429 000	-1 345 500	-1 837 500	-1 837 500	-1 837 500	-1 837 500	-1 837 500	-1 837 500	-1 837 500	-1 837 500	-2 325 000	-1 408 500		-916 500	-2 650 800	-2 650 800	-2 650 800	-2 650 800	-2 650 800	-2 650 800	-1 734 300	-1 734 300	-1 734 300	0	0	
Spląty odsetek od kredytu i zapłata prowizji	-18 975	-367 557	-1 066 749	-1 313 996	-1 169 069	-1 024 143	-879 217	-734 291	-589 364	-444 438	-299 512	-853 217	-671 130	-819 050	-1 982 274	-1 763 088	-1 543 902	-1 324 715	-1 105 529	-886 342	-667 156	-447 970	-298 646	-149 323	0	0	
Razem	-2 493 975	-3 609 057	2 875 251	-3 151 496	-3 006 569	-2 861 643	-2 716 717	-2 571 791	-2 426 864	-2 281 938	-7 424 512	2 109 283	-2 079 630	-1 735 550	-4 633 074	-4 413 888	-4 194 702	-3 975 515	-3 756 329	-3 537 142	-3 317 956	-2 182 270	-2 032 946	-1 883 623	0	0	
Przepływy pieniężne netto z inwestycji	0	-532 379	2 249 012	3 310 657	3 308 094	3 305 531	3 302 969	3 300 406	2 649 843	3 295 280	3 292 717	5 287 231	5 284 668	5 282 105	6 280 624	6 278 062	3 564 182	6 152 761	6 099 531	6 096 969	6 094 406	6 091 843	6 089 280	6 086 717	5 436 154	4 056 592	
Wpływ na CF razem	-2 493 975	-4 141 435	5 124 263	159 162	301 525	443 888	586 252	728 615	222 979	1 013 342	-4 131 795	7 396 514	3 205 038	3 546 555	1 647 550	1 864 174	-630 519	2 177 246	2 343 203	2 559 826	2 776 450	3 909 573	4 056 334	4 203 094	5 436 154	4 056 592	

W każdym roku, za wyjątkiem roku 1, strategiczne inwestycje wpływają na wzrost zysku Przedsiębiorstwa przy założeniu stałości cen oraz obowiązującego systemu wsparcia dla kogeneracji.

Mniej korzystnie przedstawia się wpływ inwestycji na płynność Spółki. W związku z powyższym rekomenduje się rozważenie pozyskania alternatywnych dróg finansowania dotyczących części nakładów, np. poprzez zwiększenie kapitału własnego Spółki, tzw. dokapitalizowanie lub finansowanie w formie leasingu. Ponadto w przypadku finansowania zewnętrznego pamiętać należy o konieczności zabezpieczenia zobowiązania. W przypadku instytucji bankowych stosowane są większe i bardziej kosztowne formy zabezpieczeń aniżeli np. w przypadku firm leasingowych, które finansują projekty bardziej rozwojowe aniżeli banki.

W przypadku inwestycji następujących po sobie w kolejnych latach, w tym przypadku mowa o inwestycji w agregat kogeneracyjny oraz w instalację PV, zalecane jest pozyskiwanie finansowania łącznego i uruchamianie transz wg potrzeb inwestycyjnych.

▪ Ekonomiczna interpretacja wyniku

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

Tabela 67 Posumowanie wyników analizy

Okres analizy	25 lat
Wartość inwestycji (łącznie krok I i krok II oraz krok III)	47 100 000 zł
Średnioroczne przychody operacyjne	6 887 255 zł
Średnioroczne koszty operacyjne	2 908 355 zł
Środki własne	- zł
Uzyskana dotacja	13 050 000 zł
Wartość kredytu preferencyjnego	15 950 000 zł
Wartość kredytu komercyjnego	11 590 000 zł
Oprocentowanie kredytu preferencyjnego	7,21%
Stopa dyskonta	6,29%
Średnioroczna amortyzacja	1 249 200 zł
NPV FCFE	24 925 857 zł
IRR	12%

Na podstawie metody NPV można zbudować obiektywne kryterium decyzyjne wykorzystywane w bezwzględny rachunku opłacalności inwestycji. Tak więc, zgodnie z ogólną regułą korzystności, dodatnia wartość NPV informuje o przewadze inwestycji rzeczowej nad kapitałową i oznacza, że inwestycja jest opłacalna. Bazując na wynikach zrealizowanych na potrzeby niniejszej inwestycji wynika, że powstaje nadwyżka, którą można

wykorzystać do finansowania kolejnych inwestycji w przyszłości, a także zwiększa się wartość rynkowa przedsiębiorstwa. W ocenie autora niniejszego opracowania bazując na danych dostarczonych przez przedstawicieli przedsiębiorstwa, na wynikach modelu szacującego potencjał rozwoju firmy oraz uwzględniając warunki funkcjonowania kogeneratów na rynku, a także prognozowanych cen zakupu gazu oraz sprzedaży energii elektrycznej planowana inwestycja generuje sumę wartości bieżącej przyszłych dodatnich przepływów pieniężnych wyższą od szacowanych nakładów i pozwala osiągnąć stopę zwrotu wyższą od alternatywnej stopy, jaką można by uzyskać z inwestycji o podobnym poziomie ryzyka i okresie zaangażowania kapitału. **Inwestycja przy zadanych parametrach analizy zwraca bardzo korzystne szacunki ekonomiczne i rekomenduje się jej realizację.**

13.8 Podsumowanie

Poniższa tabela przedstawia podsumowanie analizy finansowej wraz z wpływem zmian cen jednostkowych poszczególnych nośników energii na wynik analizy finansowej.

Tabela 68 Podsumowanie analizy finansowej wraz z wpływem zmian cen na wynik analizy finansowej

Parametr	Jednostka	Aktualne	Zmiana jednostkowa ceny zakupu gazu	Zmiana jednostkowa ceny zakupu węgla	Zmiana jednostkowa ceny sprzedaży en-el
Cena zakupu gazu z dystrybucją	zł/MWh	550	690	550	550
Cena zakupu energii elektrycznej z dystrybucją	zł/MWh	1 120	1 120	1 120	1 120
Cena zakupu węgla	zł/t	1 500	1 500	700	1 500
Cena sprzedaży energii elektrycznej	zł/MWh	700	700	700	300
Cena sprzedaży ciepła	zł/GJ	37,61	37,61	37,61	37,61
NPV	zł	24 925 857	1 004 619	440 383	2 432 522
IRR	%	11,74	0,43	0,22	0,95

W tabeli nie uwzględniono zmian ceny zakupu energii elektrycznej ze względu na znikomy wpływ na NPV i IRR (redukcja zużycia energii elektrycznej w wysokości 300 MWh generuje oszczędności na poziomie 336 000 zł rocznie)

Instalacja agregatu kogeneracyjnego wraz z pompami ciepła na ściekach, instalacją PV oraz powietrznymi i wodnymi pompami ciepła będzie korzystna pod względem ekonomicznym w perspektywie 25 lat w przypadku gdy:

- Wzrost ceny zakupu gazu nie przekroczy 25% względem ceny 550 zł/MWh, przy zachowaniu pozostałych cen na dotychczasowym poziomie,
- Obniżenie ceny zakupu węgla nie przekroczy 50% względem ceny 1 500 zł/t, przy zachowaniu pozostałych cen na dotychczasowym poziomie,
- Obniżenie ceny sprzedaży energii elektrycznej nie wyniesie więcej niż 50% względem ceny 700 zł/MWh, przy zachowaniu pozostałych cen na dotychczasowym poziomie,

W związku z powyższym największy wpływ na efektywność ekonomiczną przedsięwzięcia ma cena jednostkowa zakupu gazu ziemnego oraz cena sprzedaży energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej.

Wpływ ceny zakupu gazu na cenę sprzedaży ciepła, przy zachowaniu pozostałych cen na dotychczasowym poziomie został przedstawiony w tabeli poniżej.

Tabela 69 Wpływ ceny zakupu gazu na cenę sprzedaży ciepła

Parametr	Jednostka	Aktualne	Zmiana jednostkowa ceny zakupu gazu oraz ceny sprzedaży ciepła			
Cena zakupu gazu z dystrybucją	zł/MWh	550	585	620	655	690
Cena sprzedaży ciepła	zł/GJ	37,61	51,00	65,50	79,50	93,50
NPV	zł	24 925 857	25 624 773	26 875 156	27 877 130	28 879 104
IRR	%	11,74	11,61	11,72	11,72	11,72

Wzrost ceny zakupu gazu o ok. 6% znacząco wpływa na cenę sprzedaży ciepła przez Przedsiębiorstwo.

W celu zachowania NPV i IRR na poziomie zbliżonym do aktualnego należałoby podnieść cenę sprzedaży ciepła o ok. 14 zł za 1 GJ ciepła.

Wpływ ceny zakupu gazu na cenę sprzedaży energii elektrycznej, przy zachowaniu pozostałych cen na dotychczasowym poziomie został przedstawiony w tabeli poniżej.

Tabela 70 Wpływ ceny zakupu gazu na cenę sprzedaży energii elektrycznej

Parametr	Jednostka	Aktualne	Zmiana jednostkowa ceny zakupu gazu oraz ceny sprzedaży en-el			
Cena zakupu gazu z dystrybucją	zł/MWh	550	585	620	655	690
Cena sprzedaży energii elektrycznej	zł/MWh	700	800	900	1000	1100
NPV	zł	24 925 857	24 584 378	24 242 898	23 901 419	23 503 820
IRR	%	11,74	11,78	11,83	11,88	11,89

Wzrost ceny zakupu gazu o ok. 6% znacząco wpływa na cenę sprzedaży ciepła przez Przedsiębiorstwo.

W celu zachowania NPV i IRR oraz ceny sprzedaży ciepła na poziomie zbliżonym do aktualnego, należałoby wynegocjować u operatora sieci elektroenergetycznej cenę sprzedaży energii elektrycznej wyższą o ok. 100 zł za 1 MWh.

14 Biogazownia – dodatkowo rozważana technologia

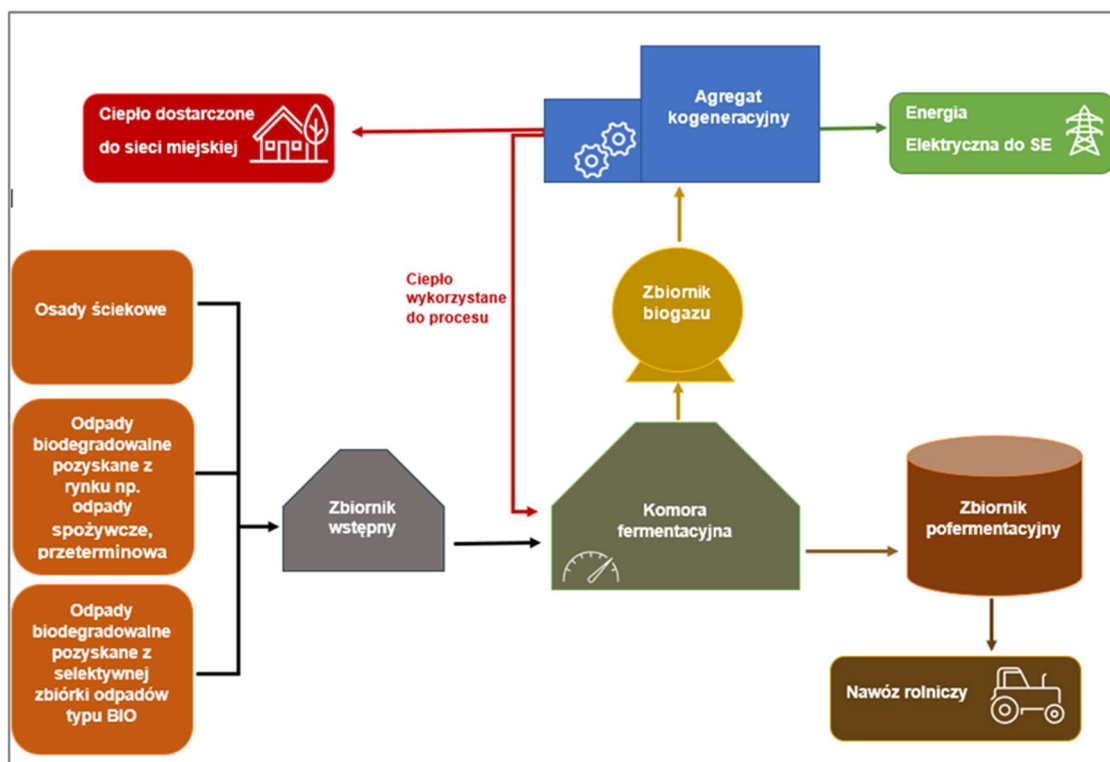
Na prośbę PEC Mława została przygotowana dodatkowa analiza uwzględniająca zastosowanie biogazu jako paliwa zasilającego agregat kogeneracyjny. Biogaz byłby produkowany w nowo wybudowanej biogazowni. Szczegóły niniejszego rozwiązania zostały przedstawione poniżej.

Rozważa się budowę biogazowni na terenie miasta Mława. Instalacja ta miałaby być zlokalizowana na terenie działek wcześniej przeznaczonych pod budowę docelowego źródła ciepła opisanego w Strategii.

Zakłada się wytwarzanie biogazu z odpadów za pomocą fermentacji termofilowej (fermentacja przebiega w zakresie temperatur 50-55°C).

W skład typowej biogazowni wchodzi:

- układ podawania odpadów,
- komory fermentacyjne,
- zbiornik magazynowy dla przefermentowanego substratu,
- zbiornik biogazu,
- agregat kogeneracyjny zasilany biogazem.



Rysunek 46 Schemat Produkcji biogazu (opracowanie własne).

14.1 Potencjał dla PEC Mława

W celu oceny potencjału związanego z budową biogazowni w mieście Mława pozyskano od przedstawiciela PEC następujące informacje:

- parametry technologiczne planowanej biogazowni
- powierzchnia instalacji oraz lokalizacja, w której ma zostać wybudowana biogazownia
- rodzaje i ilość odpadów jakie mogą zostać przetworzone w biogazowni
- typ technologii przetwarzania odpadów przewidziany do zastosowania w biogazowni
- przewidywane nakłady inwestycyjne związane z budową biogazowni.

Parametry technologiczne planowanej biogazowni przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 71 Parametry technologiczne planowanej biogazowni.

Parametry technologiczne planowanej biogazowni		
Zapotrzebowanie na biomasę/odpady	30 000 – 35 000	ton/rok
Ilość wytworzonego biometanu	2 100 000	m³/rok
Wartość opałowa metanu	35,73	MJ/m³
Moc cieplna jednostki CHP	1 000	kWt
Produkcja ciepła	25 000 – 30 000	GJ/rok
Powierzchnia instalacji oraz lokalizacja		
Powierzchnia	20 000 – 25 000	m²
Lokalizacja	teren przewidziany pod budowę nowego źródła	
Rodzaje i ilość odpadów jakie mogą zostać przetworzone w biogazowni		
Osady ściekowe z lokalnej Oczyszczalni Ścieków		
Odpady biodegradowalne pozyskane z rynku, np. odpady spożywcze, przeterminowana żywność		
Odpady biodegradowalne pozyskane z selektywnej zbiórki odpadów typu BIO		
Technologia przetwarzania odpadów		
Fermentacja termofilowa		
Nakłady inwestycyjne		
80 mln zł		

14.2 Podsumowanie

Poniższa tabela przedstawia porównanie rozwiązania docelowego z rozwiązaniem opierającym się na budowie biogazowni pod wyboru wariantu, który w najbardziej optymalny sposób pozwoli na uzyskanie przez PEC Mława statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.

Tabela 72 Porównanie rozwiązań.

Kryterium	Wariant docelowy	Wariant biogazownia	J
Źródła ciepła w stosie energetycznym	• Agregat kogeneracyjny • Pompy ciepła na ściekach • Instalacja PV • Powietrzne i wodne pompy ciepła • Istniejące kotły węglowe	• Agregat kogeneracyjny • Istniejące kotły węglowe	-
Produkcja energii elektrycznej z kogeneracji i OZE	7 740	6 300 – 7 500	MWh
Produkcja ciepła z kogeneracji i OZE	76 136	25 000- 30 000	GJ
Procent produkcji ciepła z kogeneracji i OZE	76 (42% OZE)	31- 37	%
Czy rozwiązanie pozwala osiągnąć status efektywnego systemu ?	TAK	NIE	
Teren pod inwestycję	20 000	20 000-25 000	m ²
Nakłady inwestycyjne	47,1	80	mln zł

Z godnie z powyższym można wywnioskować, że wariant docelowy rekomendowany w Strategii jest rozwiązaniem korzystnym pod kątem ilości wytworzonego ciepła i energii elektrycznej z kogeneracji i OZE. Wdrożenie tego wariantu pozwoli na uzyskanie przez PEC Mława statusu efektywnego systemu ciepłowniczego z zachowaniem dywersyfikacji źródeł ciepła oraz przy niższych nakładach inwestycyjnych niż w przypadku budowy biogazowni.

Rozwiązanie polegające na budowie biogazowni ogranicza PEC Mława do wykorzystywania jedynie dwóch rodzajów paliwa. Większa różnorodność paliw pozwoli na możliwość dostosowania konfiguracji urządzeń stanowiących źródło ciepła do aktualnych cen zakupu paliw. Należy mieć na uwadze, że znaczna część wyprodukowanego ciepła w agregacie kogeneracyjny zasilanym biogazem będzie wykorzystywana w procesie produkcji paliwa biogazowego.

Koszt wybudowania biogazowni jest prawie dwukrotnie wyższy niż koszt wariantu docelowego. Inwestycja ta nie zapewnia osiągnięcia przez PEC Mława statusu efektywnego systemu ciepłowniczego zgodnie z wymaganiami określonymi w programie Fit For 55. W tym przypadku należy rozważyć znalezienie dodatkowej lokalizacji do budowy kolejnych źródeł ciepła, które pozwoliłyby osiągnąć status efektywnego systemu ciepłowniczego przez PEC Mława.

15 SPIS RYSUNKÓW

Rysunek 1 Mapa stref klimatycznych Polski.	15
Rysunek 2 Usytuowanie kotłowni na terenie PEC Mława.	16
Rysunek 3 Źródła zaopatrzenia krajowego rynku gazu przez PGNiG SA.	38
Rysunek 4 Schematyczna mapa pogładowa Baltic Pipe.....	39
Rysunek 5 Udział ciepła dostarczonego z systemów efektywnych.	46
Rysunek 6 Efektywne systemy ciepłownicze w Polsce. Dane za rok 2015.	47
Rysunek 7 Liczba systemów efektywnych i nieefektywnych w 2016. Tabela opisuje systemy ciepłownicze, korzystające ze źródeł minimum 1 MW, które wprowadzają ciepło do sieci. ...	47
Rysunek 8 Wpływ struktury produkcji ciepła na wartość wskaźnika w_i (w_p).....	50
Rysunek 9 Dwukierunkowy przepływ energii elektrycznej w elektrociepłowni uczestniczącej w bilansowaniu KSE.	51
Rysunek 10 Filary PEP2040.....	55
Rysunek 11 Rodzaje geotermii i przykłady zastosowań.....	71
Rysunek 12 Mapa temperatury na głębokości 2 km.	72
Rysunek 13 Odwierty geologiczne w okolicy Mławy.	73
Rysunek 14 Kolektory płaskie.....	75
Rysunek 15 Kolektory próżniowe.	76
Rysunek 16 Średnia roczna ilość promieniowania słonecznego w Polsce.....	78
Rysunek 17 Schemat technologiczny obiegu Rankine'a z rekuperacją ciepła.	80
Rysunek 18 Schemat pracy sprężarkowej pompy ciepła.	83
Rysunek 19 Schemat pracy gazowej absencyjnej pompy ciepła.	84
Rysunek 20 Proces termicznej utylizacji odpadów.....	87
Rysunek 21 Typy systemów operacyjnych złoża fluidalnego.....	93
Rysunek 22 Złoże fluidalne w zależności od prędkości przepływu gazu.	94
Rysunek 23 Schematyczny proces termicznego przetwarzania odpadów.	96

Rysunek 24 Wizualizacja powstającego Portu Czystej Energii w Gdańsku – instalacji termicznego przetwarzania odpadów.	99
Rysunek 25 Budynek Miejskiego Zakładu Gospodarki Odpadami Komunalnymi w Koninie. 101	
Rysunek 26 Przykładowy ekran systemu zdalnych odczytów liczników.	104
Rysunek 27 Prezentacja danych w postaci wykresu.	105
Rysunek 28 Prezentacja danych w postaci mapy.	106
Rysunek 29 Prezentacja danych w postaci ekranów synoptycznych.	106
Rysunek 30 Przykładowy ekran systemu telemetrii z wykrytą awarią licznika ciepła.	109
Rysunek 31 Przykładowy widok systemu kontroli stanu instalacji alarmowej rur preizolowanych.	111
Rysunek 32 Technologia magazynowania energii za pomocą stopionej soli.	114
Rysunek 33 Magazynowanie ciepła w kawernach skalnych.	115
Rysunek 34 Technologia magazynowania energii za pomocą stopionego krzemu.	116
Rysunek 35 Magazynowanie energii w betonie.	117
Rysunek 36 Schemat działania magazynu energii stopu ze szczeliną mieszalności.	118
Rysunek 37 Działanie magazynu wykorzystującego adsorpcję.	121
Rysunek 38 Technologia magazynowania za pomocą molekularnego słonecznego systemu cieplnego.	122
Rysunek 39 Elektryczny grzejnik akumulacyjny.	123
Rysunek 40 Dwa bufory ciepła o całkowitej pojemności 300 m ³ umożliwiające elastyczną produkcję ciepła przez układ kogeneracji w EC Matarnia należącej do spółki GPEC.	127
Rysunek 41 Jeden z możliwych wariantów schematu technologicznego węzła z buforem ciepła na CWU, który pozwoli moderować zapotrzebowaniem na ciepło w systemie latem. 128	
Rysunek 42 Orientacyjne rozmieszczenie źródła ciepła w nowej lokalizacji.	155
Rysunek 43 Schemat bezwzględnego rachunku efektywności inwestycji.	165
Rysunek 45 Orientacyjne rozmieszczenie źródła ciepła w nowej lokalizacji.	195
Rysunek 45 Schemat Produkcji biogazu (opracowanie własne).	236

16 SPIS TABEL

Tabela 1 Warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego.....	8
Tabela 2 Realizacja wariantu docelowego z podziałem na etapy.	9
Tabela 3 Założenia ekonomiczne przyjęte w strategii.	10
Tabela 4 Dane dotyczące źródła ciepła.	16
Tabela 5 Konfiguracja pracy sieci ciepłowniczej i źródeł ciepła w latach 2018 i 2021.	18
Tabela 6 Konfiguracja pracy urządzeń zainstalowanych w kotłowni w roku 2021.	19
Tabela 7 Aktualnie zainstalowane źródło ciepła.....	20
Tabela 8 Roczne straty ciepła na przesyle.	24
Tabela 9 Zestawienie węzłów grupowych.....	24
Tabela 10 Zestawienie węzłów indywidualnych.	25
Tabela 11 Podział węzłów ze względu na funkcje.	26
Tabela 12 Największa moc zamówiona – węzły ciepłne.	27
Tabela 13 Zapotrzebowanie na moc elektryczną.....	32
Tabela 14 Zmienność indeksów PSCMI1 i PSCMI2 w 2021r.....	35
Tabela 15 Aktualna taryfa ciepła PEC Mława. Podane ceny są cenami netto.....	41
Tabela 16 Ośiem kierunków PEP2040.	56
Tabela 17 Zastawienie pomp ciepła możliwych do zastosowania w przedsiębiorstwie ciepłowniczym.	85
Tabela 18 Produkcja ciepła w latach 2018 i 2021 wraz z wyliczeniem progów uzyskania efektywnego systemu.....	125
Tabela 19 Warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego.....	130
Tabela 20 Rodzaje źródeł.....	131
Tabela 21 Wartości opałowe paliw uwzględnionych w koncepcji.	131
Tabela 22 Założenia ekonomiczne.	132
Założenia ekonomiczne:.....	132

*Warunki dostarczenia ścieków oczyszczonych zostaną ustalone z Oczyszczalnią na etapie projektowym	132
Tabela 23 Koszt netto za MWh i GJ wyprodukowanego ciepła.....	132
Tabela 24 Nakłady inwestycyjne na 1 MW.	132
Tabela 25 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła oraz koszt zakupu paliwa i koszt produkcji GJ ciepła dla ceny węgla 315 zł/Mg.	134
Tabela 26 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła oraz koszt zakupu paliwa i koszt produkcji GJ ciepła dla ceny węgla 460 zł/Mg.	134
Tabela 27 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła.	135
Tabela 28 Koszt produkcji GJ ciepła.....	136
Tabela 29 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła.	138
Tabela 30 Koszt produkcji GJ ciepła.....	138
Tabela 31 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła.	140
Tabela 32 Koszt produkcji GJ ciepła.....	140
Tabela 33 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła.	142
Tabela 34 Koszt produkcji GJ ciepła – realizowany pierwszy krok.....	143
Tabela 35 Koszt produkcji GJ ciepła – realizowany pierwszy krok.....	143
Tabela 36 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła.	145
Tabela 37 Koszt produkcji GJ ciepła – realizowany drugi krok.....	146
Tabela 38 Koszt produkcji GJ ciepła – realizowany drugi krok.....	146
Tabela 39 Podział produkcji ze względu na źródła ciepła.	148
Tabela 40 Koszt produkcji GJ ciepła – planowany kolejny krok.	149
Tabela 41 Koszt produkcji GJ ciepła – planowany kolejny krok.	149
Tabela 42 Podsumowanie wariantów przy cenie gazu 205 zł/MWh.....	151
Tabela 43 Podsumowanie wariantów przy cenie gazu 260 zł/MWh.....	152
Tabela 45 Identyfikacja korzyści i przychodów wynikających z realizacji projektu.....	161
Tabela 46 Identyfikacja kosztów wynikających z realizacji projektu oraz nakładów inwestycyjnych.	163

Tabela 47 Dane przyjęte do analizy opłacalności ekonomicznej inwestycji.....	164
Tabela 48 Wyniki opłacalności inwestycji dla projektu.	168
168	
Tabela 49 Symulacja wpływu Cash Flow.....	171
Tabela 50 Symulacja wpływu na wynik.....	171
Tabela 51 Posumowanie wyników analizy.....	172
Tabela 52 Budżet programu „Kogeneracja dla ciepłownictwa”.....	175
Tabela 53 Budżet programu „Digitalizacja sieci ciepłowniczych”.	177
Tabela 54 Założenia ekonomiczne	198
Tabela 55 Podział produkcji ciepła, koszty zakupu paliw oraz koszt wytworzenia GJ ciepła	
201	
Tabela 57 Procentowy podział produkcji ciepła ze względu na sposób wytwarzania	202
Tabela 58 Warunki dla efektywnego systemu ciepłowniczego.....	203
Tabela 59 Udział OZE w łącznej produkcji ciepła	203
Tabela 60 Budżet programu „Digitalizacja sieci ciepłowniczych”.	212
Tabela 61 Identyfikacja korzyści i przychodów wynikających z realizacji projektu.....	220
Tabela 64 Wyniki opłacalności inwestycji dla projektu.	228
Tabela 65 Symulacja wpływu na wynik.....	231
Tabela 66 Symulacja Cash Flow	231
Tabela 67 Posumowanie wyników analizy.....	232
Tabela 68 Podsumowanie analizy finansowej wraz wpływem zmian cen na wynik analizy finansowej	234
Tabela 69 Wpływ ceny zakupu gazu na cenę sprzedaży ciepła.....	235
Tabela 70 Wpływ ceny zakupu gazu na cenę sprzedaży energii elektrycznej.....	235
Tabela 71 Parametry technologiczne planowanej biogazowni.	237
Tabela 72 Porównanie rozwiązań.....	238

17 SPIS WYKRESÓW

Wykres 1 Wykres uporządkowany temperatury zewnętrznej.	17
Wykres 2 Miesięczna produkcja ciepła w latach 2018 i 2021.	20
Wykres 3 Średniomiesięczna sprawność wytwarzania ciepła w latach 2018 i 2021.	21
Wykres 4 Rzeczywista krzywa grzewcza w roku 2018.	22
Wykres 5 Rzeczywista krzywa grzewcza w roku 2021.	22
Wykres 6 Podział sieci ze względu na rodzaj technologii.	23
Wykres 7 Moc systemu ciepłowniczego w roku 2018.	28
Wykres 8 Moc systemu ciepłowniczego w roku 2021.	28
Wykres 9 Liczba stopniodni wyznaczonych dla PEC Mława w latach 2018 i 2021.	29
Wykres 10 Zapotrzebowanie na moc elektryczną.	31
Wykres 11 Wykres miesięcznego zużycia węgla w latach 2018 i 2021 oraz średnie zużycie z tych dwóch lat.	33
Wykres 12 Koszty netto zakupu węgla kamiennego w roku 2021.	34
Wykres 13 Miesięczne koszty energii elektrycznej.	34
Wykres 14 Ceny węgla dla ciepłownictwa.	36
Wykres 15 Obroty miesięczne i ceny średnioważone gazu w latach 2015-2021.	37
Wykres 16 Średnioważone ceny energii elektrycznej	40
Wykres 17 Przebieg zmienności zapotrzebowania na moc w ciepłe dla typowej doby lata (średnia z lat 2018 i 2021).	126
Wykres 18 Zależność między czasem ładowania bufora, a jego pojemności w funkcji mocy agregatu kogeneracyjnego.	127
Wykres 19 Wykres uporządkowany mocy	129
Wykres 20 Wykres uporządkowany mocy – średnia z lat 2018 i 2021.	129
Wykres 21 Wykres typowej doby lata w okresie letnim.	130
Wykres 22 Podział produkcji ciepła w stanie aktualnym.	133
Wykres 23 Wykres uporządkowany mocy - stan aktualny.	134

Wykres 24 Podział produkcji ciepła wariant pośredni A.	135
Wykres 25 Podział produkcji ciepła wariant pośredni B.	137
Wykres 26 Produkcja ciepła wariant pośredni C.	139
Wykres 27 Podział produkcji ciepła.	141
Wykres 28 Wykres uporządkowany mocy.	142
Wykres 29 Podział produkcji ciepła.	144
Wykres 31 Podział produkcji ciepła.	147
Wykres 32 Wykres uporządkowany mocy.	148
Wykres 33 Podział produkcji ciepła wariant docelowy.	150
Wykres 34 Wpływ zmiany ceny zakupu gazu na koszt produkcji i cenę sprzedaży GJ ciepła przy stałej cenie zakupu węgla oraz energii elektrycznej.	153
Wykres 35 Zapotrzebowanie na moc cieplną w miesiącach maj-wrzesień.	156
Wykres 36 Typowa doba lata wraz z cyklem współpracy agregatu kogeneracyjnego i akumulatora ciepła.	157
Wykres 37 Przepływy pieniężne netto w okresie i skumulowane (w TPLN).	169
Wykres 38 Godzinowa produkcja energii elektrycznej z fotowoltaiki w ciągu roku	196
Wykres 39 Wykres uporządkowany produkcji energii elektrycznej z fotowoltaiki	197
Wykres 40 Podział produkcji ciepła	199
Wykres 41 Wykres pracy urządzeń	200
Wykres 42 Przepływy pieniężne netto w okresie i skumulowane (w TPLN).	229