

STUDIUM WYKONALNOŚCI

Budowa ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu wraz
z otworem zatłaczającym Sieradz GT-2

PRZEDSIĘBIORSTWO ENERGETYKI CIEPLNEJ Spółka z o.o.

ul. Spółdzielcza 4, 98-200 Sieradz

KRS: 0000164397

SPIS TREŚCI

SPIS TREŚCI	2
WSTĘP4	
1. INFORMACJE O WNIOSKODAWCY	5
1.1. Forma prawna wnioskodawcy	5
1.2. Posiadane koncesje (zezwolenia i struktura własnościowa obecna i planowana)	6
1.3. Podmioty odpowiedzialne za realizację (beneficjent, podmioty upoważnione do ponoszenia wydatków kwalifikowanych – o ile dotyczy)	7
1.4. Model instytucjonalny: w czasie realizacji i funkcjonowania przedsięwzięcia	7
2. PRZEDMIOT STUDIUM WYKONALNOŚCI	7
3. OPIS PROJEKTU	8
3.1. Zakres projektu.....	8
3.2. Analiza rynku dla produktów energetycznych, surowców i nośników energetycznych...	11
3.3. Lokalizacja oraz planowany obszar oddziaływania projektu.....	15
3.4. Opis celów projektu	16
3.5. Ilościowe parametry realizacji projektu, w tym wskaźniki produktu i rezultatu.....	16
3.6. Opis strony technicznej projektu oraz koszty jednostkowe.....	19
3.7. Organizacja, koszty ogólnozakładowe i zasoby personalne	26
3.8. Harmonogram realizacji projektu.....	28
3.9. Zgodność projektu z polityką sektorową Polski i UE, w tym komplementarność z innymi działaniami/programami wspólnotowymi lub/i krajowymi, wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Polski, zgodność projektu z Strategią ZIT oraz Planem Gospodarki Niskoemisyjnej, programem rewitalizacji (o ile dotyczy), itd.	28
4. OPIS ISTNIEJĄCEGO SYSTEMU	32
4.1. Struktura organizacyjna systemu z uwzględnieniem podziału kompetencji, współzależności, odpowiedzialności i struktury własności; opis techniczny systemu zarządzanego przez beneficjenta	32
4.2. Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej (parametry ilościowe i jakościowe energii elektrycznej i ciepła/lub zdolności przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej w istniejącym systemie)	39
5. ANALIZA POPYTU	40
6. DEFINIOWANIE OSTATECZNEGO ZAKRESU PROJEKTU	43
6.1. Analiza potrzeb inwestycyjnych	43
6.2. Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do oceny technicznej systemu	43
6.3. Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do planowanego popytu na produkty/usługi	44
6.4. Opis potrzeb inwestycyjnych związanych z uporządkowaniem, racjonalizacją i minimalizacją negatywnego wpływu na środowisko funkcjonowania istniejących obiektów; identyfikacja niezbędnych działań dla zniwelowania zidentyfikowanych braków i wypełnienia potrzeb systemu – określenie zakresu niezbędnych inwestycji	44
7. ANALIZA OPCJI (W TYM TECHNICZNYCH)	45
7.1. Zakres i metodyka analizy	45
7.2. Analiza wykonalności (identyfikacja możliwych rozwiązań lokalizacyjnych i technologicznych, w tym wariantów poddanych analizie podczas oceny oddziaływania na środowisko)	45
7.3. Analiza opcji.....	61
7.3.1 Analiza strategiczna – zidentyfikowanie najbardziej korzystnych rozwiązań (analiza jakościowa)	61
7.3.2 Analiza rozwiązań technologicznych (analiza opcji ilościowa).....	62
Porównanie wariantów rozbudowy ciepłowni CM1	62
7.3.4 Finansowe i ekonomiczne porównanie rozważanych opcji	66
7.3.5 Porównanie rozważanych opcji pod względem środowiskowym (uwzględniając wpływ oraz odporność na zmianę klimatu i zagrożenia związane z klęskami żywiołowymi).....	66

7.4.	Wybór najlepszego rozwiązania spośród rozważanych opcji wraz z uzasadnieniem dokonanego wyboru	69
8.	ANALIZA ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO	69
8.1.	Zgodność projektu z politykami ochrony środowiska	69
8.2.	Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko (OOŚ)	72
8.3.	Strategiczne oceny oddziaływania na środowisko	72
8.4.	Ilościowe parametry ingerencji w środowisko w formie liczbowej, a także podanie skutków unikniętych emisji, również w postaci liczbowej	73
9.	PLAN WDROŻENIA I EKSPLOATACJI PROJEKTU	75
9.1.	Zakres poszczególnych kontraktów wraz z zaproponowanymi procedurami kontraktowymi	75
9.2.	Harmonogram ogłaszania przetargów, podpisywania kontraktów	75
9.3.	Harmonogram realizacji przedsięwzięcia	76
9.4.	Plan płatności	78
10.	ANALIZA FINANSOWA	78
10.1.	Założenia makroekonomiczne	78
10.2.	Plan inwestycyjny z rozbiem na nakłady kwalifikowane i niekwalifikowane	82
10.3.	Plan finansowania przedsięwzięcia	84
10.4.	Prognoza przychodów oraz kosztów w analizowanym okresie - dla wariantu inwestycyjnego i bezinwestycyjnego	85
10.5.	Polityka taryf i opłat	94
10.6.	Przedstawienie sytuacji finansowej Wnioskodawcy w okresie bieżącym oraz za trzy lata wstecz	94
10.7.	Prognoza sprawozdań finansowych	99
10.8.	Analiza wskaźnikowa	105
10.9.	Poziom dofinansowania oraz wskaźniki efektywności finansowej	106
10.10.	Analiza finansowej trwałości inwestycji	110
10.11.	Syntetyczna ocena wyników analizy finansowej	114
11.	ANALIZA SPOŁECZNO- EKONOMICZNA	115
11.1.	Metodyka analizy kosztów i korzyści (analizy ekonomicznej)	115
11.2.	Analiza kosztów związanych z realizacją przedsięwzięcia z punktu widzenia społeczności (jakościowa i ilościowa)	115
11.3.	Analiza korzyści związanych z realizacją przedsięwzięcia z punktu widzenia społeczności (jakościowa i ilościowa), w tym skutki przedsięwzięcia dla zatrudnienia	115
11.4.	Analiza ekonomiczna (o ile dotyczy)	116
12.	ANALIZA RYZYKA I WRAŻLIWOŚCI	117
12.1.	Identyfikacja istotnych dla realizacji projektu zmiennych i prezentacja wpływu ich zmian na podstawowe wskaźniki efektywności finansowej i ekonomicznej przedsięwzięcia .	117
12.2.	Wskazanie zmiennych krytycznych projektu wraz z prezentacją przyjętych kryteriów do ich wskazania	119
12.3.	Identyfikacja kluczowych dla realizacji projektu czynników ryzyka, w tym: formalno- instytucjonalnych, ekologiczno- technicznych, społecznych oraz finansowych	119
12.4.	Jakościowa analiza ryzyka	119
12.4.1	Lista ryzyk, na które narażony jest projekt	119
12.4.2	Matryca ryzyka, zawierająca ustalenie poziomu ryzyka stanowiącego wypadkową prawdopodobieństwa danego ryzyka i stopnia jego wpływu na projekt	119
12.4.3	Identyfikacja działań zapobiegawczych i minimalizujących	121
12.4.4	Interpretacja matrycy ryzyk, w tym ocena ryzyk rezydualnych, czyli ryzyk nadal pozostałych po zastosowaniu działań zapobiegawczych i minimalizujących	121
13.	STRESZCZENIE	122

WSTĘP

Przedmiotem niniejszego opracowania jest kompleksowa analiza możliwości zrealizowania inwestycji polegającej na budowie ciepłowni geotermalno-biomasowej wraz z otworem zatłaczającym SIERADZ GT-2 przez Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Sieradzu. Studium to ma służyć jako załącznik do wniosku o dofinansowanie, składanego w ramach naboru w trybie konkursowym Działanie 1.1.Wspieranie wytwarzania i dystrybucji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych Poddziałanie 1.1.1.Wspieranie inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej Konkurs nr POIS.01.01.01-IW.03-00-005/19

Dokument sporządzono według stanu wiedzy na 8 maja 2019 roku.

TERMINOLOGIA I SKRÓTY STOSOWANE W OPRACOWANIU:

- *Wnioskodawca, Inwestor, Spółka lub Firma* – PRZEDSIĘBIORSTWO ENERGETYKI CIEPŁNEJ Spółka z o.o. z siedzibą w Sieradzu;
- *Przedsięwzięcie, projekt lub inwestycja* – przedsięwzięcie pod nazwą „**Budowa ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu wraz z otworem zatłaczającym Sieradz GT-2**”, opisane w niniejszym studium wykonalności oraz we wniosku o dofinansowanie, dotyczące budowy ciepłowni geotermalno-biomasowej wraz z otworem zatłaczającym SIERADZ GT-2 na potrzeby systemu ciepłowniczego miasta Sieradz;
- *Nabór* - nabór w trybie konkursowym wniosków o dofinansowanie projektów w ramach **Działania 1.1.Wspieranie wytwarzania i dystrybucji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych Poddziałanie 1.1.1.Wspieranie inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej nr POIS.01.01.01-IW.03-00-005/19**;
- *POIS* - Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020;

1. INFORMACJE O WNIOSKODAWCY

1.1. Forma prawna wnioskodawcy

Tabela. Dane Wnioskodawcy

Nazwa (Firma, pod którą działa Spółka)	PRZEDSIĘBIORSTWO ENERGETYKI CIEPLNEJ Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
Siedziba	Sieradz gmina: Sieradz powiat: sieradzki województwo: łódzkie
Adres	98-200 Sieradz ul. Spółdzielcza 4
numer KRS	0000164397
numer REGON	730203940
numer NIP	8271006473
Oznaczenie formy prawnej	spółka z ograniczoną odpowiedzialnością

KRÓTKA HISTORIA FUNKCJONOWANIA WNIOSKODAWCY NA RYNKU

Powstanie Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Sieradzu wiąże się z rokiem 1978. W 1978 roku Wojewoda Sieradzki utworzył Rejonowy Oddział Energetyki Ciepłej w Zduńskiej Woli, a ten z kolei powołał w 1983 r. Zakład Terenowy w Sieradzu i Wieluniu. W roku 1983 rozpoczął się proces likwidacji zbędnych kotłowni lokalnych i podłączania obiektów do sieci miejskiej. Ukończono w Sieradzu budowę kotłowni przy ul. Spółdzielczej, a w 1986 r. przekazano do eksploatacji nowopowstałą Ciepłownię Miejską przy ul. Zachodniej.

W dniu 14.09.1991 r. dokonano rejestracji Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Sieradzu, które z dniem 28.06.1995 r. stało się jednoosobową spółką Skarbu Gminy i przyjęło nazwę Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością.

Do powstałej w wyniku niniejszego przekształcenia spółki stosuje się przepisy kodeksu spółek handlowych. Spółka działa na podstawie przepisów Kodeksu spółek handlowych ze zmianami wynikającymi z ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz.U. Nr 9, poz.43 z późn. zm.) oraz stosowanych odpowiednio przepisów działu IV ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych (Dz.U. Nr 118, poz.561 z późn. zm.).

Spółka działa na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej i za granicą. Czas trwania Spółki jest nieograniczony. Zadaniem spółki jest przede wszystkim zapewnienie ciągłości i powszechnej dostępności dostaw energii ciepłej dla celów centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla Miasta Sieradza oraz gazu na cele bytowe dla odbiorców Miasta Sieradza.

PEC Sp. z o. o. w Sieradzu jest spółką prawa handlowego, której 100% udziałów należy do Gminy Miasta Sieradz.

Zgodnie z umową spółki oraz wpisem do rejestru sądowego przedmiotem działalności spółki jest:

PRZEDMIOT PRZEWAŻAJĄCEJ DZIAŁALNOŚCI:

- 35 30 Z Wytwarzanie i zaopatrywanie w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych,

POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ PRZEDSIĘBIORCY

- 43 22 Z Wykonywanie instalacji wodno-kanalizacyjnych, ciepłych i klimatyzacyjnych,
- 35 22 Z Dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym
- 35 23 Z Handel paliwami gazowymi w systemie sieciowym
- 49 41 Z Transport drogowy towarów
- 42 21 Z Roboty związane z budową rurociągów przesyłowych i sieci rozdzielczych,
- 71 11 Z Działalność w zakresie architektury
- 47 52 Z Sprzedaż detaliczna drobnych wyrobów metalowych, farb i szkła prowadzona w wyspecjalizowanych sklepach
- 46 74 Z Sprzedaż hurtowa wyrobów metalowych oraz sprzętu i dodatkowego wyposażenia hydraulicznego i grzejnego
- 70 21 Z Stosunki międzyludzkie (public relations) i komunikacja

W 2018 r. spółka osiągnęła 24 mln obrotów przy sumie bilansowej na poziomie 30,2 mln zł. Zatrudnienie w spółce wyniosło na koniec 2018 r. 96 pracowników. Niniejsze przedsięwzięcie będzie realizowane samodzielnie przez Wnioskodawcę, bez dodatkowych partnerów.

1.2. Posiadane koncesje (zezwożenia i struktura własnościowa obecna i planowana)

Spółka posiada koncesję z dnia 5 listopada 1998 r. na wytwarzanie ciepła a także koncesję na przesyłanie i dystrybucję ciepła

Koncesja na przesyłanie i dystrybucję ciepła Urzędu Regulacji Energetyki – Decyzja nr PCC/604/249/U/OT-4/98/WL.

Koncesja na wytwarzanie ciepła Urzędu Regulacji Energetyki – Decyzja nr WCC/576/249/u/OT-4/98/WL.

Inwestor posiada oświadczenie Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska w Łodzi z dnia 23 kwietnia 2019 r. stwierdzające, że przedmiotowa inwestycja prawdopodobnie nie wywrze istotnego wpływu na obszar Natura 2000.

Wnioskodawca jest obecnie na etapie składania wniosku niezbędnego do wydania koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji.

1.3. Podmioty odpowiedzialne za realizację (beneficjent, podmioty upoważnione do ponoszenia wydatków kwalifikowanych – o ile dotyczy)

Podmiotem odpowiedzialnym za realizację projektu będzie wnioskodawca to jest PEC Sp. z o. o. z siedzibą w Sieradzu.

1.4. Model instytucjonalny: w czasie realizacji i funkcjonowania przedsięwzięcia

Zaplanowany model instytucjonalny przedsięwzięcia zakłada, że jedynym podmiotem odpowiedzialnym za realizację przedsięwzięcia, wchodzącym w prawa i obowiązki ewentualnego beneficjenta dotacji, zleceniodawcy kontraktów, upoważnionego do ponoszenia wydatków kwalifikowanych, będzie Wnioskodawca, to jest PEC Sp. z o. o. z siedzibą w Sieradzu.

STRUKTURA WŁASNOŚCIOWA AKTYWÓW W TRAKCIE REALIZACJI PROJEKTU ORAZ W OKRESIE FUNKCJONOWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA

Właścicielem aktywów, powstałych w wyniku realizacji Przedsięwzięcia, będzie Wnioskodawca. W okresie trwałości przedsięwzięcia nie będą dokonane żadne zmiany w zakresie struktury własnościowej aktywów powstałych w wyniku realizacji przedsięwzięcia. Zakłada się, że takowe zmiany nie będą również dokonane w okresie do 20 lat od daty rozpoczęcia realizacji przedsięwzięcia, czyli do 2039 roku.

SPOSÓB REALIZACJI PRZEPŁYWÓW FINANSOWYCH ZWIĄZANYCH Z PLANOWANĄ STRUKTURĄ FINANSOWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA

Jedynym podmiotem, biorącym udział w przepływach finansowych związanych z planowaną strukturą finansowania Przedsięwzięcia, będzie Wnioskodawca.

Dla zachowania przejrzystości finansowania projektu zakłada się odrębne ewidencjonowanie przepływów pieniężnych co ma na celu zagwarantowanie przejrzystej struktury własności aktywów powstałych w wyniku realizacji Inwestycji przy zaprojektowaniu najefektywniejszego kosztowo sposobu realizacji przedsięwzięcia, w tym sposobu jego finansowania i zarządzania wytworzonym majątkiem.

2. PRZEDMIOT STUDIUM WYKONALNOŚCI

Tytuł Projektu (pełna nazwa przedsięwzięcia inwestycyjnego):

BUDOWA CIEPŁOWNI GEOTERMALNO-BIOMASOWEJ W SIERADZU WRAZ Z OTWOREM ZATŁACZAJĄCYM SIERADZ GT-2

3. OPIS PROJEKTU

3.1. Zakres projektu

Przedsięwzięcie będzie polegać na budowie Ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu, która będzie zlokalizowana na działce nr 462/2 obręb 24 przy ul. Zachodniej 2. W tym celu zakłada się wybudowanie nowego budynku przeznaczonego wyłącznie na urządzenia i technologię związaną z geotermią.

STAN ISTNIEJĄCY:

Ogólny opis Ciepłowni Miejskiej nr 1

Istniejąca Ciepłownia Miejska nr 1 przy ul. Zachodniej 2 (CM1) jest typową ciepłownią wyposażoną w 2 kotły wodno-rusztowe typu WR-25 opalane węglem kamiennym energetycznym. Nominalna moc kotłów wynosi 23 MW każdy, maksymalna moc trwała 29 MW, a wydajność minimalna 7,5 MW. Ciepłownia jest sprawna, jest wyposażona w zespół pomp obiegowych sieciowych, pompy zimnego mieszania, pompy gorącego mieszania, pompy stabilizujące, pompy uzupełniające, automatykę, zabezpieczenia oraz wszelkie inne niezbędne urządzenia. Ciepłownia, ze względu na wielkość kotłów i ich minimalną moc cieplną pracuje przede wszystkim w sezonie grzewczym. W okresie letnim pracuje druga ciepłownia przy ul. Spółdzielczej (CM2).

Zrealizowany odwiert geotermalny Sieradz GT-1

Na działce 462/2 znajdującej się w pobliżu Ciepłowni Miejskiej nr 1 wykonano w 2018 roku badawczo-eksploatacyjny otwór geotermalny Sieradz GT-1. Zatwierdzone zasoby eksploatacyjne ujęcia wynoszą 249 m³/h wody geotermalnej o temperaturze ok. 51,8°C na wypływie i mineralizacji około 2,6 g/dm³. Otwór ten zostanie wykorzystany jako eksploatacyjny (produkcyjny) w pracy przyszłej Ciepłowni geotermalno-biomasowej.

OPIS PROJEKTU I CHARAKTERYSTYKA PLANOWANEJ TECHNOLOGII:

Opis działania planowanej Ciepłowni geotermalno-biomasowej

Planowana do realizacji Ciepłownia geotermalno-biomasowa w Sieradzu służyć będzie jako centralne źródło ciepła produkowanego z ciepła geotermalnego.

Schemat działania ciepłowni wraz ze składnikami obiegu geotermalnego:

- dwa otwory geotermalne o głębokości około 1500 m, ujmujące utwory jury dolnej, przez które następuje przepływ wody geotermalnej ze złoża na powierzchnię. Jeden z otworów służy do eksploatacji wody geotermalnej (Sieradz GT-1), a drugi do jej ponownego zatłaczania po odebraniu ciepła w wymiennikach ciepła i pompach ciepła (planowany do realizacji otwór Sieradz GT-2),

- Wydobyta z otworu eksploatacyjnego za pomocą pompy głębinowej gorąca woda geotermalna o temperaturze dochodzącej do około 54°C przepływa rurociągiem DN 200 zbudowanym z materiału odpornego na korozję w ilości około 250 m³/h do płytowych wymienników ciepła, gdzie będzie oddawać swoje ciepło powracającej od odbiorców ciepła wodzie sieciowej,
- Po oddaniu ciepła w wymiennikach ciepła woda geotermalna będzie kierowana do dwóch absorpcyjnych pomp ciepła, dzięki którym nastąpi dodatkowy odbiór ciepła od wody geotermalnej i schłodzenie jej do temperatury około 20-30°C. Absorpcyjne pompy ciepła do napędu będą potrzebować źródła wysokoparametrowej gorącej wody, która wytwarzana będzie w kotle biomasowym oraz kotłach gazowych,
- Następnie woda geotermalna będzie zatłaczana z powrotem do warstwy wodonośnej poprzez otwór chłonny (GT-2),
- Wymienniki ciepła stanowią sprzężenie pomiędzy obiegiem wody geotermalnej, a systemem ciepłowniczym dostarczającym ciepło odbiorcom.
- Przed otworem chłonnym zostanie zainstalowana stacja filtrów, najlepiej samo czyszczących, której zadaniem jest odfiltrowanie jak największej ilości frakcji stałej znajdującej się w płynie geotermalnym przed jego zatłoczeniem do złoża. Przewiduje się zastosowanie filtrów workowych lub świecowych o filtracji do 1 µm.

Woda geotermalna pozyskiwana z otworu eksploatacyjnego Sieradz GT-1 będzie wykorzystywana na dwa sposoby:

- W pierwszej kolejności jako bezpośrednie źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego (wstępne podgrzewanie wody sieciowej powrotnej) poprzez przekazanie ciepła w płytowych skręcanych wymiennikach ciepła; wymienniki ciepła umożliwią podgrzanie wody sieciowej do maksymalnie 52°C, przy jednoczesnym schłodzeniu wody geotermalnej do ok. 49-50°C (schłodzenie wody geotermalnej będzie zależne od temperatury wody sieciowej powrotnej i może wynosić od 0 do ok. 5 K);
- w drugiej kolejności woda geotermalna będzie stanowiła dolne źródło ciepła dla pomp ciepła; zakłada się zastosowanie 2 absorpcyjnych bromolitowych pomp ciepła o mocy cieplnej ok. 10 MWt każda.

Do prawidłowego działania absorpcyjnych pomp ciepła wymagane jest dostarczenie energii cieplnej w postaci wysokoparametrowej wody grzewczej o temperaturze ok. 170/150°C. Woda ta będzie przygotowywana w wysokotemperaturowym kotle biomasowym wspieranym wysokotemperaturowym przemysłowym kotłem wodnym opalany gazem ziemnym. Moc projektowanego kotła biomasowego przyjęto na poziomie 8 MW, a kotła wodnego opalanego gazem ziemnym ok. 6,5 MW. Kotły powinny być wyposażone w ekonomizery (dodatkowe wymienniki ciepła spalin).

W rezerwie (na okresy serwisu bądź wystąpienia awarii któregoś ze źródeł wysokotemperaturowej wody grzewczej) projektuje się zastosowanie drugiego kotła wodnego opalanego gazem ziemnym o mocy ok. 6,5 MW. Absorpcyjne pompy ciepła, do których dostarczana jest woda geotermalna o temperaturze ok. 49-54°C oraz woda kotłowa o temperaturze ok. 170/150°C umożliwiają podgrzanie wody sieciowej (czyli górnego źródła ciepła) do maksymalnie 90-95°C.

Paliwem biomasowym będą zrębki dostarczane przez sieć okolicznych dostawców. Biomasa będzie składowana w nowoprojektowanym budynku magazynowym o powierzchni około 1000 m², zbudowanym ze ścian żelbetowych o wys. 4 m i dachu w technologii lekkiej obudowy. Magazyn będzie wyposażony w hydrauliczne zgarniaki i system ruchomej podłogi w taki sposób, aby zapewnić podawanie paliwa do kotła biomasowego.

W założeniu budynek ciepłowni będzie wykonany jako wolnostojący, o konstrukcji stalowej, ze ścianami i dachem wykonanymi z płyt warstwowych. Budynek ciepłowni będzie posiadał dodatkowe pomieszczenia pomocnicze. Posadzka budynku będzie odpowiednia do posadowienia urządzeń o masie do 70 ton. Konstrukcja budynku powinna umożliwiać zastosowanie podpór, zawiesi i mocowań rurociągów technologicznych o średnicach do 400 mm, wraz z przejmowaniem sił od naprężeń. Budynek będzie wyposażony w odpowiednią wentylację nawiewną i wywiewną, system aktywnej detekcji gazu, kanalizację technologiczną oraz wszelkie pozostałe niezbędne urządzenia i zabezpieczenia.

W zależności od rozpatrywanej pory roku, część geotermalna ciepłowni będzie stanowiła samodzielne źródło ciepła lub będzie zapewniać wstępne podgrzanie wody sieciowej. Gdy wymagana jest wyższa moc cieplna woda sieciowa będzie dogrzewana do wymaganej temperatury poprzez istniejące kotły WR-25. Należy dążyć do jak najkrótszego czasu użytkowania kotłów WR-25 w celu zminimalizowania ilości spalanej ilości węgla.

Do ciepłowni geotermalnej dostarczany będzie cały strumień wody sieciowej z ciepłowni CM1. Następnie woda sieciowa będzie doprowadzona do geotermalnych płytowych skręcanych wymienników ciepła, gdzie nastąpi bezpośrednia wymiana ciepła między wodą geotermalną a wodą sieciową. Bezpośrednia wymiana ciepła jest możliwa przez większość roku. W wymienniku geotermalnym woda sieciowa zostanie podgrzana do maksymalnie 52°C. Następnie część wody sieciowej będzie kierowana do ekonomizerów kotłów biomasowego i gazowego, gdzie nastąpi jej podgrzanie do temperatury wynikającej z aktualnej mocy kotłów. Woda podgrzana wstępnie w ekonomizerach miesza się z pozostałą częścią wody sieciowej. W dalszej kolejności część wody sieciowej będzie skierowana do wymiennika ciepła modułu kogeneracyjnego, gdzie nastąpi przekazanie ok. 1,20 MW mocy cieplnej. Woda podgrzana przez moduł kogeneracyjny miesza się z pozostałą częścią wody sieciowej i tak podgrzana woda sieciowa będzie skierowana do absorpcyjnych pomp ciepła. W pompach ciepła woda sieciowa może zostać podgrzana do maksymalnie ok. 90- 95°C .

Przy założonych trybach pracy całej ciepłowni woda sieciowa będzie podgrzana do niższych temperatur (ok. 70-80°C). Po podgrzaniu wody sieciowej do temperatury 70-80°C zostanie ona skierowana do kotłów WR-25, gdzie nastąpi jej dogrzanie do wymaganej tabelą regulacyjną temperatury.

Ciepłownia geotermalna, w której zastosowano: wymiennik ciepła, moduł kogeneracyjny i pompy ciepła (wraz z kotłami) może stanowić samodzielne źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego miasta Sieradz w momencie, gdy wymagana moc cieplna sieci nie przekracza ok. 24 MW i jednocześnie temperatura wody sieciowej jest nie wyższa niż 90°C. Dotyczy to przede wszystkim okresu letniego (moc ok. 6,0 MW, T=70/50°C) oraz częściowo okresu grzewczego, czyli ponad połowy roku (ok. 6000-6500 godzin). Przez pozostałą część roku może być wymagane dodatkowe dostarczanie ciepła za pomocą kotłów węglowych.

3.2. Analiza rynku dla produktów energetycznych, surowców i nośników energetycznych

Analizę lokalnego rynku produktów energetycznych, surowców i nośników energetycznych oparto o Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miasta Sieradza na lata 2014-2030 zatwierdzony w czerwcu 2015 r. Opracowanie sporządził Zakład Oszczędności Energii i Ochrony Powietrza Głównego Instytutu Górnictwa w lutym 2015 r.

System grzewczy w Sieradzu zasilany jest z dwóch źródeł pracujących równolegle. Są to dwie ciepłownie zlokalizowane na obszarze Miasta, zaopatrujące Sieradz w ciepło grzewcze i ciepłą wodę użytkową. Jednostką odpowiedzialną za wytwarzanie i dystrybucję ciepła jest Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (PEC) z siedzibą w Sieradzu przy ul. Spółdzielczej 4.

Tabela Dane o odbiorcach ciepła w poszczególnych grupach z systemu ciepłowniczego w Sieradzu

Grupy odbiorców	Liczba odbiorców ciepła, szt.			Ilość ciepła dostarczonego odbiorcom, GJ			Moc zamówiona, MW		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Przemysł	5	5	4	10 034	8 379	7 084	1,49	b.d.	b.d.
Gospodarstwa domowe	429	419	415	311 012	309 567	297 070	38,2		
Handel, usługi*	83	77	75	46 237	46 545	41 574	11,06		
Użyteczność publiczna**	51	51	51	99 252	98 670	96 018	15,53		
Pozostali odbiorcy	-	-	-	-	-	-	-		
Ogółem	568	552	545	466 536	463 163	441 746	66,28	66,38	65,48

Liczba odbiorców jak i ilość zakupionego ciepła oraz wielkość zamówionej mocy w zcentralizowanym systemie ciepłowniczym systematycznie rośnie. Wiąże się to z eliminowaniem, szczególnie uciążliwych dla środowiska, a powodujących znacznie wyższe emisje zanieczyszczeń, indywidualnych źródeł ciepła

SIEĆ GAZOWA NA TERENIE SIERADZA

Sieć gazowa wysokoprężna jest własnością Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., Na terenie miasta Sieradza zlokalizowana jest sieć gazowa, wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia oraz stacje gazowe I stopnia.

System zaopatrzenia Sieradza w gaz ziemny funkcjonuje w oparciu o zasilanie z gazociągu przesyłowego wysokiego ciśnienia DN 300. Odcinek od miejscowości Zduńska Wola do miejscowości Monice (obecnie należy do miasta Sieradza) wybudowany został w 1998 roku. Maksymalne ciśnienie robocze w gazociągu przesyłowym wynosi 5,5 MPa.

Sieć gazowa średniego ciśnienia zbudowana jest z polietylenu, z przewagą rur o średnicach nominalnych DN63, DN40, DN90, DN110, DN250, DN315 i pracuje w zakresie ciśnień roboczych od 10 do 500 kPa. Długość sieci rozdzielczej wynosi na koniec 2013 r. 43.950 m w tym 41.660 sieci średniego ciśnienia. długość sieci gazowej na terenie Miasta sukcesywnie rośnie, co świadczy o coraz większej liczbie mieszkańców użytkujących gaz ziemny w miejsce innych (bardziej uciążliwych dla środowiska). Stan techniczny sieci gazowej na terenie miasta Sieradza jest dobry. W miejscowości Monice na południowy wschód od Sieradza zlokalizowana jest stacja gazowa wysokiego ciśnienia o przepustowości nominalnej 9000 m³/h. Na stacji tej wysokie ciśnienie jest zredukowane z 5,5 MPa do ciśnienia 500 kPa. Dalej gaz rozprowadzany jest siecią rozdzielczą bezpośrednio do odbiorców.

Tabela Wielkość zużycia gazu ziemnego wg rodzaju odbiorców w Sieradzu

Rodzaj odbiorcy	2011 r.		2012 r.		2013 r.		Zmiana 2013/2011	
	ilość, szt.	tys. m ³	ilość, szt.	tys. m ³	ilość, szt.	tys. m ³	ilość, szt.	tys. m ³ * %*
Ogółem	302	4 043,2	394	3 966,8	469	3 950,4	167	-92,80 -2,3
Gospodarstwa domowe – ogółem	271	501,7	362	606,6	441	592,8	170	91,1 18,2
Gospodarstwa domowe – c.o.	258	482,7	347	584,4	316	307,4	58	-175,3 -26,3
Przemysł	11	3 238,3	14	3 059,1	14	3 096,1	3	-142,2 -4,4
Inni	20	303,2	18	301,1	14	261,5	-6	-41,7 -13,8

W latach 2011–2013 zużycie gazu ziemnego ogółem nieznacznie spadło, mimo wzrostu liczby jego odbiorców o 55%. Największe zużycie gazu występowało w przemyśle, od 80,1% w 2011 roku do 78,4% w roku 2013, całkowitego zużycia gazu w Mieście. Natomiast w gospodarstwach domowych zużycie gazu ziemnego ogółem nieznacznie wzrosło, po jego niewielkim spadku pomiędzy rokiem 2012 a 2013. Wzrosła też w ciągu tego okresu, o 62,7%, liczba gospodarstw domowych użytkujących gaz.

W gospodarstwach domowych użytkujących gaz do celów grzewczych, w analizowanym okresie, zużycie gazu spadło o 18,2%, mimo rosnącej liczby odbiorców wykorzystujących gaz ziemny do ogrzewania (o 22,4%). Wynika to z pewnością z faktu iż gaz ziemny postrzegany jest jako paliwo ekologiczne oraz jego użytkowanie jest stosunkowo mało uciążliwe – wzrost liczby odbiorców. Jednocześnie spadek zużycia gazu ziemnego spowodowany jest coraz częstszym zwiększaniem ciepłochronności budynków (termomodernizacja) jak i łagodniejszych warunków klimatycznych w ostatnich latach. Z pewnością również na ograniczenie zużycia gazu wpływa jego dość wysoka cena.

SYSTEM ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

Sieć elektroenergetyczna oraz urządzenia elektroenergetyczne z nią związane na terenie miasta Sieradza eksploatowane są przez Polską Grupę Energetyczną S.A. Oddział Łódź-Teren. Rejon Energetyczny Sieradz z siedzibą w Sieradzu przy ul. Wojska Polskiego 98.

Zaopatrzenie w energię elektryczną odbiorców na terenie miasta Sieradza odbywa się ze stacji elektroenergetycznych 110/15 kV za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A. Oddział Łódź-Teren. Stacje te połączone są z systemem elektroenergetycznymi liniami 110 kV:

- linia „Sieradz-Złota (Zduńska Wola)”,
- linia „Sieradz-Jawor”,
- linia „Jawor-Złoczew”,
- linia „Jawor-Wróblew-Błaszkii”.

Zaopatrzenie odbiorców w energię elektryczną realizowane jest poprzez system sieci napowietrznej wysokiego 110 kV (o długości ok. 20 km) i średniego napięcia 15 kV oraz stacje transformatorowe SN/nn.

Na obszarze Miasta linie średniego napięcia 15 kV wykonane są jako linie napowietrzne i kablowe:

- linie napowietrzne 15 kV – 77,2 km,
- linie kablowe 15 kV – 98,1 km.

Podstawowym przekrojem żył roboczych w liniach kablowych 15 kV jest 120 mm², natomiast w liniach napowietrznych 15 kV jest 70 mm².

Na terenie Sieradza pracuje 222 szt. stacji transformatorowych 15/0,4 kV (w tym 169 szt. jest w użytkowaniu PGE Dystrybucja S.A.). Stacje transformatorowe na obszarze Miasta występują jako słupowe, kontenerowe, wieżowe lub wewnętrzne.

Moce zainstalowanych poszczególnych transformatorów wahają się w granicach 20–1030 kVA. Większość stacji transformatorowych jest obciążona w granicach 70–80%. Stan techniczny stacji oceniamy jest jako dobry.

Wielkość i struktura zużycia energii elektrycznej

Na terenie Sieradza nie ma odbiorców przyłączonych do sieci WN.

Tabela Ilość punktów poboru i wielkość dostarczonej energii elektrycznej w Sieradzu

Rok	Sieć SN		Sieć nN	
	liczba punktów poboru, szt.	wielkość dostarczonej energii, kWh	liczba punktów poboru, szt.	wielkość dostarczonej energii, kWh
2009	54	48 250 506	20 340	58 219 154
2010	60	48 739 719	20 406	58 306 933
2011	63	51 218 244	20 507	56 318 580
2012	62	54 135 583	20 815	56 016 941
2013	62	59 832 767	20 817	55 585 427

Tabela Ilość odbiorców i wielkość zużycia energii elektrycznej w poszczególnych grupach taryfowych w Sieradzu

Grupa taryfowa	Liczba odbiorców			Wielkość zużycia energii elektrycznej, GWh		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
A	0	0	0	0	0	0
B	58	58	57	60	5	51
C	1923	1909	1924	24	24	24
R	2	1	1	0,017	0,012	0,011
G	17 893	17 846	17 739	31,6	32	32

Tabela Ilość odbiorców i wielkość zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w Sieradzu

Wyszczególnienie	2011	2012	2013
Ilość odbiorców na niskim napięciu, szt.	16 366	16 063	15 695
Zużycie energii elektrycznej na niskim napięciu, MWh	30 872	30 493	29 588
Źródło: stat.gov.pl			
Wskaźnik zużycia, kWh/odbiorcę w danym roku	1 886,3	1 898,3	1 885,2

Praktycznie w ostatnich latach jednostkowe zużycie energii elektrycznej na jednego odbiorcę w taryfie G nie uległo zmianie.

Obecny system energetyczny w pełni pokrywa zapotrzebowanie miasta Sieradza na energię elektryczną oraz jego perspektywiczne potrzeby elektroenergetyczne, przy założeniu umiarkowanego tempa rozwoju i standardowych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

3.3. Lokalizacja oraz planowany obszar oddziaływania projektu

Planowana do realizacji Ciepłownia geotermalno-biomasowa w Sieradzu wraz z otworem zatłaczającym Sieradz GT-2 będzie się mieścić w pobliżu istniejącej Ciepłowni Miejskiej nr 1, położonej przy ul. Zachodniej 2 w Sieradzu, 98-200 Sieradz. Taka lokalizacja Ciepłowni geotermalnej wynika z bezpośredniego sąsiedztwa otworu badawczo-eksploatacyjnego Sieradz GT-1, realizowanego przez Miasto Sieradz na działce nr 462/2 obręb 24 w 2018 roku. Niniejsza działka graniczy z Ciepłownią Miejską nr 1 od strony wschodniej.

- Powiat: sieradzki,
- Gmina: Miasto Sieradz,
- Miejscowość: Sieradz,
- Obręb ewidencyjny: 24, Sieradz
- Działki ewidencyjne: 461, 462/2, 462/3, 463/1, 464/1, 465/1, 466/1, 466/2, 467/1, 467/3, 467/4
- Adres: ul. Zachodnia 2, 98-200

Rysunek. Lokalizacja inwestycji.



Obszar oddziaływania projektu ma charakter lokalny dotyczy miasta Sieradza.

3.4. Opis celów projektu

CEL OGÓLNY PRZEDSIĘWZIĘCIA polega na poprawie jakości powietrza poprzez ograniczenie emisji zanieczyszczeń szczególnie szkodliwych dla jakości życia ludzi. Kolejnym celem na poziomie ogólnym jest wykorzystywanie ciepła systemowego z efektywnych systemów ciepłowniczych.

CELAMI SZCZEGÓLOWYMI (BEZPOŚREDNIMI) PRZEDSIĘWZIĘCIA SĄ:

- zmniejszenie zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej,
- uniknięcie i/lub zmniejszenie emisji CO₂.
- poprawa efektywności wykorzystania infrastruktury sieci ciepłowniczej
- pozyskanie nowych odbiorców.

WKŁAD PRZEDSIĘWZIĘCIA W REALIZACJĘ CELÓW SZCZEGÓLOWYCH I. PRIORYTETU POIŚ

Celem szczegółowym I. osi priorytetowej Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 jest Wzrost udziału energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto. Przedmiotowe przedsięwzięcie w pełni wpisuje się w ten cel.

3.5. Ilościowe parametry realizacji projektu, w tym wskaźniki produktu i rezultatu

Wskaźniki produktu i rezultatu zostaną określone wyłącznie dla Wnioskodawcy, gdyż przedsięwzięcie będzie realizowane samodzielnie, bez partnerów.

Tabela. Wskaźniki produktu

NAZWA WSKAŹNIKA PRODUKTU	TYP WSKAŹNIKA: 1. WSKAŹNIK ISTOTNY DLA CELÓW INTERWENCJI 2. WSKAŹNIK INFORMACYJNY	JEDNOSTKA POMIARU	WARTOŚĆ DOCELOWA W ODNIESIENIU DO PROJEKTU	ROK DOCELOWY
Liczba przedsiębiorstw otrzymujących wsparcie	1	przedsiębiorstwa	1	2022
Dodatkowa zdolność wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych (CI)	1	MW	23	2022
Liczba jednostek wytwarzania energii cieplnej z OZE [szt.]	2	szt.	1	2022
Dodatkowa zdolność wytwarzania energii cieplnej ze źródeł odnawialnych [MWt]	1	MWt	23	2022

- Wartość docelowa wskaźnika produktu „*Liczba przedsiębiorstw otrzymujących wsparcie (CI1)*” wynosi 1, gdyż wsparcie uzyska jedno przedsiębiorstwo. Metodyka oszacowania założonej wartości wskaźnika opiera się na potwierdzeniu uzyskania dofinansowania na podstawie umowy na dofinansowanie projektu a następnie osiągnięcie planowanej wartości wskaźnika zostanie udokumentowane wnioskiem o płatność końcową.
- Wartość docelowa wskaźnika produktu „*Dodatkowa zdolność wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych (CI)*” wynosi 23 MW. Oszacowanie założonej wartości wskaźnika wynika z dokumentacji projektowej źródła geotermalnego oraz projektowanej instalacji ciepłowniczej wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną. Osiągnięcie planowanej wartości wskaźnika zostanie udokumentowane protokołem odbioru prac.
- Wartość docelowa wskaźnika produktu „*Liczba jednostek wytwarzania energii cieplnej z OZE [szt.]*” wynosi 1 szt., gdyż przedmiotem inwestycji jest jeden węzeł cieplny. Oszacowanie założonej wartości wskaźnika wynika z dokumentacji projektowej sieci ciepłowniczej. Osiągnięcie planowanej wartości wskaźnika zostanie udokumentowane protokołem odbioru prac.
- Wartość docelowa wskaźnika produktu „*Dodatkowa zdolność wytwarzania energii cieplnej ze źródeł odnawialnych (MWt)*” wynosi 23 MWt. Oszacowanie założonej wartości wskaźnika wynika z dokumentacji projektowej źródła geotermalnego oraz projektowanej instalacji ciepłowniczej wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną.. Osiągnięcie planowanej wartości wskaźnika zostanie udokumentowane protokołem odbioru prac.

Tabela. Wskaźniki rezultatu

NAZWA WSKAŹNIKA REZULTATU	TYP WSKAŹNIKA: 1. WSKAŹNIK ISTOTNY DLA CELÓW INTERWENCJI 2. WSKAŹNIK INFORMACYJNY	JEDNOSTKA POMIARU	WARTOŚĆ DOCELOWA W ODNIESIENIU DO PROJEKTU	ROK DOCELOWY
Szacowany roczny spadek (uniknięcie) emisji gazów cieplarnianych (CI)	1	Mg CO ₂ /rok	40 306	2022
Produkcja energii cieplnej z nowo wybudowanych/nowych mocy wytwórczych instalacji wykorzystujących OZE	1	MWht/rok	94 547	2022

Do wyliczeń wartości docelowej wskaźników rezultatu „*Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych (CI34)*” oraz „*Produkcja energii cieplnej z nowo wybudowanych/nowych mocy wytwórczych instalacji wykorzystujących OZE*” posłużono się przeciętnymi wartościami opałowymi dla głównych źródeł energii pierwotnej, a także wskaźnikami emisji CO₂ dla tych źródeł, według dokumentu KOBiZE "Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2014 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2017".

Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej oraz zmniejszenie emisji CO₂ wyliczono następująco:

Tabela. Oszacowanie wartości zmniejszenia zużycia energii pierwotnej oraz zmniejszenia/uniknięcia emisji CO₂.

ROCZNE ZUŻYCIE PALIWA		
Woda geotermalna	[MWh]	49 624,5
Energia elektryczna do napędu absorpcyjnej pompy ciepła oraz pozostałych urządzeń	[MWh]	3 241,2
Gaz	[m ³]	3 407 444,0
Gaz bez modułu kogeneracyjnego	[m ³]	1 876 042,3
Biomasa	[ton]	20 215,3
Miał węglowy KS (CM1, 22 MJ/kg)	[ton]	451,1
Miał węglowy KZ (CM2, 20,5 MJ/kg)	[ton]	2 436,1
Zużycie miału węglowego dla obecnego stanu	[ton]	25 763,0
Uniknięte zużycie miału węglowego	[ton]	22 875,8
Wartość opałowa miału węglowego	[GJ/tona]	20,30
Emisja CO ₂ kocioł węglowy (ciepłownia wg KOBIZE) - miał węglowy	[kg/GJ]	94,93
Wartość opałowa gazu ziemnego	[MJ/m ³]	36,30
Emisja CO ₂ gaz ziemny	[kg/GJ]	55,54
Redukcja wielkości zużycia miału węglowego	ton	22 875,80
Redukcja CO ₂ z tyt. zmniejszenia zużycia miału węglowego	ton	44 079,13
Wzrost zużycia gazu	m ³	1 876 042
Wzrost CO ₂ z tyt. zużycia gazu	ton	3 782,29
Poziom redukcja CO ₂ w projekcie	ton	40 296,84

3.6. Opis strony technicznej projektu oraz koszty jednostkowe

Koncepcja projektowa

Instalacja z dwiema absorpcyjnymi pompami ciepła zasilanymi z kotła biomasowego oraz kotłów gazowych wraz z modułem kogeneracyjnym /działającym niezależnie/ wspomagającym pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej zlokalizowanej obok budynku istniejącej Kotlewni przy ul. Zachodniej

Przewiduje się wykorzystanie wykonanego otworu geotermalnego, z którego będzie pozyskiwana woda geotermalna w ilości ok. 250 m³/h oraz temperaturze wypływu ok. 54oC.

Woda geotermalna będzie wykorzystywana na 2 sposoby:

- w pierwszej kolejności jako bezpośrednie źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego (wstępne podgrzewanie wody sieciowej powrotnej) poprzez przekazanie ciepła w płytowym skręcanym wymienniku ciepła; wymiennik ciepła umożliwi podgrzanie wody sieciowej do maksymalnie 52oC, przy jednoczesnym schłodzeniu wody geotermalnej do ok. 49-50oC (schłodzenie wody geotermalnej będzie zależne od temperatury wody sieciowej powrotnej i może wynosić od 0 do ok. 5 K);
- w drugiej kolejności woda geotermalna będzie stanowiła dolne źródło ciepła dla pomp ciepła; zakłada się zastosowanie 2 absorpcyjnych bromolitowych pomp ciepła o mocy cieplnej ok. 10 MWt każda.

Do działania tego rodzaju pomp ciepła zalecane jest dostarczenie energii cieplnej w postaci wysokoparametrowej wody grzewczej o optymalnej temperaturze zasilania ok. 170oC. Wydajność odwiertu oraz temperatura wody geotermalnej umożliwiają zastosowanie systemu z dwiema pompami ciepła.

Źródła wysokotemperaturowej wody grzewczej do napędu pomp ciepła

Do prawidłowego działania absorpcyjnych pomp ciepła wymagane jest dostarczenie energii cieplnej w postaci wysokoparametrowej wody grzewczej o temperaturze ok. 170/150oC. Woda ta będzie przygotowywana w wysokotemperaturowym kotle biomasowym wspieranym wysokotemperaturowym przemysłowym kotłem wodnym opalany gazem ziemnym. Moc projektowanego kotła biomasowego przyjęto na poziomie 8 MW, a kotła wodnego opalanego gazem ziemnym ok. 6,5 MW. Kotle powinny być wyposażone w ekonomizery (dodatkowe wymienniki ciepła spalin). W rezerwie (na okresy serwisu bądź wystąpienia awarii któregoś ze źródeł wysokotemperaturowej wody grzewczej) projektuje się zastosowanie drugiego kotła wodnego opalanego gazem ziemnym o mocy ok. 6,5 MW.

Absorpcyjne pompy ciepła, do których dostarczana jest woda geotermalna o temperaturze ok. 49-54°C oraz woda kotłowa o parametrze ok. 170/150°C umożliwiają podgrzanie wody sieciowej (czyli górnego źródła ciepła) do maksymalnie 90-95°C.

Zakłada się również zastosowanie modułu kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym, wytwarzającego jednocześnie energię elektryczną oraz energię cieplną. Zakładana moc elektryczna modułu kogeneracyjnego będzie nie większa niż ok. 0,9 MW, co odpowiada wytwarzaniu mocy cieplnej na poziomie ok. 1,1 MWt. Ciepło wytwarzane przez moduł kogeneracyjny pochodzi głównie z chłodzenia silnika oraz jest odzyskiwane ze spalin. Parametry wody grzewczej pochodzącej z kogeneracji to 90/70°C.

Wszystkie w/w urządzenia projektuje się w celu ograniczenia zużycia ładu węglowego i zmniejszenia emisji zanieczyszczeń do środowiska.

Doprowadzenie paliwa

Do kotłów oraz modułu kogeneracyjnego należy doprowadzić gaz ziemny w łącznej ilości ok. 1800 m³/h. Ciśnienie gazu - średnie. Na działce przewidziano zabudowę stacji gazowej pomiarowej.

Paliwem biomasowym będą zrębki dostarczane przez sieć okolicznych dostawców.

Budynek ciepłowni

Budynek ciepłowni należy wykonać jako wolnostojący, o konstrukcji stalowej, ze ścianami i dachem wykonanymi z płyt warstwowych. Budynek ciepłowni powinien posiadać dodatkowe pomieszczenia pomocnicze (sterownię, magazyn, pomieszczenie transformatora i rozdzielni elektrycznej, ewentualnie dodatkowe pomieszczenie dla załogi). Posadzka budynku musi być odpowiednia do posadowienia urządzeń o masie do 70 ton. Konstrukcja budynku powinna umożliwiać zastosowanie podpór, zawiesi i mocowań rurociągów technologicznych o średnicach do 400 mm, wraz z przejmowaniem sił od naprężeń. Budynek należy wyposażyć w odpowiednią wentylację nawiewną i wywiewną, system aktywnej detekcji gazu, kanalizację technologiczną oraz wszelkie pozostałe niezbędne urządzenia i zabezpieczenia.

Układ hydrauliczny oraz główne urządzenia

W zależności od rozpatrywanej pory roku część geotermalna ciepłowni (dla uproszczenia nazywana dalej ciepłownią geotermalną) będzie stanowiła samodzielne źródło ciepła lub będzie zapewniać wstępne podgrzanie wody sieciowej. Gdy wymagana jest wyższa moc cieplna (powyżej ok. 24 MW) woda sieciowa będzie dogrzewana do wymaganej temperatury dalsze dogrzewanie wody nastąpi poprzez istniejące kotły WR-25. Należy dążyć do jak najkrótszego czasu użytkowania kotłów WR-25 w celu zminimalizowania ilości spalanego ładu węglowego.

Układ hydrauliczny tego wariantu pokazano na załącznikach Z-1 (ogólny schemat ideowy ciepłowni CM1 z proponowanym sposobem włączenia ciepłowni geotermalnej) oraz Z-2, Z-3 i Z-4 (schemat ideowy ciepłowni geotermalnej z absorpcją i kogeneracją z pokazanymi 3 trybami pracy).

Zakłada się, że do ciepłowni geotermalnej dostarczany będzie cały strumień wody sieciowej z ciepłowni CM1. W celu ochrony urządzeń w ciepłowni woda sieciowa będzie w pierwszej kolejności filtrowana (np. w filtrodmulaczu). Następnie woda sieciowa będzie doprowadzona do geotermalnego płytowego skręcanego wymiennika ciepła, gdzie nastąpi bezpośrednia wymiana ciepła między wodą geotermalną a wodą sieciową. Bezpośrednia wymiana ciepła w wymienniku będzie następować jeżeli temperatura wody sieciowej wprowadzanej do wymiennika będzie niższa niż 54oC. Bezpośrednia wymiana ciepła jest możliwa przez większość roku.

W wymienniku geotermalnym woda sieciowa zostanie podgrzana do maksymalnie 52oC. Faktyczna temperatura wody sieciowej po ogrzaniu w wymienniku będzie się wahać od ok. 48oC do 52oC i wynikać będzie z wielkości przepływu wody sieciowej, wody geotermalnej oraz technicznych możliwości cieplnych wymiennika geotermalnego.

Następnie część wody sieciowej będzie kierowana do ekonomizerów kotłów biomasowego i gazowego, gdzie nastąpi jej podgrzanie do temperatury wynikającej z aktualnej mocy kotłów. Zakłada się, że na 1 ekonomizer będzie kierowane ok. 150 m³/h wody sieciowej, która zostanie podgrzana o maks. 5 K. Woda podgrzana wstępnie w ekonomizerach miesza się z pozostałą częścią wody sieciowej.

W dalszej kolejności część wody sieciowej (zakłada się ok. 100 m³/h) będzie skierowana do wymiennika ciepła modułu kogeneracyjnego, gdzie nastąpi przekazanie ok. 1,20 MW mocy cieplnej. Skutkuje to podgrzaniem 100 m³/h wody sieciowej o ok. 10 K. Woda podgrzana przez moduł kogeneracyjny miesza się z pozostałą częścią wody sieciowej i tak podgrzana woda sieciowa będzie skierowana do absorpcyjnych pomp ciepła.

W pompach ciepła woda sieciowa może zostać podgrzana do maksymalnie ok. 90- 95 oC (możliwości technologiczne pompy ciepła). Przy założonych trybach pracy całej ciepłowni woda sieciowa będzie podgrzana do niższych temperatur (ok. 70-80oC). Wynika to z mocy pomp ciepła, które przy określonym przepływie wody sieciowej umożliwią podgrzanie wody sieciowej do w/w temperatur. Moc pomp ciepła jest ograniczona strumieniem wody geotermalnej oraz możliwościami jej schłodzenia (zakłada się schłodzenie do maksymalnie ok. 20oC). Po podgrzaniu wody sieciowej do temperatury 70-80oC zostanie ona skierowana do kotłów WR-25, gdzie nastąpi jej dogrzanie do wymaganej tabelą regulacyjną temperatury.

Etapy podgrzewania wody sieciowej powinny być następujące:

0. Woda powracająca z sieci → 1. wymiennik geotermalny → 2. ekonomizery kotłów → 3. moduł kogeneracyjny → 4. absorpcyjne pompy ciepła → 5. kotły węglowe WR 25.

Ciepłownia geotermalna, w której zastosowano: wymiennik ciepła, moduł kogeneracyjny i pompy ciepła (wraz z kotłami) może stanowić samodzielne źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego miasta Sieradz w momencie, gdy wymagana moc cieplna sieci nie przekracza ok. 24 MW i jednocześnie temperatura wody sieciowej jest nie wyższa niż 90oC. Dotyczy to przede wszystkim okresu letniego (moc ok. 6,0 MW, T=70/50oC) oraz częściowo okresu grzewczego, czyli ponad połowy roku (ok. 6000-6500 godzin). Przez pozostałą część roku może być wymagane dodatkowe dostarczanie ciepła za pomocą kotłów węglowych.

PROJEKTOWANY OTWÓR CHŁONNY SIERADZ GT-2

Praca projektowanej Ciepłowni geotermalno-biomasowej opierać się będzie na eksploatacji wody termalnej za pomocą dubletu geotermalnego, tj. systemu dwuotworowego składającego się z otworu eksploatacyjnego (produkcyjnego) oraz zatłaczającego (chłonnego). Na chwilę obecną na działce 462/2 znajduje się otwór eksploatacyjny Sieradz GT-1, który został wykonany na zlecenie Gminy Miejskiej Sieradz w roku 2018. Opisywane przedsięwzięcie budowy Ciepłowni geotermalno-biomasowej zakłada odwiercenie w pobliżu istniejącego odwiertu Sieradz GT-1 otworu chłonnego Sieradz GT-2, proponowanego w granicach działek o numerach ewidencyjnych: 466/2, 467/3, 467/4, obręb 24 Sieradz-miasto.

Proponowana lokalizacja otworu chłonnego została podyktowana analizą budowy geologicznej obszaru oraz prawami Inwestora do wymienionych powyżej działek. Po przeprowadzeniu analizy możliwych wariantów wiercenia proponuje się wykonanie otworu kierunkowego typu „J”, o azymucie osi otworu wynoszącym 11,85° oraz odległości pomiędzy wylotem a dnem otworu około 1000 m. Zakłada się osiągnięcie głębokości końcowej otworu równej 1898 m (±10%) przy rzeczywistej pionowej głębokości końcowej otworu Sieradz GT-2 wynoszącej 1525 m.

Konstrukcja projektowanego otworu Sieradz GT-2 przedstawiono w poniższej tabeli.

Kolumna i średnica rur okładzinowych [cale]	Interwał zarurowania [m] (w nawiasach podano głębokości pionowe)		Cementacja
	od	do	
konduktor 24 ¹ / ₂ "	0	8	do wierzchu
wstępna 18 ⁵ / ₈ "	0	60	do wierzchu
Prowadnikowa 13 ³ / ₈ "	0	500 (547)	do wierzchu
techniczna 9 ⁵ / ₈ "	450 (426)	1310 (1615)	na zakładkę
kolumna filtrowa 6 ⁵ / ₈ " lub 7"	1280 (1056)	1525 (1898)	obsypka żwirowa lub filtry z pre-obsypką

Do wiercenia otworu będą używane płuczki wiertnicze o właściwościach i składzie dobranym przez wyspecjalizowany serwis płuczkowy. W części przypowierzchniowej otworu (0 – 500 m), w celu uniknięcia zanieczyszczenia ujęcia wód podziemnych znajdującego się na terenie CM1 zaleca się zastosowanie płuczki składającej się z komponentów biodegradowalnych. Głębiej zaleca się zastosowanie płuczki polimerowo-potasowej o gęstości 1,05 - 1,25 g/cm³.

Rury okładzinowe dla otworu Sieradz GT-2 powinny być tak dobrane, aby ich rodzaj i grubość ścianki były dostosowane do głębokości posadowienia i długości poszczególnych kolumn. Konstrukcja otworu wiertniczego Sieradz GT-2 będzie tak dobrana, aby zapewnić bezpieczeństwo prowadzonych robót oraz ochronę środowiska, a w szczególności ochronę wód podziemnych. Przewiercone poziomy wodonośne będą izolowane poprzez cementację rur okładzinowych. Szczelność cementowania będzie kontrolowana geofizycznymi pomiarami akustycznymi.

Woda termalna wydobywana z otworu Sieradz GT-2 podczas badań hydrogeologicznych będzie odprowadzana do specjalnie przygotowanego szczelnego zbiornika ziemnego o pojemności minimum 4000 m³, a następnie prawidłowo, zgodnie z przepisami prawa utylizowana przez odpowiednie firmy.

Rysunek. Schemat ideowy projektowanego systemu ciepłowniczego.

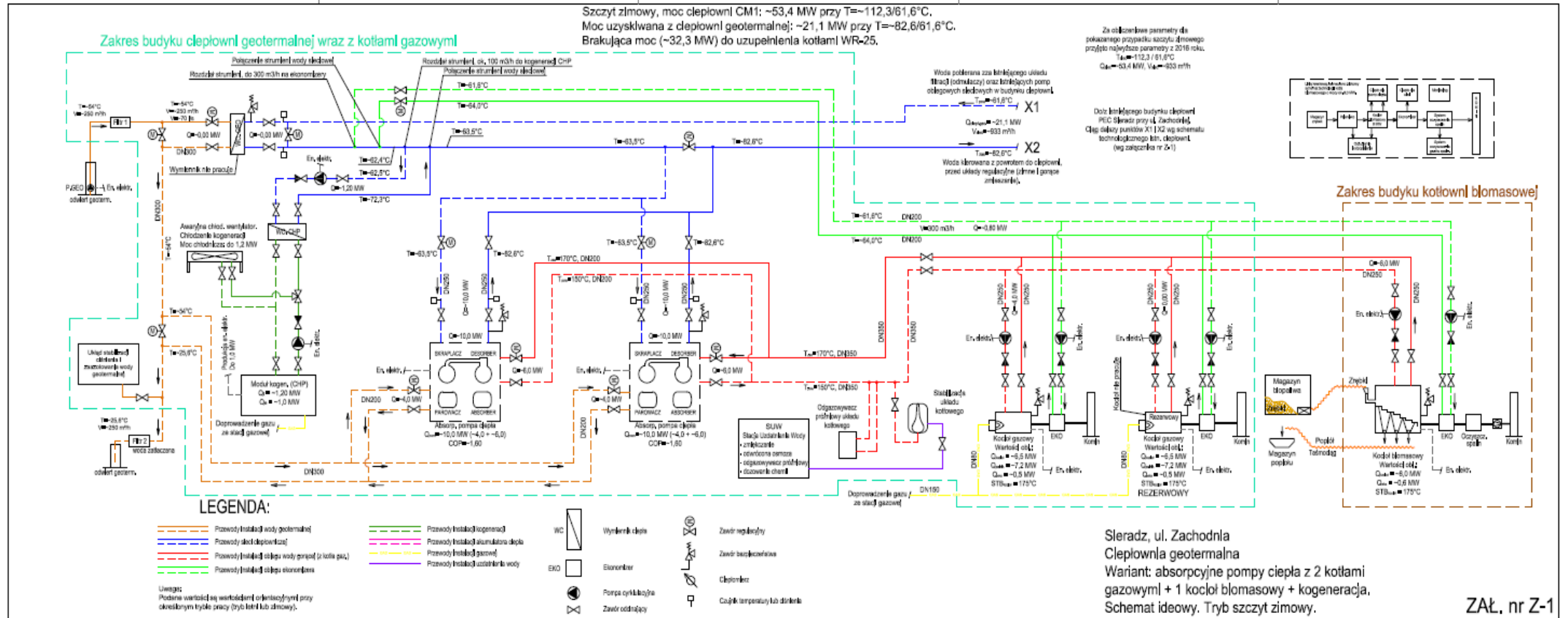


Tabela. Zestawienie zbiorcze nakładów inwestycyjnych w projekcie

STRUKTURA WYDATKÓW	OGÓŁEM
Otwór zatłaczający kierunkowy	15 884 567,59
Budowa budynku ciepłowni geotermalnej	24 157 417,68
Kocioł biomasowy	16 000 000,00
Zagospodarowanie terenu	1 393 796,25
Przyłącze ciepłownicze z ciepłowni	776 710,00
Pompownia geotermalna	661 832,60
Przyłącze geotermalne	742 500,00
Dokumentacja projektowa	1 456 588,84
Nadzór inwestycyjny	1 456 588,84
Działania promocyjne i informacyjne	10 000,00
KOSZTY KWALIFIKOWANE	62 530 001,80
KOSZTY OGÓŁEM	62 540 001,80

BIEŻĄCY STAN ZAAWANSOWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA - ZAKRES RZECZOWY

W zakresie rzeczowym realizacja przedsięwzięcia nie została jeszcze rozpoczęta.

BIEŻĄCY STAN ZAAWANSOWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA - DOKUMENTACJA PROJEKTOWA

Inwestor dokonał szczegółowych prac w zakresie przygotowania inwestycji, w tym w zakresie niezbędnym do uzyskania Decyzji Marszałka Województwa zatwierdzającego projekt robót geologicznych.

3.7. Organizacja, koszty ogólnozakładowe i zasoby personalne

Spółka działa na podstawie umowy (statutu) sporządzonej w formie aktu notarialnego w dniu 28.06.1995 r. Repertorium nr 2737/95 w Kancelarii Notarialnej Radosława Bińczyckiego w Zduńskiej Woli wraz z późniejszymi zmianami /ostatnia zmiana zawarta w dniu 8.03.2016 r. w Kancelarii Notarialnej Jarosława Powalskiego w Sieradzu Repertorium 505/2016.

Spółka prowadzi działalność również w oparciu o wydane koncesje na przesyłanie i dystrybucję ciepła Urzędu Regulacji Energetyki nr PCC/604/249/U/OT-4/98/WL oraz na wytwarzanie ciepła Urzędu Regulacji Energetyki nr WCC/576/249/u/OT-4/98/WL.

Spółka posiada jednoosobowy zarząd w osobie Pana Dariusza Sucherskiego oraz pięcioosobową Radę Nadzorczą w osobach Pana Macieja Żerka, Czesława Wojdały, Jacka Dorszewicza, Krystyny Grabickiej oraz Marka Błocha.

Kapitał zakładowy spółki wynosi 6.161.800 zł i dzieli się na 30.809 równych i niepodzielnych udziałów, każdy o wartości nominalnej 200 zł. Jedynym udziałowcem spółki jest Gmin Miasta Sieradz. Spółka sporządza rachunek zysków i strat w układzie rodzajowym a tym samym bez wyodrębnienia kosztów ogólnozakładowych. Łączne koszty działalności operacyjnej na koniec 2018 r. wynosiły 22 mln zł. Zatrudnienie w spółce wyniosło na koniec 2018 r. 96 pracowników. Spółka zatrudnia 36 osób na stanowiskach pracowników umysłowych oraz 60 pracowników na stanowiskach robotniczych.

Osoby bezpośrednio odpowiedzialne za nadzór nad projektem:

Prezes zarządu **Dariusz Sucherski**

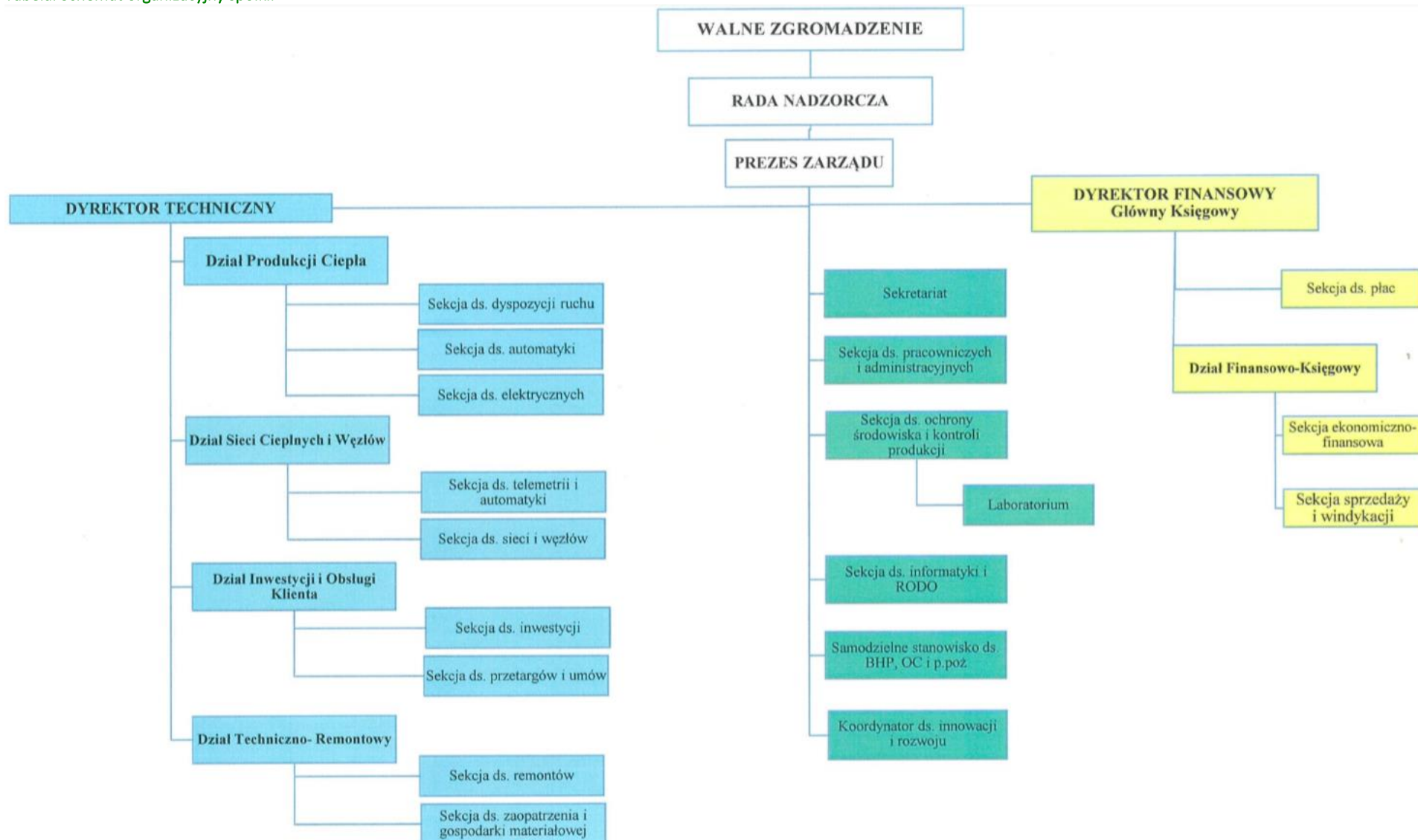
Pan Dariusz Sucherski zarządza PEC Sieradz od 2015 r. Poprzednio był m.in. prezesem firmy WINEKTA (w latach 2001-2003) oraz dyrektorem Wojewódzkiego Ośrodka Ruchu Drogowego (1998-99). Absolwent Wyższej Szkole Inżynierskiej w Opolu.

Pozostałe osoby z wyższego kierownictwa podmiotu zaangażowane w realizację projektu:

- Dyrektor Finansowy Główny Księgowy mgr Anna Sroczyńska zatrudniona w spółce od 2004 roku
- Dyrektor Techniczny mgr inż. Małgorzata Wojtczak zatrudniona w spółce od 1984 roku.

Bieżąca działalność operacyjna firmy jest bezpośrednio związana z branżą ciepłowniczą, inwestor posiada praktyczne doświadczenie w realizacji projektów w zakresie ciepłownictwa. Struktura organizacyjna Wnioskodawcy jest przygotowana na organizację realizacji i następnie eksploatację przedsięwzięcia. Bezpośrednio zakres merytoryczny projektu będzie nadzorował prezes zarządu spółki.

Tabela. Schemat organizacyjny spółki.



3.8. Harmonogram realizacji projektu

Tabela. Harmonogram realizacji projektu

	DATA ROZPOCZĘCIA	DATA UKOŃCZENIA
1. Studia wykonalności:	01.01.2019	30.04.2019
2. Analiza kosztów i korzyści:	nie dotyczy	nie dotyczy
3. Ocena oddziaływania na środowisko:	nie dotyczy	nie dotyczy
4. Studia projektowe:	01.12.2019	31.12.2019
5. Opracowanie dokumentacji przetargowej:	01.01.2020	31.01.2020
6. Postępowanie lub postępowania o udzielenie zamówienia:	01.02.2020	31.05.2020
7. Nabycie gruntów:	nie dotyczy	nie dotyczy
8. Zezwolenie na inwestycję:	nie dotyczy	nie dotyczy
9. Etap budowy/umowa/ dostawy urządzeń:	01.07.2020	30.06.2022
10. Etap operacyjny:	01.07.2022	nie dotyczy

Rzeczowa realizacja przedsięwzięcia jeszcze nie została rozpoczęta, przedsięwzięcie nie zostało zakończone. Przedsięwzięcie spełnia efekt zachęty, zgodnie z którym realizacja projektu przy wsparciu dotacyjnym pozwoli na:

- znaczące zwiększenie rozmiaru projektu - całość niezbędnych działań realizowanych będzie w optymalnym zakresie;
- znaczące zwiększenie całkowitej kwoty wydanej przez beneficjenta na projekt/działanie dzięki środkowi pomocy – uzyskanie wsparcia przyczyni się do maksymalnego zaangażowania inwestycyjnego wnioskodawcy skutkującego uzyskaniem najwyższej efektywności;
- znaczące przyspieszenie zakończenia projektu lub działania – inwestor zdecydowanie przyspieszy termin realizacji inwestycji,

3.9. Zgodność projektu z polityką sektorową Polski i UE, w tym komplementarność z innymi działaniami/programami wspólnotowymi lub/i krajowymi, wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Polski, zgodność projektu z Strategią ZIT oraz Planem Gospodarki Niskoemisyjnej, programem rewitalizacji (o ile dotyczy), itd.

Planowane przedsięwzięcie poprzez dążenie do wykorzystania energii odnawialnej, zmniejszenie zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej, uniknięcia emisji niekorzystnych dla środowiska naturalnego gazów (CO₂), wykorzystanie lokalnie dostępnego źródła energii bezpośrednio wpisuje się w szereg polityk sektorowych Polski oraz Unii Europejskiej.

STRATEGIA EUROPA 2020

Dokument **"Europa 2020 - Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu"**, zaprezentowany przez Komisję Europejską 3 marca 2010 roku, jako jeden z priorytetów wymienia „*rozwój zrównoważony: wspieranie gospodarki efektywniej korzystającej z zasobów, bardziej przyjaznej środowisku i bardziej konkurencyjnej*”. Wśród kilku nadrzędnych, wymiernych celów UE wymienia: „*emisję dwutlenku węgla należy ograniczyć co najmniej o 20% w porównaniu z poziomem z 1990 r. lub, jeśli pozwolą na to warunki, nawet o 30%; należy zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii w naszym całkowitym zużyciu energii do 20% oraz zwiększyć efektywność wykorzystania energii o 20%*”. Wśród siedmiu projektów przewodnich, które umożliwią postępy w ramach każdego z priorytetów tematycznych, wymienia „*Europa efektywnie korzystająca z zasobów*” – projekt na rzecz niezależnienia wzrostu gospodarczego od wykorzystania zasobów, przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, większego wykorzystania odnawialnych źródeł energii, modernizacji transportu oraz propagowania efektywności energetycznej.

POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO 2030 ROKU

Dokument **"Polityka energetyczna Polski do 2030 roku"**, przygotowany przez Ministerstwo Gospodarki, a przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku, jako jedno z podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej wymienia:

- Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii,
- Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

W obszarze „Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii” jako główne cele polityki energetycznej dokument ten wymienia między innymi:

- Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku oraz dalszy wzrost tego wskaźnika w latach następnych,
- Zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw oraz stworzenie optymalnych warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach.

W obszarze „Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” jako główne cele polityki energetycznej dokument ten wymienia między innymi:

- Ograniczenie emisji CO₂ do 2020 roku przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego,

Przedmiotowe przedsięwzięcie bezpośrednio wpisuje się w większość celów Polityki energetycznej: sprzyja wzrostowi udziału OZE w ogólnym zużyciu energii, zwiększa stopień dywersyfikacji źródeł dostaw poprzez wykorzystanie energii geotermalnej w regionie, gdzie nie są dostępne klasyczne surowce energetyczne. Ciepłownia geotermalna wpływa na uniknięcie/obniżenie emisji CO₂, co spełnia wymienione cele w drugim wymienionym obszarze.

STRATEGIA UE DLA REGIONU MORZA BAŁTYCKIEGO

Strategia ta zawiera w sobie trzy cele główne, w tym drugi cel główny to *Połączyć region (ang. Connect the region)*. Wśród dwóch *Obszarów tematycznych* tego celu głównego jeden jest zbieżny z celami przedmiotowego przedsięwzięcia: *Energia*. Mimo, że inwestycja położna jest w środkowej Polsce, to do wspomnianej strategii zalicza się obszar całej Polski, a więc również obszar inwestycji jest objęty tą strategią. Przedmiotowe przedsięwzięcie nie ma charakteru priorytetowego dla powyższej strategii, jednak powinno przyczynić się do osiągnięcia wskaźników dla obszaru tematycznego *Energia*.

W oparciu o dokument *Action plan (w wolnym tłumaczeniu z języka angielskiego: plan działania)* w wersji z czerwca 2015 roku (dostępny wyłącznie w języku angielskim) dla obszaru tematycznego *Energia* nasze przedsięwzięcie z pewnością przyczyni się do osiągnięcia wskaźników:

- *Use of RES in heating (w wolnym tłumaczeniu z języka angielskiego: użycie odnawialnych źródeł energii do ogrzewania),*
- *Share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy (w wolnym tłumaczeniu z języka angielskiego: Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto).*

PRAWO ENERGETYCZNE

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne w art. 14 mówi, że polityka energetyczna państwa określa w szczególności działania w zakresie ochrony środowiska oraz rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

POLITYKI HORYZONTALNE - ZRÓWNOWAŻONY ROZWÓJ

Realizacja przedsięwzięcia będzie niewątpliwie miała korzystny wpływ na zrównoważony rozwój, co jest zresztą jednym z podstawowych celów przedsięwzięcia. Wykorzystanie energii geotermalnej wpływa na zmniejszenie zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej. Ciepłownia geotermalna wpływa na uniknięcie lub obniżenie emisji CO₂. Ogranicza też negatywne oddziaływanie energetyki na stan wód powierzchniowych i podziemnych.

WPŁYW NA BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE POLSKI

Przedsięwzięcie pozwoli na wykorzystanie dostępnego lokalnie, odnawialnego źródła energii. Geotermia nie wymaga dostarczania żadnych surowców, jest więc niezależna od uwarunkowań w zakresie światowych wahań cen surowców energetycznych. Spośród wymienionych surowców alternatywnych (węgiel, gaz ziemny, olej opałowy) olej opałowy oraz gaz ziemny są w znacznej części importowane. Złoża węgla kamiennego występują w Polsce w odpowiedniej skali jednak stale rosną koszty społeczne i ekonomiczne ich wydobycia i wykorzystywania. Presja na obniżenie wykorzystywania węgla jest również elementem nacisku w ramach klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej.

Realizacja inwestycji opartych na lokalnych, odnawialnych źródłach energii jest elementem wpływającym na wzrost bezpieczeństwa energetycznego Polski.

ZGODNOŚĆ PROJEKTU Z STRATEGIĄ ZIT

Gmina Sieradz nie wchodzi w skład obszaru objętego Strategią Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych.

ZGODNOŚĆ PROJEKTU Z PLANEM GOSPODARKI NISKOEMISYJNEJ

Zgodnie z **punktem 8.1 Wizja i cele strategiczne „Planu” na lata 2014-2020** główne zadania PGN do 2020 roku to

- Redukcja emisji gazów cieplarnianych
- Redukcja zużycia energii finalnej m.in. poprzez podniesienie efektywności energetycznej
- A także poprawa jakości powietrza

W perspektywie do 2030 roku główne cele strategiczne to:

- Dążenie do utrzymania niskoemisyjnego wzrostu gospodarczego i zaspokojenia potrzeb społeczeństwa
- Ograniczenie pyłów i gazów cieplarnianych z instalacji wykorzystywanych na terenie miasta a także emisji pochodzących z transportu
- Zwiększenie efektywności wykorzystania/wytwarzania energii oraz wykorzystywane OZE
- Rozwój innowacyjnej niskoemisyjnej gospodarki opartej o wiedzę i nowoczesne technologie

WPŁYW PROJEKTU NA REALIZACJĘ POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI ORAZ UE;
ZNACZENIE W KONTEKŚCIE BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO („3X20”).

Zmniejszenie do roku 2020 emisji CO₂ o 20%; zmniejszenie do roku 2020 energochłonności o 20%; zwiększenie do roku 2020 udziału energii produkowanej ze źródeł odnawialnych do 20% w całkowitym rynku energetycznym; zwiększenie do roku 2020 udziału biopaliw do 10% w rynku paliwowym.

Inwestycja wpływa na wyraźne zmniejszenie emisji CO₂ zarówno w wariancie samodzielnej realizacji projektu jak i jak części składowej kompleksowego projektu ciepłowni geotermalnej

Zastosowanie kogeneracji wpływ na obniżenie zużycia energii pierwotnej a więc także na poprawę efektywności i zmniejszenie energochłonności.

Jako element całościowego projektu ciepłowni geotermalnej wpływa na poprawę efektywności pracy projektowanego systemu.

PRZEDSIĘWZIĘCIE NIE DOTYCZY REWITALIZACJI.

4. OPIS ISTNIEJĄCEGO SYSTEMU

4.1. Struktura organizacyjna systemu z uwzględnieniem podziału kompetencji, współzależności, odpowiedzialności i struktury własności; opis techniczny systemu zarządzanego przez beneficjenta

Za zapewnienie ciągłości i powszechnej dostępności dostaw energii cieplnej dla celów centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla Miasta Sieradza odpowiedzialne jest Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sieradz Sp. z o.o. PEC Sieradz posiada 2 kotłownie zlokalizowane przy ul. Zachodniej oraz przy ul. Spółdzielczej.

Obydwie ciepłownie wyposażone są w kotły opalane miatem węglowym. Charakterystykę kotłów PEC Sieradz ciepłowni przy ulicy Zachodniej oraz Spółdzielczej zestawiono poniżej :

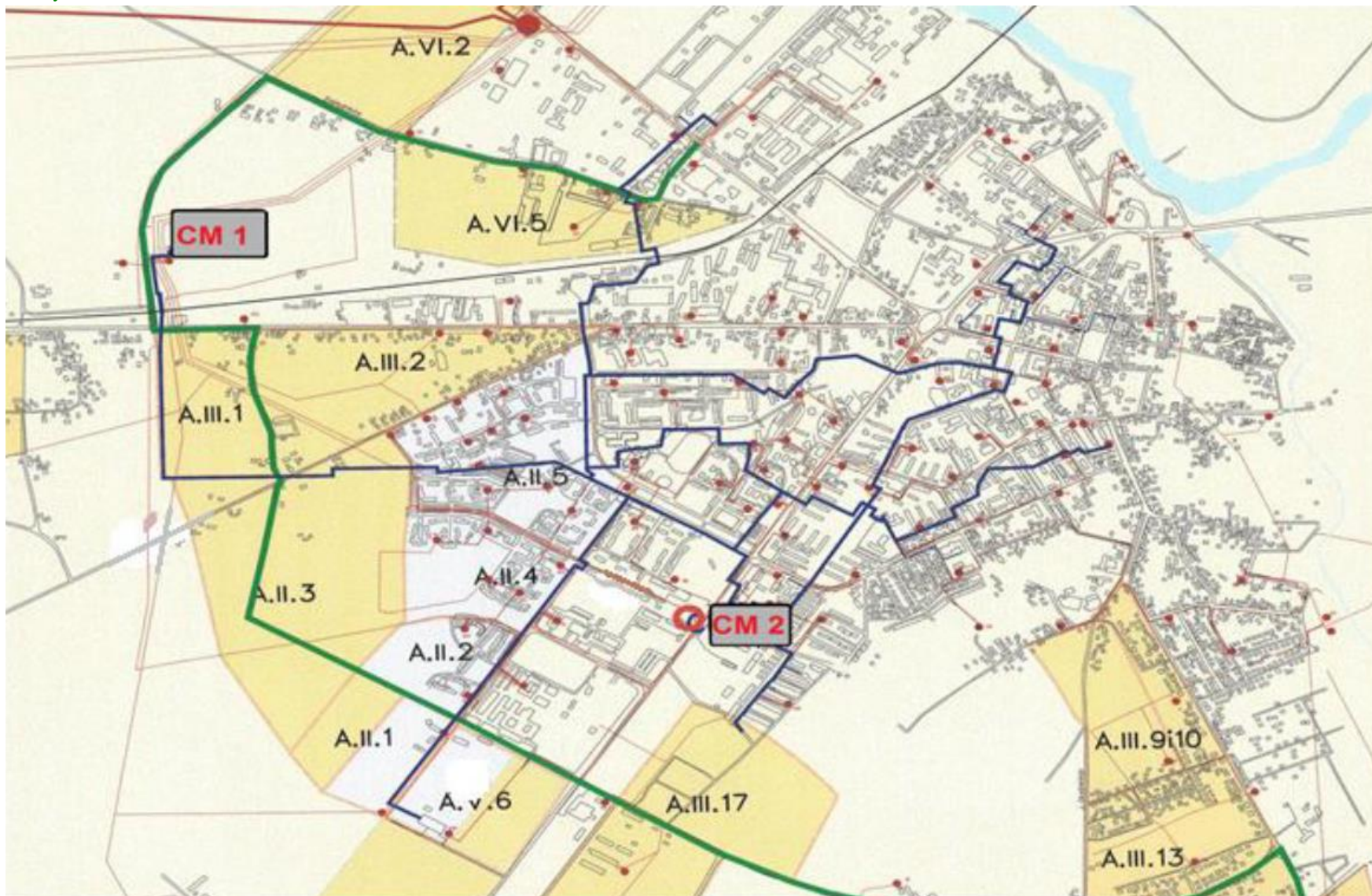
	Kotłownia Zachodnia		Kotłownia Spółdzielcza	
	Kocioł Nr 1	Kocioł Nr 2	Kocioł Nr 3	Kocioł Nr 4
Typ:	WR-25-015	WR-25-014	WR-10-010	WR-10/7EM
Moc nominalna:	23 MW	23 MW	-	6 MW
Maksymalna moc trwała:	29 MW	29 MW	9 MW	7 MW
Wydajność minimalna:	7,5 MW	7,5 MW	4,8 MW	1,8 MW
Sprawność gwarantowana:	> 85 %	> 83 %	> 85 %	> 85 %
- paliwo rodzaj:	węgiel kamienny, energetyczny	węgiel kamienny, energetyczny	węgiel kamienny, energetyczny	węgiel kamienny, energetyczny
- sortyment paliwa:	M-IIA	M-IIA	M-IIA	M-IIA
- wartość opałowa:	21-23 MJ/kg	21-23 MJ/kg	21-23 MJ/kg	21-23 MJ/kg

Roczne zapotrzebowanie ciepła za 2016 rok, który przyjęto za rok reprezentatywny do obliczeń i wyniosło:

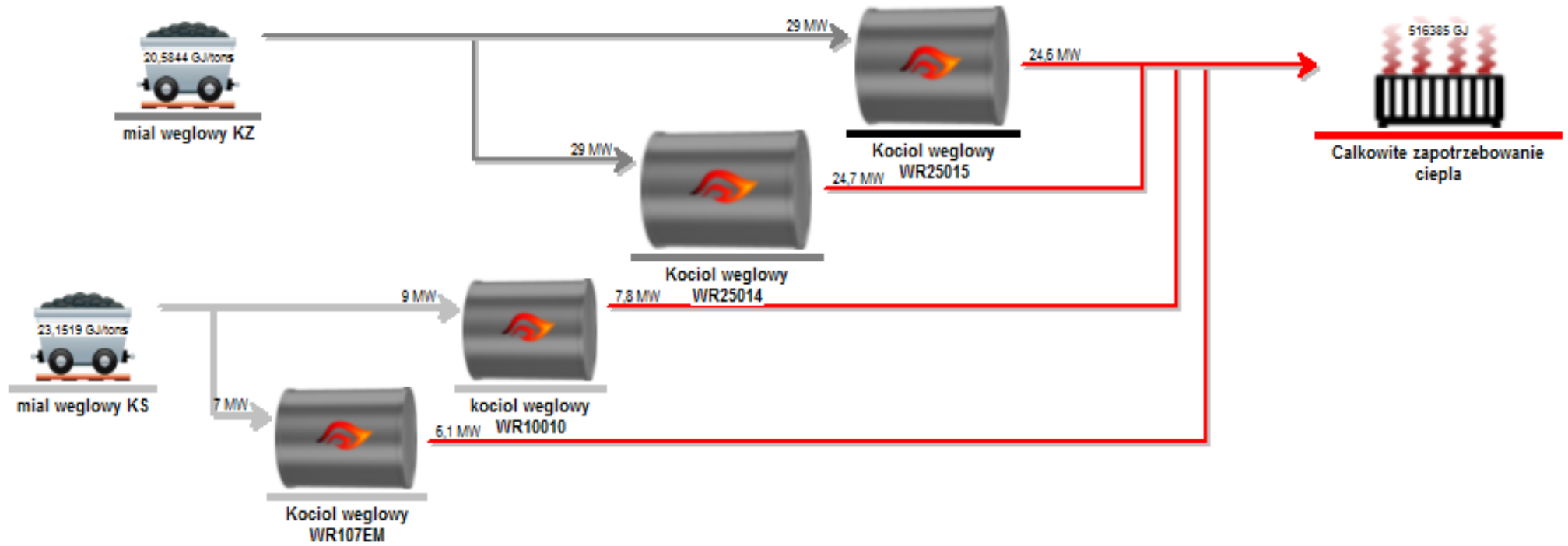
Rok	Produkcja z obu ciepłowni	Wysłano z ciepłowni na sieć
	GJ	GJ
2016	482 813	479 608,9

Na podstawie danych temperaturowych oraz informacji uzyskanych od PEC Sieradz, przygotowano w oparciu o program Energy-Pro model pracy systemu ciepłowniczego w Sieradzu, w którym bazową jest kotłownią przy ul. Zachodniej natomiast zapotrzebowanie ciepła w lecie i okresach przejściowych jest realizowane przez kotłownię przy ul. Spółdzielczej.

Układ sieci ciepłowniczej na terenie miasta Sieradza



Schemat systemu ciepłowniczego PEC sp. z o.o. w Sieradzu



Dane ciepłowni za rok 2016 przyjmowane do obliczeń przyjętych w projekcji finansowej. Obliczenia wykonano na podstawie temperatur zewnętrznych monitorowanych przez PEC Sieradz:

	Średnia	Minimum	Maximum
Styczeń, 2016	-1,7	-12,8	7,8
Luty, 2016	3,7	0	9,6
Marzec, 2016	4,5	0,2	9,4
Kwiecień, 2016	9,7	5,5	17
Maj, 2016	16	8,2	22,5
Czerwiec, 2016	19,9	15,5	28,8
Lipiec, 2016	20,2	15	25
Sierpień, 2016	19,3	14,3	23,9
Wrzesień, 2016	17,4	11,1	23
Październik, 2016	8,1	5	17
Listopad, 2016	3,5	-1,1	10,4
Grudzień, 2016	1,3	-3,3	8,7
Cały okres	10,2	-12,8	28,8

Temperatura zasilania wody sieciowej w roku 2016 w PEC Sieradz :

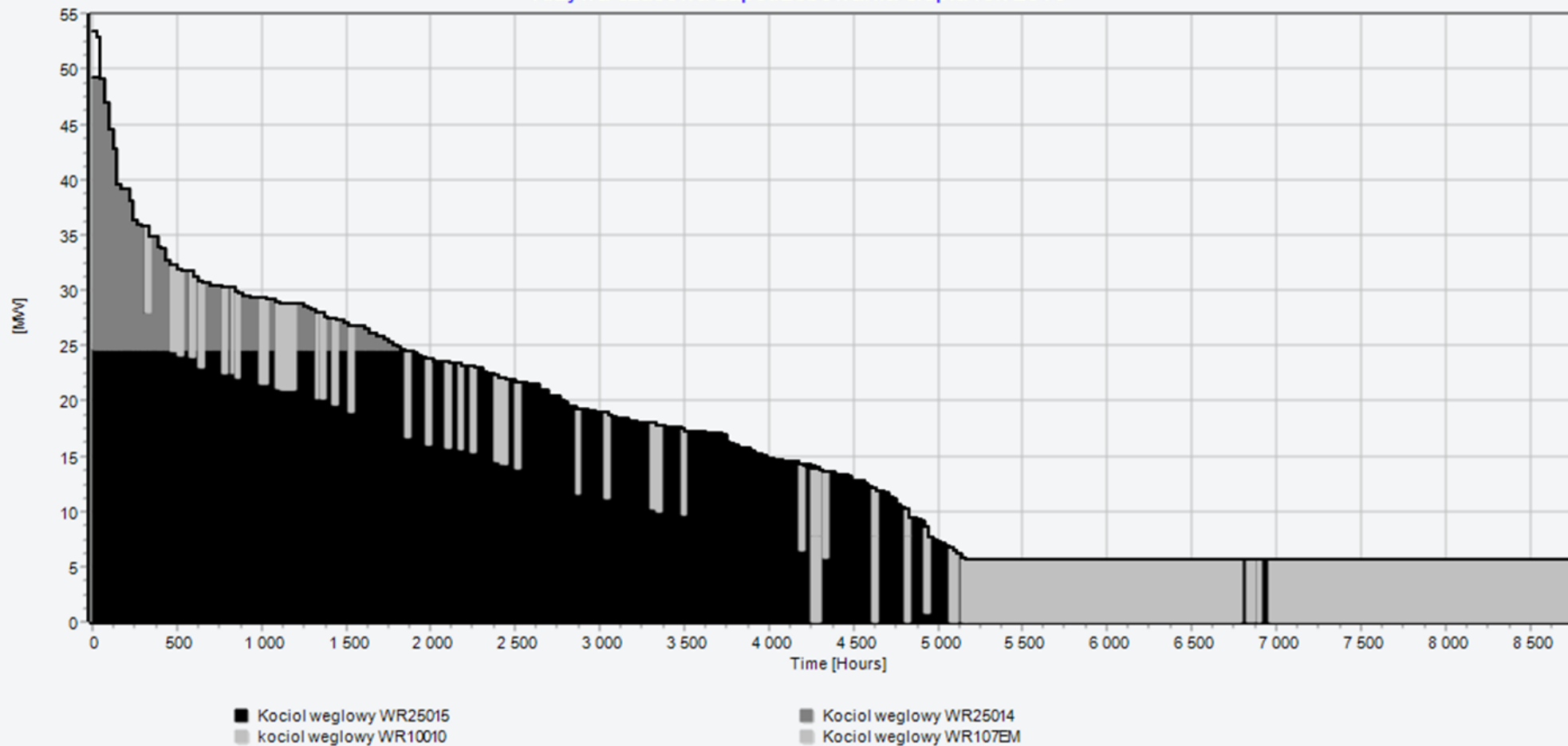
	Średnia	Minimum	Maximum
Styczeń, 2016	89	72,4	112,3
Luty, 2016	77,7	71,2	84
Marzec, 2016	76,8	72,3	82,7
Kwiecień, 2016	72	64,8	74,4
Maj, 2016	70,6	66,5	72,1
Czerwiec, 2016	70,4	69,9	71
Lipiec, 2016	70,3	66,6	71,2
Sierpień, 2016	70	68,6	70,9
Wrzesień, 2016	70,2	69,2	71,5
Październik, 2016	74,7	69,3	77,1
Listopad, 2016	79,2	73,1	88,7
Grudzień, 2016	82,4	72,9	90,9
Cały okres	75,3	64,8	112,3

Temperatura powrotu wody sieciowej w roku 2016 w PEC Sieradz

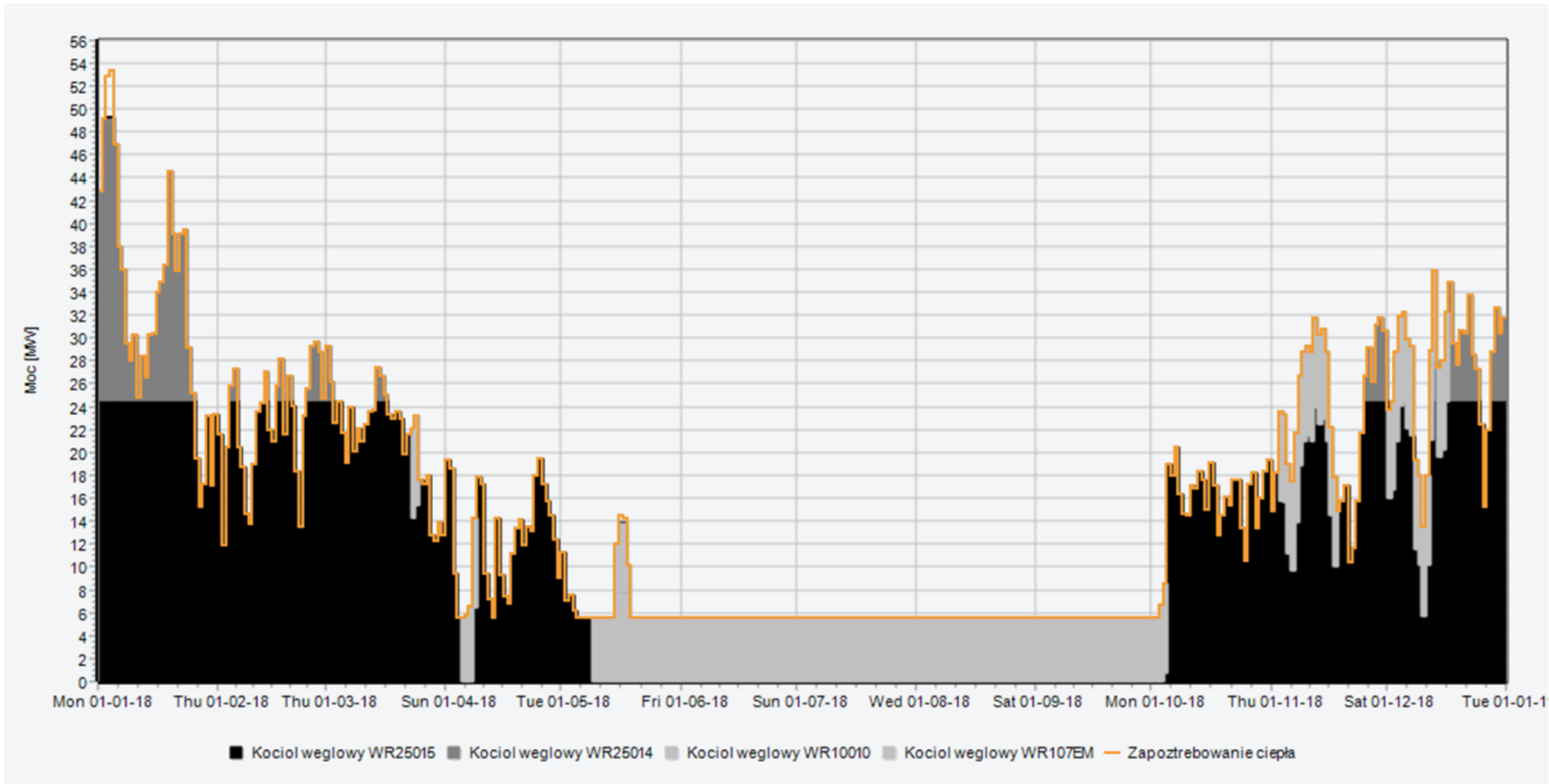
	Średnia	Minimum	Maximum
Styczeń, 2016	51,6	44,7	61,6
Luty, 2016	47,3	43,9	50,2
Marzec, 2016	46,9	44,7	50,2
Kwiecień, 2016	45,9	44,7	47,8
Maj, 2016	47,2	45,7	48,3
Czerwiec, 2016	47,7	47	49
Lipiec, 2016	48,6	47,8	49,1
Sierpień, 2016	48,6	48,1	49,1
Wrzesień, 2016	48,3	45,7	49
Październik, 2016	44,9	42,9	47,6
Listopad, 2016	47,5	44,4	51,7
Grudzień, 2016	49,4	45	53,7
Cały okres	47,8	42,9	61,6

Krzywa czasowa zapotrzebowania ciepła dla roku 2016 PEC Sieradz.

Krzywa czasowa zapotrzebowania ciepła rok 2016



Produkcja ciepła dla roku 2016 PEC Sieradz.



Wyłączenia poszczególnych kotłów w roku 2016 następowaly w terminach:

Kocioł węglowy WR25015			
od	2016-10-05 00:00	do	2016-03-10 23:59
Kocioł węglowy WR25014			
od	2016-10-05 00:00	do	2016-03-10 23:59
Kocioł węglowy WR10010			
od	2016-01-01 00:00	do	2016-03-22 23:59
od	2016-03-25 00:00	do	2016-04-04 23:59
od	2016-09-04 00:00	do	2016-08-05 23:59
od	2016-05-10 00:00	do	2016-02-11 23:59
od	2016-11-18 00:00	do	2016-11-30 23:59
od	2016-12-17 00:00	do	201-12-31 23:59
Kocioł węglowy WR107EM			
od	2016-01-01 00:00	do	2016-03-22 23:59
od	2016-03-25 00:00	do	2016-04-04 23:59
od	2016-09-04 00:00	do	2016-08-05 23:59
od	2016-05-10 00:00	do	2016-02-11 23:59
od	2016-11-18 00:00	do	2016-11-30 23:59
od	2016-12-17 00:00	do	2016-12-31 23:59

Całkowite zapotrzebowanie ciepła	482 813,0	GJ	
Max zapotrzebowanie mocy	53,4	MW	
Produkcja ciepła :			
Kocioł węglowy WR25015	96 189,2	MWh/rok	71,80 %
Kocioł węglowy WR25014	10 195,2	MWh/rok	7,60 %
Kocioł węglowy WR10010	27 069,0	MWh/rok	20,20 %
Kocioł węglowy WR107EM	453,6	MWh/rok	0,30 %
Razem	133 907,0	MWh/rok	100,00 %
Ilość godzin pracy :	[h/rok]	%	
Kocioł węglowy WR25015	5 136,0	58,60 %	
Kocioł węglowy WR25014	1 440,0	16,40 %	
Kocioł węglowy WR10010	4 464,0	51,00 %	
Kocioł węglowy WR107EM	96,0	1,10 %	
Zużycie paliwa :			
miał węglowy KZ	21 153,0	ton	
miał węglowy KS	4 610,0	ton	
z podziałem na źródła :			
Kocioł węglowy WR25015	113 393,8	MWh	= 19 133,3 ton
Kocioł węglowy WR25014	11 970,1	MWh	= 2 019,7 ton
Kocioł węglowy WR10010	31 233,5	MWh	= 4 534,5 ton
Kocioł węglowy WR107EM	520,5	MWh	= 75,6 ton
Razem	157 117,8	MWh	

4.2. Opis techniczny istniejącej infrastruktury energetycznej (parametry ilościowe i jakościowe energii elektrycznej i ciepła/lub zdolności przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej w istniejącym systemie)

Na obszarze miasta Sieradza istnieje sieć ciepłownicza eksploatowana przez PEC Sp. z o.o. w Sieradzu.

Tabela Podstawowe informacje o sieci ciepłowniczej

Rok	Długość sieci		Straty przesyłowe ciepła, %
	łącznie, km	w tym preizolowana, km	
2013	43,425	28,170	8,8
2012	42,609	27,200	8,8
2011	42,134	26,238	9,7

Sieć ciepłownicza wykonana jest zarówno w technologii tradycyjnej (rurociągi ciepłownicze ułożone w kanałach betonowych), napowietrznej, jak również w technologii rur preizolowanych. Ciepłociąg napowietrzny Dn500 mm i Dn400 mm jest izolowany za pomocą kształtek izolacyjnych oraz płaszcza z blachy ocynkowanej.

CHARAKTERYSTYKA WĘZŁÓW CIEPŁOWNICZYCH

Na obszarze miasta Sieradza istnieje 398 węzłów ciepłych (stan – rok 2013) eksploatowanych przez PEC Sp. z o.o. w Sieradzu w celu poprawy bezpieczeństwa oraz niezawodności pracy, system grzewczy w Sieradzu jest systematycznie modernizowany. Najstarsze sieci ciepłownicze wykonane są w technologiach tradycyjnych. Modernizacje i remonty sieci ciepłych polegają na wymianie tradycyjnych sieci kanałowych na sieci preizolowane. Każdego roku wymieniany jest wytypowany najstarszy lub posiadający najgorszy stan odcinek. Stan techniczny węzłów ciepłych jest dobry i bardzo dobry

Plany inwestycyjne i modernizacyjne PEC Sp. z o.o. w Sieradzu

Przedsiębiorstwo jako cele strategiczne swojej działalności wyznaczyło:

- systematyczne pozyskiwanie klientów, a tym samym podłączanie nowych obiektów,
- kontynuację programu dotyczącego zwiększenia sprzedaży ciepłej wody użytkowej,
- rozwój programu likwidacji niskiej emisji tj. kotłowni oraz pieców opalanych węglem

CHARAKTERYSTYKA LOKALNYCH ŹRÓDEŁ CIEPŁA W MIEŚCIE SIERADZU

Kotłownie lokalne na terenie miasta Sieradza to kotłownie należące do zakładów pracy /4 kotłownie – Szpital Wojewódzki, OSM Wart-Milk oraz Ytong Polska o łącznej mocy zainstalowanej przekraczającej 16,2 MW oraz przede wszystkim typowe kotłownie wbudowane, które zaopatrują budynki użyteczności publicznej i mieszkalne w energię cieplną. Na terenie Sieradza funkcjonuje wiele kotłowni wbudowanych w obiekty budowlane /ankietyzacji dla celów PGN poddano 23 kotłownie/.

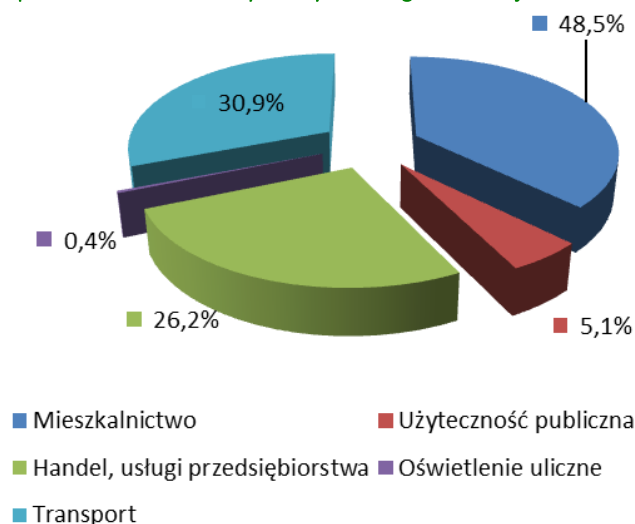
5. ANALIZA POPYTU

Bilans energetyczny przedstawia potrzeby energetyczne poszczególnych grup odbiorców wraz ze sposobem ich pokrywania oraz strukturę zużycia nośników energii i paliw. Bilans energetyczny Miasta sporządzono przy określeniu wielkości aktualnego (rok 2013) zapotrzebowania na media energetyczne oraz sposobów ich dostarczania. W tabelicy poniżej zamieszczono bilans energetyczny dla stanu aktualnego w poszczególnych sektorach odbiorców dla miasta Sieradza.

Tabela Zużycie energii końcowej w poszczególnych sektorach odbiorców w 2013 r.

Lp.	Nośnik energii / paliwo	Jednostka	Zużycie energii
1	Mieszkalnictwo	MWh/rok	217 864
2	Użyteczność publiczna	MWh/rok	29 926
3	Handel, usługi przedsiębiorstwa	MWh/rok	152 556
4	Oświetlenie uliczne	MWh/rok	2 136
5	Transport	MWh/rok	180 046
6	Razem	MWh/rok	582 528

Rysunek Udział poszczególnych grup odbiorców w całkowitym zużyciu energii końcowej w roku 2013



Największy udział w całkowitym zużyciu energii stanowi sektor mieszkalnictwa (ok. 49%), sektor transportu (31%) oraz sektor handlu, usług i przedsiębiorstw ok. 26% całkowitego zużycia. Jedynie około 5% zużywanej energii w Sieradzu przypada na budynki użyteczności publicznej.

W kolejnej tabelicy zestawiono wielkości zużycia paliw i energii na cele grzewcze (c.o.+c.w.u.) w gospodarstwach domowych, budynkach użyteczności publicznej, w sektorze handlu, usług i przedsiębiorstw. W tabelicy podano również zużycie energii elektrycznej w punktach oświetlenia ulicznego Miasta.

Udziały pozostałych paliw i energii są odpowiednie do możliwości ich pozyskiwania oraz kosztów użytkowania

Tabela Zużycie nośników energii na terenie miasta Sieradza łącznie i we wszystkich grupach użytkowników energii (z wyłączeniem transportu) w roku 2013

Paliwa	SUMA	Handel, usługi, przedsiębiorstwa	Użyteczność publiczna	Gospodarstwa domowe	Oświetlenie uliczne
	MWh/rok	MWh/rok	MWh/rok	MWh/rok	MWh/rok
LPG	4 784	1 511		3 272	
Węgiel	87 460	10 963	423	76 074	–
Drewno	6 795	732	56	6 006	–
Olej opałowy	18 577	9 668	368	8 540	–
OZE	54	–	–	54	–
Energia elektryczna	115 617	80 493	1 388	31 600	2 136
Ciepło sieciowe	129 593	15 631	27 570	86 392	–
Gaz ziemny	39 602	33 557	120	5 925	–
SUMA	402 482	152 556	29 926	217 864	2 136

Wielkość rynku energii (ciepło do ogrzewania, ciepłej wody użytkowej) wynosi 402,5 GWh/rok.

Dominującym rodzajem energii w strukturze zaopatrzenia miasta Sieradza w ciepło i energię elektryczną są: ciepło sieciowe – 32,2%, energia elektryczna – 28,7% oraz paliwa stałe (węgiel kamienny i koks) – 21,7%.

OGÓLNE ASPEKTY DOTYCZĄCE PODAŻY

Istotny wpływ na ograniczenie (i/lub racjonalizacja) zużycia energii ze źródeł pierwotnych, przewija się w wielu dokumentach strategicznych Unii Europejskiej oraz krajowych, z których część sukcesywnie znajduje odbicie w odpowiednich aktach prawnych.

STRATEGIA EUROPA 2020

Dokument "Europa 2020 –Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu", zaprezentowany przez Komisję Europejską 3 marca 2010 roku, jako jeden z priorytetów wymienia „*rozwoj zrównoważony: wspieranie gospodarki efektywniej korzystającej z zasobów, bardziej przyjaznej środowisku i bardziej konkurencyjnej*”. Wśród kilku nadrzędnych, wymiernych celów UE wymienia: „*emisję dwutlenku węgla należy ograniczyć co najmniej o 20% w porównaniu z poziomem z 1990 r. lub, jeśli pozwolą na to warunki, nawet o 30%; należy zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii w naszym całkowitym zużyciu energii do 20% oraz zwiększyć efektywność wykorzystania energii o 20%*”. Wśród siedmiu projektów przewodnich, które umożliwią postępy w ramach każdego z priorytetów tematycznych, wymienia „*Europa efektywnie korzystająca z zasobów*” – projekt na rzecz uniezależnienia wzrostu gospodarczego od wykorzystania zasobów, przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, większego wykorzystania odnawialnych źródeł energii, modernizacji transportu oraz propagowania efektywności energetycznej.

POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO 2030 ROKU

Dokument **"Polityka energetyczna Polski do 2030 roku"**, przygotowany przez Ministerstwo Gospodarki, a przyjęty przez Radę Ministrów dnia 10 listopada 2009 roku, jako jeden z podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej wymienia:

- Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii,
- Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

W obszarze „Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii” jako główne cele polityki energetycznej dokument ten wymienia między innymi:

- Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku oraz dalszy wzrost tego wskaźników latach następnych,
- Zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw oraz stworzenie optymalnych warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach.

W obszarze „Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” jako główne cele polityki energetycznej dokument ten wymienia między innymi:

- Ograniczenie emisji CO₂ do 2020 roku przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego,

Na Szczycie Rady Europejskiej 8-9 marca 2007 r. przyjęto Plan Działań integrujący politykę klimatyczną i energetyczną Wspólnoty, aby ograniczyć wzrost średniej globalnej temperatury o więcej niż 2 st. C powyżej poziomu sprzed okresu uprzemysłowienia, oraz zmniejszyć zagrożenie wzrostem cen i ograniczoną dostępnością ropy i gazu. Jednym z elementów prowadzących do osiągnięcia tego celu jest zwiększenie udziału energii produkowanej z OZE do 20 % całkowitego zużycia energii średnio w UE w 2020 r. Przedmiotowe przedsięwzięcie bezpośrednio wpisuje się we wszystkie te cele: sprzyja ograniczeniu zużycia energii ze źródeł pierwotnych, racjonalizuje poziom jej wykorzystania a tym samym wpływa na obniżenie emisji CO₂. Wspomniane powyżej strategie powoli znajdują swoje odzwierciedlenie w przepisach, jednak ze względu na wiele uwarunkowań, w tym w szczególności ekonomicznych, przepisy nie narzucają nadmiernie rygorystycznych założeń w zakresie wykorzystywania energii odnawialnej. Przykładem takiego aktu prawnego jest Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, które w art. 14 mówi, że polityka energetyczna państwa określa w szczególności działania w zakresie ochrony środowiska.

Z dużym prawdopodobieństwem można przypuszczać, że przepisy prawne będą w tym zakresie coraz surowsze, co będzie sprzyjało wzrostowi popytu na racjonalizację zużycia energii ze źródeł pierwotnych oraz jej zastępowanie energią cieplną pochodzącą ze źródeł odnawialnych.

NIE WYSTĘPUJE EFEKT SIECIOWY.

6. DEFINIOWANIE OSTATECZNEGO ZAKRESU PROJEKTU

6.1. Analiza potrzeb inwestycyjnych

Główne cele inwestycyjne koncentrują się na poprawie efektywności systemu ciepłowniczego oraz zmniejszeniu jego emisyjności. Istotnym elementem planowanych zmian w systemie ciepłowniczym Sieradza jest możliwość zastosowania geotermii. Gmina Miasta Sieradz przeprowadziła prace mające na celu wykonanie otworu badawczo-eksploatacyjnego Sieradz GT-1 który potwierdza zasadność zastosowania geotermii do celów centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla odbiorców sieciowych.

W tym celu podjęto analizy mające na celu rozbudowę ciepłowni oznaczonej jako CM1 zlokalizowanej przy ulicy Zachodniej w Sieradzu, znajdującej się w bezpośrednim sąsiedztwie wykonanego otworu badawczo - eksploatacyjnego Sieradz GT-1 realizowanego przez Miasto Sieradz na działce nr 462/2 obręb 24.

6.2. Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do oceny technicznej systemu

Ciepłownia CM1 jest typową ciepłownią wyposażoną w 2 kotły wodno-rusztowe typu WR-25 opalane węglem kamiennym energetycznym. Nominalna moc kotłów wynosi 25 MW każdy, maksymalna moc trwała 29 MW, a moc minimalna 7,5 MW. Ciepłownia jest sprawna, jest wyposażona w zespół pomp obiegowych sieciowych, pompy zimnego mieszania, pompy gorącego mieszania, pompy stabilizujące, pompy uzupełniające, automatykę, zabezpieczenia oraz wszelkie inne niezbędne urządzenia. Ciepłownia, ze względu na wielkość kotłów i ich minimalną moc cieplną pracuje przede wszystkim w sezonie grzewczym. W okresie letnim pracuje druga ciepłownia - CM2 przy ul. Spółdzielczej.

Wykonany na terenach przyległych do ciepłowni otwór badawczo-eksploatacyjny otwór geotermalny GT-1 uzyskał akceptowalne parametry jakościowo-wydajnościowe niezbędnego zastosowania w systemie ciepłowniczym. Wydajność otworu GT-1 wynosi ok. 250 m³/h wody geotermalnej o temperaturze ok. 54°C na wypływie i mineralizacji 2,6 g/dm³.

Uruchomienie ciepłowni geotermalnej zlokalizowanej w ramach ciepłowni CM1 umożliwi efektywne zagospodarowanie przedmiotowego otworu.

Dodatkowa rezerwa mocy zachęca do podłączania kolejnych odbiorców do miejskiego systemu ciepłowniczego. Inwestycja jest również zgodna z Planem Gospodarki Niskoemisyjnej dążącej do zmniejszenia zjawiska niskiej emisji poprzez optymalizację źródeł ciepła.

6.3. Opis braków i potrzeb inwestycyjnych w odniesieniu do planowanego popytu na produkty/usługi

Potrzeby inwestycyjne spółki koncentrują się na zastąpieniu kotłów węglowych ciepłem pozyskanym z OZE przy zachowaniu wysokiej efektywności działania całego systemu ciepłowniczego.

Dodatkowym elementem projektu jest możliwość dalszego pozyskania odbiorców w wyniku likwidacji źródeł niskiej emisji opalanych paliwem stałym.

Wielkość sieci ciepłowniczej oraz struktura wytwarzania ciepła na terenie miasta pozwala stwierdzić, że istnieje potencjał do wzrostu zapotrzebowania na ciepło systemowe głównie w oparciu o systematyczną eliminację kotłów węglowych, szczególnie dotyczy to obszarów miasta o zwartej zabudowie, gdzie zapotrzebowanie na ciepło jest największe oraz gdzie warunki techniczno-ekonomiczne uzasadniają takie inwestycje.

6.4. Opis potrzeb inwestycyjnych związanych z uporządkowaniem, racjonalizacją i minimalizacją negatywnego wpływu na środowisko funkcjonowania istniejących obiektów; identyfikacja niezbędnych działań dla zniwelowania zidentyfikowanych braków i wypełnienia potrzeb systemu – określenie zakresu niezbędnych inwestycji

Przedmiotowa inwestycja wpisuje się w działania mające na celu uporządkowanie, racjonalizację i minimalizację negatywnego wpływu na środowisko.

Potrzeby inwestycyjne w ramach przedmiotowego projektu koncentrują się na modernizacji i efektywnej rozbudowie obecnego stanu sieci ciepłej.

Struktura wytwarzania ciepła na terenie miasta pozwala stwierdzić, że istnieje potencjał do wzrostu zapotrzebowania na ciepło systemowe głównie w oparciu o systematyczną eliminację kotłów węglowych, szczególnie dotyczy to obszarów miasta o zwartej zabudowie, gdzie zapotrzebowanie na ciepło jest największe oraz gdzie warunki techniczno-ekonomiczne uzasadniają takie inwestycje.

7. ANALIZA OPCJI (W TYM TECHNICZNYCH)

7.1. Zakres i metodyka analizy

Inwestor na wstępnym etapie wyboru wariantu realizacji rozpatrywał trzy koncepcje rozbudowy ciepłowni CM1.

- Pierwszy wariant zakłada budowę ciepłowni geotermalnej z wykorzystaniem dwóch sprężarkowych elektrycznych pomp ciepła.
- Drugi wariant opiera się na zastosowaniu dwóch absorpcyjnych pomp ciepła.
- Trzeci wariant natomiast zakłada zastosowanie dwóch absorpcyjnych pomp ciepła zasilanych z kotła biomasowego /wraz z modułem kogeneracyjnym/ .

W każdym wariantcie przewiduje się zastosowanie geotermalnego wymiennika ciepła służącego do bezpośredniej wymiany ciepła między wodą geotermalną a wodą sieciową. Niezależnie od wybranego rodzaju pompy ciepła zakłada się wybudowanie nowego budynku przeznaczonego na urządzenia i technologię związaną z geotermią.

7.2. Analiza wykonalności (identyfikacja możliwych rozwiązań lokalizacyjnych i technologicznych, w tym wariantów poddanych analizie podczas oceny oddziaływania na środowisko)

WARIANT 1

Wariant ze sprężarkowymi pompami ciepła zlokalizowanymi obok Kociołni przy ul. Zachodniej

W tym wariantcie zakłada się zastosowanie sprężarkowych elektrycznych pomp ciepła, dla których dolnym źródłem ciepła będzie woda sieciowa powrotna. Wydajność odwiertu oraz temperatura wody geotermalnej umożliwią zastosowanie dwóch pomp ciepła o mocy cieplnej ok. 6,0 MWt każda, co we współpracy z geotermalnym wymiennikiem ciepła daje moc ciepłowni geotermalnej na poziomie 12,0 MWt.

Sprężarkowa pompa ciepła umożliwia podgrzanie wody sieciowej do ok. 70oC przy korzystnym współczynniku COP = ~5,0. W praktyce, ze względu na ograniczoną moc cieplną urządzenia oraz znaczne przepływy wody sieciowej, w sezonie grzewczym pompy ciepła wraz z wymiennikami ciepła umożliwią podgrzanie wody sieciowej do temperatury ok. 68oC.

Źródło energii elektrycznej dla silników sprężarek

Do działania sprężarkowych elektrycznych pomp ciepła wymagane jest dostarczenie energii elektrycznej w ilości około 1,1 MWe i napięciu 6,0 kV do każdej z nich.

Do prawidłowego działania wymagane jest również zastosowanie chłodnicy wentylatorowej lub agregatu chłodniczego o wydajności chłodniczej ok. 150 kW po jednym urządzeniu na każdą sprężarkową pompę ciepła. Są to urządzenia przeznaczone do chłodzenia silnika pompy ciepła.

Układ hydrauliczny oraz główne urządzenia

W zależności od rozpatrywanej pory roku, część geotermalna ciepłowni (dla uproszczenia nazywana dalej ciepłownią geotermalną) będzie stanowiła samodzielne źródło ciepła lub będzie spełniała rolę wstępnego podgrzania wody sieciowej, która następnie będzie dogrzana do wymaganej temperatury przez istniejące kotły WR-25.

Układ hydrauliczny wariantu ze sprężarkową pompą ciepła pokazano na załącznikach Z-1 (ogólny schemat ideowy ciepłowni CM1 z proponowanym sposobem włączenia ciepłowni geotermalnej) oraz Z-8, Z-9 i Z-10 (schematy ideowe ciepłowni geotermalnej ze sprężarkową pompą ciepła z pokazanymi 3 trybami pracy).

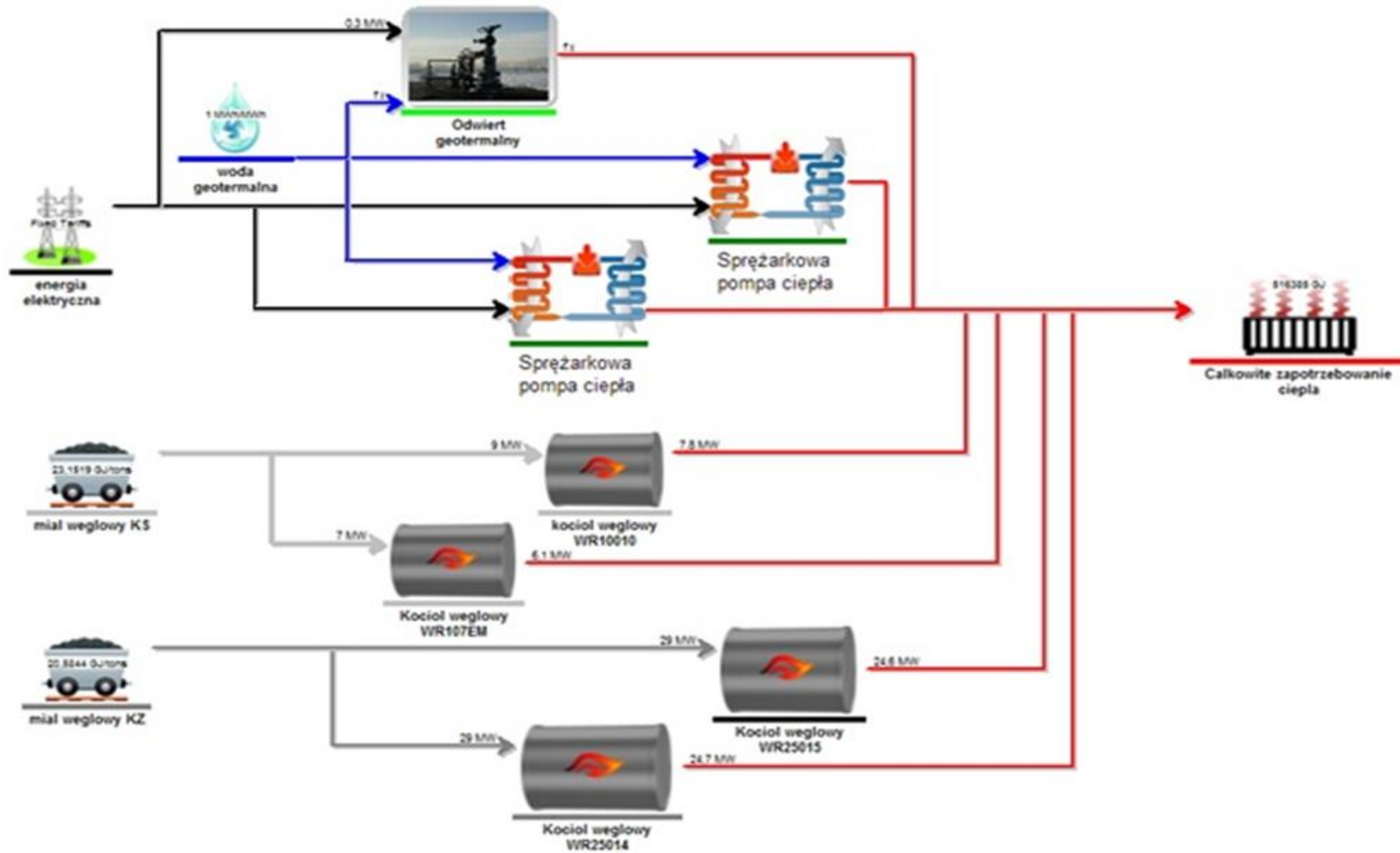
Do ciepłowni geotermalnej dostarczany jest cały strumień wody sieciowej z ciepłowni CM1. W celu ochrony urządzeń w ciepłowni w pierwszej kolejności woda jest kierowana na podwójny filtr siatkowy. Następnie woda sieciowa kierowana jest do zaworu trójdrogowego gdzie następuje rozdział strumienia wody sieciowej. 125 m³/h wody sieciowej zostanie skierowane do każdej pompy ciepła. Strumień wody sieciowej skierowanej do pompy ciepła (125 m³/h) jest wprowadzony do parownika gdzie następuje jej schłodzenie o ok. 20-30 K (odpowiada to mocy cieplnej ok. 3,8 MWt). Schłodzona w pompie ciepła woda sieciowa jest następnie skierowana do geotermalnego wymiennika ciepła gdzie następuje jej podgrzanie do temperatury ok. 48-53oC. Jednocześnie woda geotermalna zostaje schłodzona do temperatury ok. 35-37oC. Po opuszczeniu geotermalnego wymiennika ciepła podgrzana woda sieciowa (250 m³/h) jest mieszana ze wcześniej by-passowaną. Cały strumień zmieszanej wody jest kierowany do skraplacza pompy ciepła gdzie następuje oddanie ciepła (z parowacza i silnika) i podgrzanie całego strumienia wody sieciowej do temperatury 68-70oC.

W pompie ciepła woda sieciowa może zostać podgrzana do maksymalnie ok. 70oC (możliwości pompy ciepła przy korzystnym współczynniku COP - powyżej 5,0). Przy założonych trybach pracy całej ciepłowni (patrz załączniki Z-9 i Z-10) woda sieciowa będzie podgrzana do niższych temperatur (ok. 68oC) .

Wynika to z mocy pompy ciepła która przy określonym przepływie wody sieciowej umożliwi podgrzanie wody sieciowej do w/w temperatur. Moc pompy ciepła jest ograniczona strumieniem wody geotermalnej oraz możliwościami jej schłodzenia (maks. do ok. 20oC). Po podgrzaniu wody sieciowej w pompie ciepła do temperatury 68-70oC zostanie ona skierowana do kotłów WR-25 gdzie nastąpi jej dogrzanie do wymaganej tabelą regulacyjną temperatury.

Ciepłownia geotermalna może stanowić samodzielne źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego miasta Sieradz w momencie gdy wymagana moc cieplna sieci nie przekracza ok. 10 MW i jednocześnie temperatura wody sieciowej jest nie wyższa niż 70oC. Dotyczy to praktycznie wyłącznie okresu letniego (moc ok. 6,0 MW, T=70/50oC) co odpowiada około 2/5 roku (ok. 3500 h). Przez pozostałą część roku wymagane jest dodatkowe dostarczanie ciepła za pomocą kotłów węglowych.

Ogólny schemat ideowy ciepłowni geotermalnej jako zespołu ciepłowni przy ul. Zachodniej i ul. Spółdzielczej wraz z rozbudową ciepłowni przy ul. Zachodniej o część geotermalną Wariant 1



Do zaprezentowanych obliczeń przyjęto dane uzyskane od PEC Sieradz Sp. z o.o. dla reprezentatywnego 2016 roku:

- średnioroczne zapotrzebowanie na ciepło (sprzedaż ciepła) w wysokości 482 813 GJ.
- zapotrzebowanie na ciepło poza sezonem grzewczym tj. od 20.05 do 01.10. przyjęto w wysokości 5,6 MW;

Wykresy zapotrzebowania ciepła w analizowanych latach zaprezentowano na rys. 5.

Wyniki obliczeń rocznego zużycia energii/paliw w wariantcie sprężarkowej pompy ciepła ciepłowni geotermalnej przy ul. Zachodniej. Wyniki na podstawie danych z roku 2016.			
Roczne zapotrzebowanie ciepła	Całkowite zapotrzebowanie ciepła	482 813	[GJ]
	Całkowite zapotrzebowanie ciepła	134 115	[MWh]
	Maksymalna moc	53,4	[MW]
Roczna produkcja ciepła	Sprężarkowa pompa ciepła wraz z geotermalnym wymiennikiem ciepła	72 931	[MWh]
	Kocioł węglowy WR10010	0	[MWh]
	Kocioł węglowy WR107EM		
	Kocioł węglowy WR25015	61 184	[MWh]
Kocioł węglowy WR25014			
Roczne zużycie energii	Woda geotermalna	58 734	[MWh]
	Energia elektryczna do napędu sprężarkowej pompy ciepła	15 616	[MWh]
	Miał węglowy KS (CM1, 22 MJ/kg)	0	[MWh]
	Miał węglowy KZ (CM2, 20,5 MJ/kg)	61 184	[MWh]
Roczne zużycie paliwa	Woda geotermalna	58 734	[MWh]
	Energia elektryczna do napędu sprężarkowej pompy ciepła	15 616	[MWh]
	Miał węglowy KS (CM1, 22 MJ/kg)	0	[ton]
	Miał węglowy KZ (CM2, 20,5 MJ/kg)	10 753	[ton]

WARIANT 2

Wariant z dwiema absorpcyjnymi pompami ciepła zasilanymi z kotłów gazowych zlokalizowanymi obok budynku istniejącej Kotłowni przy ul. Zachodniej

W tym wariantcie zakłada się zastosowanie dwóch absorpcyjnych bromolitowych pomp ciepła, dla których dolnym źródłem ciepła będzie woda geotermalna. Do działania tego rodzaju pomp ciepła zalecane jest dostarczenie energii cieplnej w postaci wysokoparametrowej wody grzewczej o optymalnej temperaturze zasilania ok. 170oC. Wydajność odwiertu oraz temperatura wody geotermalnej umożliwi zastosowanie dwóch pomp ciepła o mocy cieplnej każdej z nich wynoszącej po ok. 10 MWt.

Absorpcyjne pompy ciepła, do których zostanie doprowadzona woda geotermalna o temperaturze ok. 50oC oraz gorąca woda kotłowa (170oC) umożliwi podgrzanie wody sieciowej do maksymalnie ok. 90oC. W praktyce, ze względu na ograniczoną moc cieplną urządzenia oraz znaczne przepływy wody sieciowej, w sezonie grzewczym pompa ciepła urządzenie umożliwi podgrzanie wody sieciowej do temperatury ok. 79oC.

Źródło wysokotemperaturowej wody grzewczej do napędu pompy ciepła

Do działania pompy ciepła wymagane jest doprowadzenie wysokotemperaturowej wody grzewczej o temperaturze optymalnej 170/150oC. Jako źródło tej wody założono wykorzystanie dwóch przemysłowych wysokotemperaturowych kotłów wodnych o mocy każdego ok. 6,5 MW opalanych gazem ziemnym wysokometanowym. Kotły posiadają zintegrowany ekonomizer (dodatkowy wymiennik ciepła spalin) o mocy 0,6 MW. Nominalna moc każdego kotła wraz z ekonomizerem wynosi 7,1 MW.

Kotły będą dostarczały ciepło wyłącznie do pomp ciepła. Układ hydrauliczny składa się z rurociągów oraz pomp cyrkulacyjnych wraz ze wszelką niezbędną armaturą. Wszystkie urządzenia powinny być dostosowane do pracy z wodą gorącą (min. 150oC). Układy hydrauliczne kotłów powinny być wyposażone we własne systemy stabilizacji ciśnienia oraz zawory bezpieczeństwa. Ze względu na wysokie wymagania w zakresie parametrów wody obiegowej zakłada się zastosowanie kompletnej stacji uzdatniania wody, składający się z filtra, zmiękczacza, stacji odwróconej osmozy oraz odgazowycza próżniowego.

Układ ekonomizera będzie wyposażony we własną pompę cyrkulacyjną.

Odprowadzenie spalin z każdego kotła będzie odbywać się kominem spalinowym o średnicy ok. 900 mm i wysokości ok. 12-14 m. Nawiew powietrza do spalania poprzez układ wentylacji mechanicznej nawiewnej.

Doprowadzenie gazu

Do każdego kotła należy doprowadzić gaz ziemny w ilości ok. 800 m³/h. Ciśnienie gazu - średnie. Na działce przewidziano zabudowę stacji gazowej pomiarowej. Na ścianie budynku skrzynka z automatycznym zaworem odcinającym systemu detekcji gazu.

Budynek ciepłowni

Budynek ciepłowni należy wykonać jako wolnostojący, o konstrukcji stalowej, ze ścianami i dachem wykonanymi z płyt warstwowych. Powierzchnia hali technologicznej powinna wynosić ok. 760 m². Wysokość hali ok. 8 m w świetle. Budynek ciepłowni powinien posiadać dodatkowe pomieszczenia pomocnicze (sterownię, magazyn, pomieszczenie transformatora i rozdzielni elektrycznej, ewentualnie dodatkowe pomieszczenie dla załogi). Posadzka budynku musi być odpowiednia do posadowienia urządzeń o masie do 70 ton. Konstrukcja budynku powinna umożliwiać zastosowanie podpór, zawiesi i mocowań rurociągów technologicznych o średnicach do 400 mm, wraz z przejmowaniem sił od naprężeń. Budynek należy wyposażyć w odpowiednią wentylację nawiewną i wywiewną, system aktywnej detekcji gazu, kanalizację technologiczną oraz wszelkie pozostałe niezbędne urządzenia i zabezpieczenia.

Układ hydrauliczny oraz główne urządzenia

W zależności od rozpatrywanej pory roku, część geotermalna ciepłowni (dla uproszczenia nazywana dalej ciepłownią geotermalną) będzie stanowiła samodzielne źródło ciepła lub będzie spełniała rolę wstępnego podgrzania wody sieciowej, która następnie będzie dogrzana do wymaganej temperatury przez istniejące kotły WR-25.

Układ hydrauliczny wariantu z dwiema absorpcyjnymi pompami ciepła pokazano na załącznikach Z-1 (ogólny schemat ideowy ciepłowni CM1 z proponowanym sposobem włączenia ciepłowni geotermalnej) oraz Z-5, Z-6 i Z-7 (schemat ideowy ciepłowni geotermalnej z absorpcją z pokazanymi 3 trybami pracy).

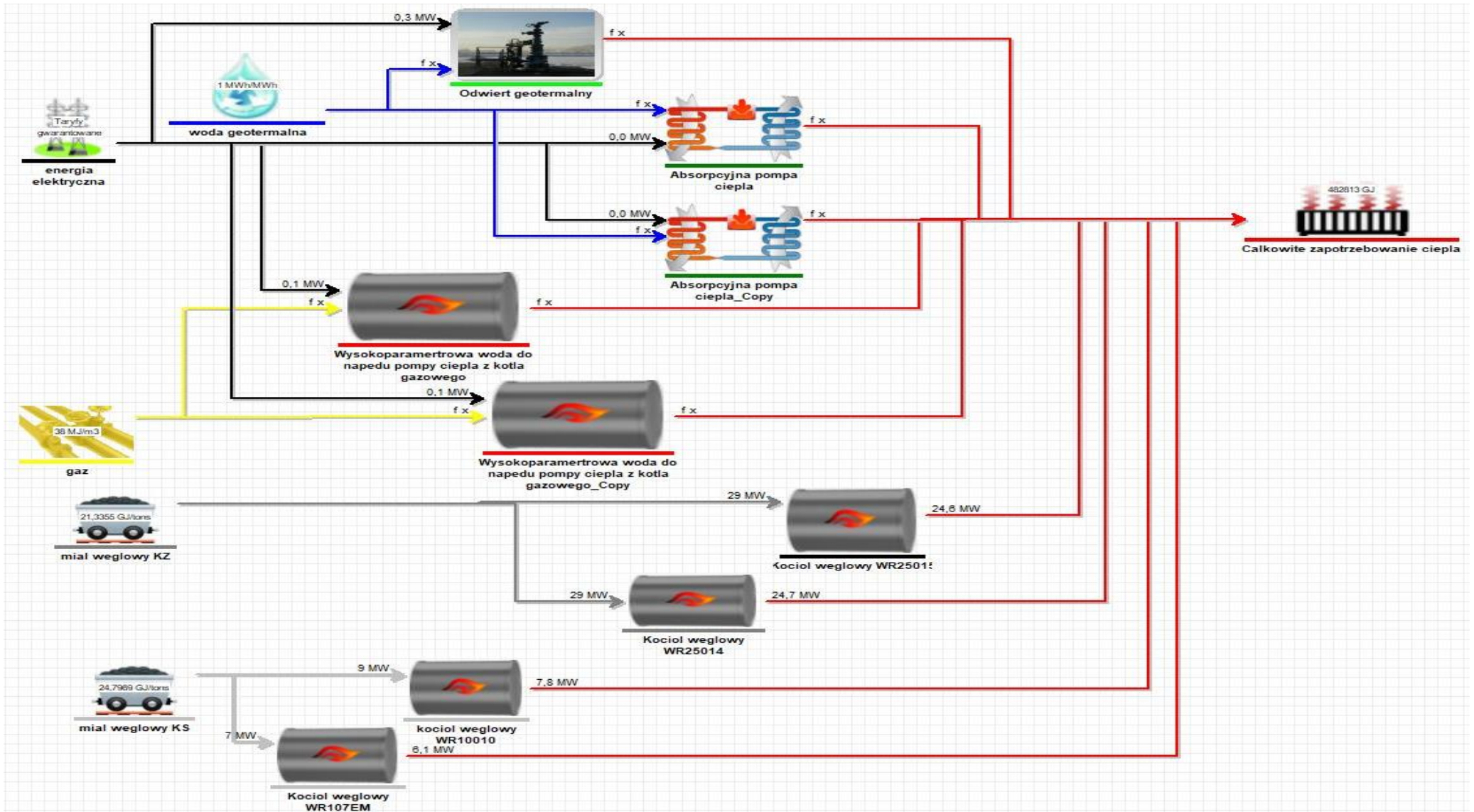
Do ciepłowni geotermalnej dostarczany jest cały strumień wody sieciowej z ciepłowni CM1. W celu ochrony urządzeń w ciepłowni w pierwszej kolejności woda jest kierowana na podwójny filtr siatkowy. W pierwszej kolejności woda sieciowa będzie kierowana do geotermalnego płytowego skręcanego wymiennika ciepła gdzie następuje bezpośrednia wymiana ciepła między wodą geotermalną a wodą sieciową. Bezpośrednia wymiana ciepła w wymienniku będzie następować jeżeli temperatura wody sieciowej wprowadzanej na wymiennik będzie niższa niż 52oC (co występuje przez większość roku). Woda sieciowa zostanie podgrzana do maksymalnie 52oC (w praktyce do nieco niższej temperatury wynikowej, wynikającej z wielkości przepływu wody sieciowej i ograniczonych możliwości cieplnych wymiennika geotermalnego).

Następnie część wody sieciowej (założono do 300 m³/h) będzie kierowana do ekonomizerów znajdujących się przy kotłach, gdzie nastąpi jej podgrzanie do temperatury wynikającej z aktualnej mocy kotła (o ok. 1,5 do 3K). Kolejno wstępnie podgrzana w wymienniku woda sieciowa będzie skierowana do absorpcyjnych pomp ciepła o nominalnej mocy cieplnej ok. 10 MW każda.

W pompach ciepła woda sieciowa może zostać podgrzana do maksymalnie ok. 90-95oC (możliwości technologiczne pomp ciepła). Przy założonych trybach pracy całej ciepłowni (patrz załączniki Z-5, Z-6 i Z-7) woda sieciowa będzie podgrzana do niższych temperatur (ok. 70-79oC) . Wynika to z mocy pomp ciepła, która przy określonym przepływie wody sieciowej umożliwi podgrzanie wody sieciowej do w/w temperatur. Moc pomp ciepła jest ograniczona strumieniem wody geotermalnej oraz możliwościami jej schłodzenia (maks. do ok. 20oC). Po podgrzaniu wody sieciowej do temperatury 70-79oC zostanie ona skierowana do kotłów WR-25, gdzie nastąpi jej dogrzanie do wymaganej tabelą regulacyjną temperatury.

Ciepłownia geotermalna może stanowić samodzielne źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego miasta Sieradz w momencie gdy wymagana moc cieplna sieci nie przekracza ok. 25 MW i jednocześnie temperatura wody sieciowej jest nie wyższa niż 90oC. Dotyczy to przede wszystkim okresu letniego (moc ok. 6,0 MW, T=70/50oC) oraz początku lub końcówki okresu grzewczego czyli około połowy roku (ok. 6000 h). Przez pozostałą część roku wymagane jest dodatkowe dostarczanie ciepła za pomocą kotłów węglowych.

Ogólny schemat ideowy ciepłowni geotermalnej jako zespołu ciepłowni przy ul. Zachodniej i ul. Spółdzielczej wraz z rozbudową ciepłowni przy ul. Zachodniej o część geotermalną Wariant 2.



Do zaprezentowanych obliczeń przyjęto dane dla reprezentatywnego 2016 roku:

- średnioroczne zapotrzebowanie na ciepło (sprzedaż ciepła) w wysokości 482 813 GJ.
- zapotrzebowanie na ciepło poza sezonem grzewczym tj. od 20.05 do 01.10. przyjęto w wysokości 5,6 MW;

Zapotrzebowanie ciepła :	Całkowite zapotrzebowanie ciepła	482 813,0 GJ		
	Maksymalna moc	53,4 MW		
Produkcja ciepła :	Odwiert geotermalny	11 110,0 MWh/rok	8,30%	
	Absorpcyjna pompa ciepła	42 372,8 MWh/rok	31,60%	
	Wysokoparametrowa woda do napędu pompy ciepła z kotła gazowego	67 973,0 MWh/rok	50,70%	
	Kocioł węglowy WR25015	10 299,5 MWh/rok	7,70%	
	Kocioł węglowy WR25014	108,5 MWh/rok	0,10%	
	Kocioł węglowy WR10010	2 250,9 MWh/rok	1,70%	
	Kocioł węglowy WR107EM	0,0 MWh/rok	0,00%	
	Razem	134 114,7 MWh/rok	100,00%	
Zużycie paliwa :	woda geotermalna	53 482,8 MWh		
	gaz	6 132 904,0 m ³		
	miał węglowy KZ	2 070,2 ton		
	miał węglowy KS	377,1 ton		
z podziałem na źródła ciepła :	Odwiert geotermalny	11 110,0 MWh	=	11 110,0 MWh
	Absorpcyjna pompa ciepła	42 372,8 MWh	=	42 372,8 MWh
	Wysokoparametrowa woda do napędu pompy ciepła z kotła gazowego	64 736,2 MWh	=	6 132 904,0 m ³
	Kocioł węglowy WR25015	12 141,7 MWh	=	2 048,7 ton
	Kocioł węglowy WR25014	127,3 MWh	=	21,5 ton
	Kocioł węglowy WR10010	2 597,2 MWh	=	377,1 ton
	Kocioł węglowy WR107EM	0 MWh	=	0,0 ton
	Razem	133 085,3 MWh		

WARIANT 3 /PREFEROWANY/

4.3 Wariant z dwiema absorpcyjnymi pompami ciepła zasilanymi z kotła biomasowego oraz kotłów gazowych wraz z modułem kogeneracyjnym /działającym niezależnie/ wspomagającym pracę ciepłowni geotermalno-biomasowej zlokalizowanej obok budynku istniejącej Kociołowni przy ul. Zachodniej

W tym wariantcie przewiduje się wykorzystanie wykonanego otworu geotermalnego, z którego będzie pozyskiwana woda geotermalna w ilości ok. 250 m³/h oraz temperaturze wypływu ok. 54oC.

Woda geotermalna będzie wykorzystywana na 2 sposoby:

- w pierwszej kolejności jako bezpośrednie źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego (wstępne podgrzewanie wody sieciowej powrotnej) poprzez przekazanie ciepła w płytowym skręcanym wymienniku ciepła; wymiennik ciepła umożliwi podgrzanie wody sieciowej do maksymalnie 52oC, przy jednoczesnym schłodzeniu wody geotermalnej do ok. 49-50oC (schłodzenie wody geotermalnej będzie zależne od temperatury wody sieciowej powrotnej i może wynosić od 0 do ok. 5 K);
- w drugiej kolejności woda geotermalna będzie stanowiła dolne źródło ciepła dla pomp ciepła; zakłada się zastosowanie 2 absorpcyjnych bromolitowych pomp ciepła o mocy cieplnej ok. 10 MWt każda.

Do działania tego rodzaju pomp ciepła zalecane jest dostarczenie energii cieplnej w postaci wysokoparametrowej wody grzewczej o optymalnej temperaturze zasilania ok. 170oC. Wydajność odwiertu oraz temperatura wody geotermalnej umożliwia zastosowanie systemu z dwiema pompami ciepła.

Źródła wysokotemperaturowej wody grzewczej do napędu pomp ciepła

Do prawidłowego działania absorpcyjnych pomp ciepła wymagane jest dostarczenie energii cieplnej w postaci wysokoparametrowej wody grzewczej o temperaturze ok. 170/150oC. Woda ta będzie przygotowywana w wysokotemperaturowym kotle biomasowym wspieranym wysokotemperaturowym przemysłowym kotłem wodnym opalany gazem ziemnym. Moc projektowanego kotła biomasowego przyjęto na poziomie 8 MW, a kotła wodnego opalane gazem ziemnym ok. 6,5 MW. Kotły powinny być wyposażone w ekonomizery (dodatkowe wymienniki ciepła spalin). W rezerwie (na okresy serwisu bądź wystąpienia awarii któregoś ze źródeł wysokotemperaturowej wody grzewczej) projektuje się zastosowanie drugiego kotła wodnego opalane gazem ziemnym o mocy ok. 6,5 MW.

Absorpcyjne pompy ciepła, do których dostarczana jest woda geotermalna o temperaturze ok. 49-54°C oraz woda kotłowa o parametrze ok. 170/150°C umożliwiają podgrzanie wody sieciowej (czyli górnego źródła ciepła) do maksymalnie 90-95°C.

Zakłada się również zastosowanie modułu kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym, wytwarzającego jednocześnie energię elektryczną oraz energię cieplną. Zakładana moc elektryczna modułu kogeneracyjnego będzie nie większa niż ok. 0,9 MW, co odpowiada wytwarzaniu mocy cieplnej na poziomie ok. 1,1 MWt. Ciepło wytwarzane przez moduł kogeneracyjny pochodzi głównie z chłodzenia silnika oraz jest odzyskiwane ze spalin. Parametry wody grzewczej pochodzącej z kogeneracji to 90/70°C.

Wszystkie w/w urządzenia projektuje się w celu ograniczenia zużycia ładu węglowego i zmniejszenia emisji zanieczyszczeń do środowiska.

Doprowadzenie paliwa

Do kotłów oraz modułu kogeneracyjnego należy doprowadzić gaz ziemny w łącznej ilości ok. 1800 m³/h. Ciśnienie gazu - średnie. Na działce przewidziano zabudowę stacji gazowej pomiarowej.

Paliwem biomasowym będą zrębki dostarczane przez sieć okolicznych dostawców.

Budynek ciepłowni

Budynek ciepłowni należy wykonać jako wolnostojący, o konstrukcji stalowej, ze ścianami i dachem wykonanymi z płyt warstwowych. Budynek ciepłowni powinien posiadać dodatkowe pomieszczenia pomocnicze (sterownię, magazyn, pomieszczenie transformatora i rozdzielni elektrycznej, ewentualnie dodatkowe pomieszczenie dla załogi). Posadzka budynku musi być odpowiednia do posadowienia urządzeń o masie do 70 ton. Konstrukcja budynku powinna umożliwiać zastosowanie podpór, zawiesi i mocowań rurociągów technologicznych o średnicach do 400 mm, wraz z przejmowaniem sił od naprężeń. Budynek należy wyposażyć w odpowiednią wentylację nawiewną i wywiewną, system aktywnej detekcji gazu, kanalizację technologiczną oraz wszelkie pozostałe niezbędne urządzenia i zabezpieczenia.

Układ hydrauliczny oraz główne urządzenia

W zależności od rozpatrywanej pory roku część geotermalna ciepłowni (dla uproszczenia nazywana dalej ciepłownią geotermalną) będzie stanowiła samodzielne źródło ciepła lub będzie zapewniać wstępne podgrzanie wody sieciowej. Gdy wymagana jest wyższa moc cieplna (powyżej ok. 24 MW) woda sieciowa będzie dogrzewana do wymaganej temperatury dalsze dogrzewanie wody nastąpi poprzez istniejące kotły WR-25. Należy dążyć do jak najkrótszego czasu użytkowania kotłów WR-25 w celu zminimalizowania ilości spalanej ładu węglowego.

Układ hydrauliczny tego wariantu pokazano na załącznikach Z-1 (ogólny schemat ideowy ciepłowni CM1 z proponowanym sposobem włączenia ciepłowni geotermalnej) oraz Z-2, Z-3 i Z-4 (schemat ideowy ciepłowni geotermalnej z absorpcją i kogeneracją z pokazanymi 3 trybami pracy).

Zakłada się, że do ciepłowni geotermalnej dostarczany będzie cały strumień wody sieciowej z ciepłowni CM1. W celu ochrony urządzeń w ciepłowni woda sieciowa będzie w pierwszej kolejności filtrowana (np. w filtrodmulaczu). Następnie woda sieciowa będzie doprowadzona do geotermalnego płytowego skręcanego wymiennika ciepła, gdzie nastąpi bezpośrednia wymiana ciepła między wodą geotermalną a wodą sieciową. Bezpośrednia wymiana ciepła w wymienniku będzie następować jeżeli temperatura wody sieciowej wprowadzanej do wymiennika będzie niższa niż 54oC. Bezpośrednia wymiana ciepła jest możliwa przez większość roku.

W wymienniku geotermalnym woda sieciowa zostanie podgrzana do maksymalnie 52oC. Faktyczna temperatura wody sieciowej po ogrzaniu w wymienniku będzie się wahać od ok. 48oC do 52oC i wynikać będzie z wielkości przepływu wody sieciowej, wody geotermalnej oraz technicznych możliwości cieplnych wymiennika geotermalnego.

Następnie część wody sieciowej będzie kierowana do ekonomizerów kotłów biomasowego i gazowego, gdzie nastąpi jej podgrzanie do temperatury wynikającej z aktualnej mocy kotłów. Zakłada się, że na 1 ekonomizer będzie kierowane ok. 150 m³/h wody sieciowej, która zostanie podgrzana o maks. 5 K. Woda podgrzana wstępnie w ekonomizerach miesza się z pozostałą częścią wody sieciowej.

W dalszej kolejności część wody sieciowej (zakłada się ok. 100 m³/h) będzie skierowana do wymiennika ciepła modułu kogeneracyjnego, gdzie nastąpi przekazanie ok. 1,20 MW mocy cieplnej. Skutkuje to podgrzaniem 100 m³/h wody sieciowej o ok. 10 K. Woda podgrzana przez moduł kogeneracyjny miesza się z pozostałą częścią wody sieciowej i tak podgrzana woda sieciowa będzie skierowana do absorpcyjnych pomp ciepła.

W pompach ciepła woda sieciowa może zostać podgrzana do maksymalnie ok. 90- 95 oC (możliwości technologiczne pompy ciepła). Przy założonych trybach pracy całej ciepłowni woda sieciowa będzie podgrzana do niższych temperatur (ok. 70-80oC). Wynika to z mocy pomp ciepła, które przy określonym przepływie wody sieciowej umożliwią podgrzanie wody sieciowej do w/w temperatur. Moc pomp ciepła jest ograniczona strumieniem wody geotermalnej oraz możliwościami jej schłodzenia (zakłada się schłodzenie do maksymalnie ok. 20oC). Po podgrzaniu wody sieciowej do temperatury 70-80oC zostanie ona skierowana do kotłów WR-25, gdzie nastąpi jej dogrzanie do wymaganej tabelą regulacyjną temperatury.

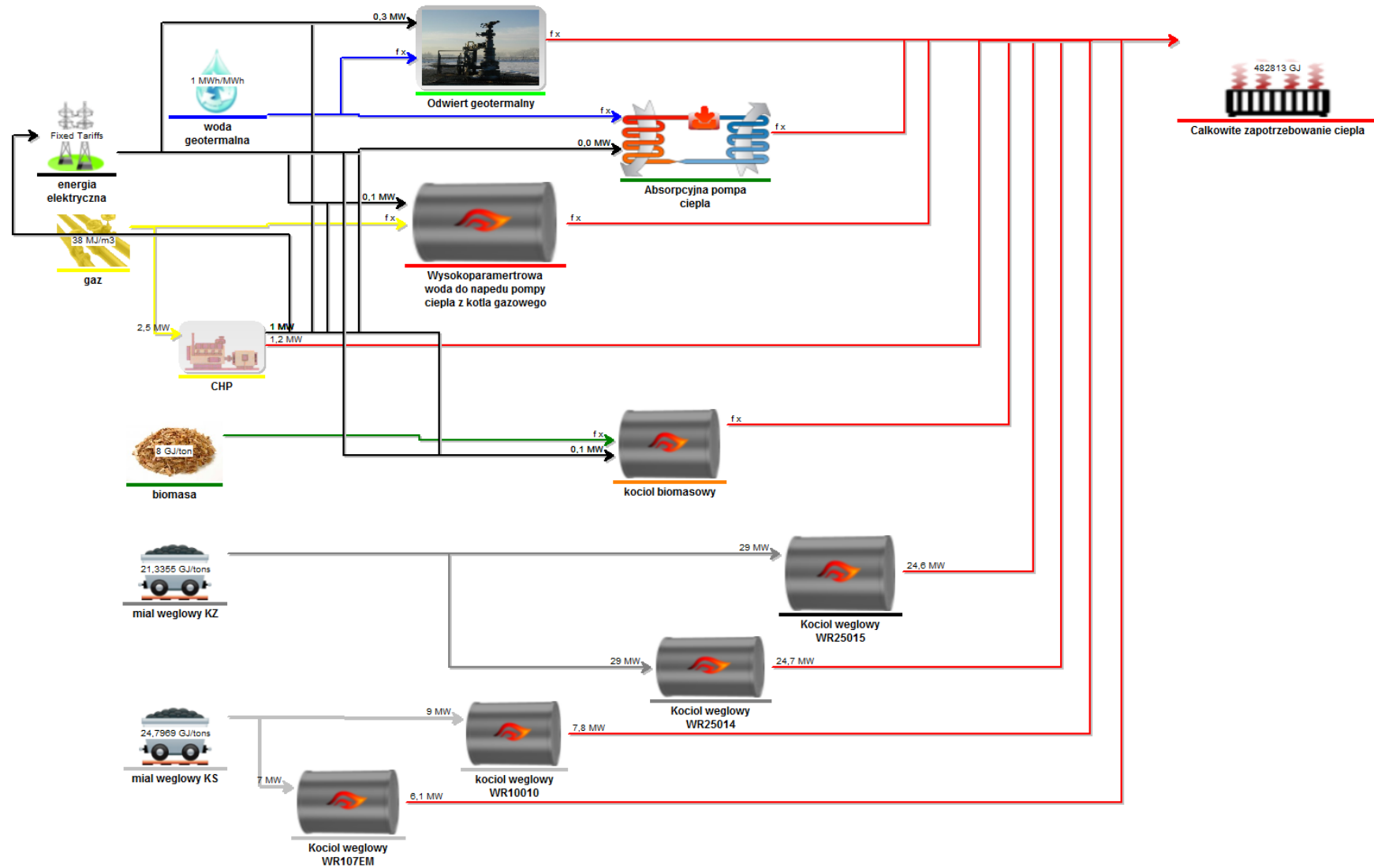
Etapy podgrzewania wody sieciowej powinny być następujące:

0. Woda powracająca z sieci → 1. wymiennik geotermalny → 2. ekonomizery kotłów → 3. moduł kogeneracyjny → 4. absorpcyjne pompy ciepła → 5. kotły węglowe WR 25.

Ciepłownia geotermalna, w której zastosowano: wymiennik ciepła, moduł kogeneracyjny i pompy ciepła (wraz z kotłami) może stanowić samodzielne źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego miasta Sieradz w momencie, gdy wymagana moc cieplna sieci nie przekracza ok. 24 MW i jednocześnie temperatura wody sieciowej jest nie wyższa niż 90oC. Dotyczy to przede wszystkim okresu letniego (moc ok. 6,0 MW, T=70/50oC) oraz częściowo okresu grzewczego, czyli ponad połowy roku (ok. 6000-6500 godzin). Przez pozostałą część roku może być wymagane dodatkowe dostarczanie ciepła za pomocą kotłów węglowych.

Ujęty w wariant trzecim moduł kogeneracyjny jest realizowany niezależnie od uruchomienia ciepłowni geotermalnej.

Ogólny schemat ideowy ciepłowni geotermalnej jako zespołu ciepłowni przy ul. Zachodniej i ul. Spółdzielczej wraz z rozbudową ciepłowni przy ul. Zachodniej o część geotermalną **Wariant 3**



Do zaprezentowanych obliczeń przyjęto dane uzyskane od PEC Sieradz Sp. z o.o. dla reprezentatywnego 2016 roku:

- średnioroczne zapotrzebowanie na ciepło (sprzedaż ciepła) w wysokości 482 813 GJ.
- zapotrzebowanie na ciepło poza sezonem grzewczym tj. od 20.05 do 01.10. przyjęto w wysokości 5,6 MW

Zapotrzebowanie ciepła :	Całkowite zapotrzebowanie ciepła	482 813,0	GJ		
	Maksymalna moc	53,4	MW		
Produkcja ciepła :	Odwiert geotermalny	11 110,0	MWh/rok	8,30%	
	Absorpcyjna pompa ciepła	38 514,4	MWh/rok	28,70%	
	Kocioł biomasowy	44 923,0	MWh/rok	33,50%	
	Wysokoparametrowa woda do napędu pompy ciepła z kotła gazowego	14 067,5	MWh/rok	10,50%	
	Kocioł węglowy WR25015	588,3	MWh/rok	0,40%	
	Kocioł węglowy WR25014	11 706,0	MWh/rok	8,70%	
	Kocioł węglowy WR10010	2 551,3	MWh/rok	1,90%	
	Kocioł węglowy WR107EM	142,3	MWh/rok	0,10%	
	Moduł kogeneracyjny (CHP)	10 512,0	MWh/rok	7,80%	
	Razem	134 114,7	MWh/rok	100,00%	
Zużycie paliwa :	woda geotermalna	49 624,5	MWh		
	biomasa (zrębki drzewne)	20 215,3	ton		
	gaz	3 407 444,2	m ³		
	miał węglowy KZ	2 436,1	ton		
	miał węglowy KS	451,1	ton		
z podziałem na źródła ciepła:	Odwiert geotermalny	11 110,0	MWh	=	11 110,0 MWh
	Absorpcyjna pompa ciepła	38 514,4	MWh	=	38 514,4 MWh
	Kocioł biomasowy	44 923,0	MWh	=	20 215,3 ton
	Wysokoparametrowa woda do napędu pompy ciepła z kotła gazowego	14 067,5	MWh	=	1 332 707,3 m ³
	Kocioł węglowy WR25015	693,5	MWh	=	117,0 ton
	Kocioł węglowy WR25014	13 743,8	MWh	=	2 319,0 ton
	Kocioł węglowy WR10010	2 943,8	MWh	=	427,4 ton
	Kocioł węglowy WR107EM	163,3	MWh	=	23,7 ton
	Moduł kogeneracyjny (CHP)	21 900,0	MWh	=	2 074 736,9 m ³
	Razem	148 059,3	MWh		

7.3. Analiza opcji

7.3.1 Analiza strategiczna – zidentyfikowanie najbardziej korzystnych rozwiązań (analiza jakościowa)

Wszystkie opisane wyżej rozwiązania są poprawne z technicznego punktu widzenia i mogą być zastosowane w przedmiotowej rozbudowie ciepłowni.

Wariant z dwiema sprężarkowymi pompami ciepła

Podstawowe cechy:

- bardzo wysokie wykorzystanie możliwości odwiertu geotermalnego (schłodzenie wody geotermalnej z 54oC do ok. 23-30oC);
- moc cieplna ciepłowni geotermalnej – do ok. 12,0 MWt;
- możliwość pracy ciepłowni geotermalnej z mocą od ok. 1,0 do ok. 12,0 MWt (szeroki zakres „modulacji”);
- możliwość samodzielnej pracy ciepłowni geotermalnej przez ok. 2/5 roku – w czasie sezonu letniego (bez udziału kotłów węglowych);
- wyłączenie z eksploatacji ciepłowni CM2 przy ul. Spółdzielczej w okresie letnim (ew. sprowadzenie do funkcji awaryjnego źródła ciepła)
- całkowity brak emisji CO₂ i pyłów;

Wariant z dwiema absorpcyjnymi pompami ciepła

Podstawowe cechy:

- maksymalne wykorzystanie możliwości odwiertu geotermalnego (schłodzenie wody geotermalnej z 54oC do ok. 21oC);
- wysoka moc cieplna ciepłowni geotermalnej – do ok. 20 MWt;
- szeroki zakres możliwych do uzyskania temperatur wody sieciowej – od ok. 60oC do 90oC;
- możliwość pracy ciepłowni geotermalnej z mocą od ok. 2,0 do ok. 20 MWt (szeroki zakres „modulacji”);
- możliwość samodzielnej pracy ciepłowni geotermalnej przez ponad pół roku (bez udziału kotłów węglowych);
- stosunkowo łatwa możliwość zwiększenia mocy ciepłowni poprzez zastosowanie kotła gazowego o większej mocy;
- możliwość całkowitego wyłączenia z eksploatacji ciepłowni CM2 przy ul. Spółdzielczej (ew. sprowadzenie do funkcji awaryjnego źródła ciepła);
- redukcja emisji CO₂ i brak emisji pyłów w stosunku do źródła węglowego;

Wariant z dwiema absorpcyjnymi pompami ciepła i modułem kogeneracyjnym:

Podstawowe cechy:

- maksymalne wykorzystanie możliwości odwiertu geotermalnego (schłodzenie wody geotermalnej z 54oC do nawet ok. 20oC);

- wysoka moc cieplna ciepłowni geotermalno-biomasowej z kogeneracją – do ok. 24 MWt;
- szeroki zakres możliwych do uzyskania temperatur wody sieciowej – od ok. 60oC do 90oC;
- możliwość pracy ciepłowni geotermalno-biomasowej z mocą od ok. 1 do ok. 23 MWt (szeroki zakres „modulacji”);
- zastosowanie akumulatora ciepła pozwala na ciągłą pracę modułu kogeneracyjnego z pełną mocą i pokrywanie „peak’ów” ciepłem zgromadzonym w akumulatorze;
- możliwość samodzielnej pracy ciepłowni geotermalnej przez ponad pół roku (bez udziału kotłów węglowych);
- stosunkowo łatwa możliwość zwiększenia mocy ciepłowni poprzez zastosowanie kotła gazowego o większej mocy;
- możliwość całkowitego wyłączenia z eksploatacji ciepłowni CM2 przy ul. Spółdzielczej;
- redukcja emisji CO2 i brak emisji pyłów w stosunku do źródła węglowego;

7.3.2 Analiza rozwiązań technologicznych (analiza opcji ilościowa)

Porównanie wariantów rozbudowy ciepłowni CM1

	Wariant sprężarkowy CM1 X – zaleta w stosunku do pozostałych	Wariant absorpcyjny CM1 X – zaleta w stosunku do pozostałych	Wariant absorpcyjny z kogeneracją CM1 X – zaleta w stosunku do pozostałych
Moc cieplna ciepłowni	do ok. 12,0 MWt	do ok. 22,0 MWt	do ok. 24,0 MWt X
Stopień wykorzystania wody geotermalnej w ciągu roku	Bardzo wysoki (schłodzenie z 54°C do 23-30°C)	Maksymalny (schłodzenie z 54°C do nawet 20°C) X	Maksymalny (schłodzenie z 54°C do nawet 20°C) X
Zakres uzyskiwanych temperatur wody sieciowej	Od 60°C do 70°C (przy wysokim COP = ~5,1-5,5, wyższe temperatury możliwe ale przy niższym COP, co negatywnie wpływa na sprawność pompy)	Od 60°C do 90°C (przy stałym wysokim COP = ~1,65) X	Od 60°C do 90°C (przy stałym wysokim COP = ~1,65) X
Zakres modulacji mocy	Od ok. 1,0 do 12,0 MWt	Od ok. 2,0 do 22,0 MWt	Od ok. 1,0 do 23,0 MWt X
Samodzielna praca ciepłowni (bez udziału kotłów węglowych)	Przez ok. 2/5 roku (ok. 3500 h)	Przez ponad pół roku (ok. 6000 h)	Przez większą część roku (ok. 6500 h) X
Emisja CO2 i pyłów	Całkowity brak emisji (wykorzystanie energii elektrycznej) X	Znaczna redukcja (spalanie gazu ziemnego)	Znaczna redukcja (spalanie biomasy i gazu ziemnego)

Z przeprowadzonej analizy wynika, że najkorzystniejszym wariantem dla rozbudowy CM1 o ciepłownię geotermalną jest wariant z dwiema absorpcyjnymi pompami ciepła zasilanymi kotłem biomasowym i kotłem gazowym oraz modułem kogeneracyjnym.

Po dokonaniu wstępnej selekcji wariantów Inwestor w ramach preferowanego wariantu dokonał analizy dwóch opcji realizacji projektu

Opcja 1

- Zastosowanie dwóch absorpcyjnych pomp ciepła o mocy 10MW każda, zasilanych dwoma kotłami gazowymi o mocy 6,5 MW każdy. Przewiduje się dodatkowo zainstalowanie kotła biomasowego wysokotemperaturowego o mocy 8MW do zasilania sieci w okresach zwiększonego (szczytowego) zapotrzebowania na energię cieplną

Opcja 2

- Zastosowanie dwóch absorpcyjnych pomp ciepła o mocy 10MW każda, zasilanych dwoma kotłami gazowymi o mocy 6,5 MW każdy (jeden rezerwowym) oraz kotła biomasowego wysokotemperaturowego o mocy 8MW przystosowanego do zasilania pompy ciepła.

7.3.3 Oszacowanie kosztów dla wybranych rozwiązań

W wybranym wariantcie inwestycyjnym wartość nakładów inwestycyjnych /z pominięciem modułu kogeneracyjnego finansowanego oddzielnie/ wynosi dla opcji 1 61.850 tys. zł oraz dla opcji 2 62.530 tys. zł. Szczegółowe zestawienie nakładów zamieszczono na kolejnej stronie.

NAKŁADY INWESTYCYJNE		Wariant 1	Wariant 2
OTWORY GEOTERMALNE			
Otwór zatłaczający kierunkowy	[zł]	15 884 567,59	15 884 567,59
BUDOWA BUDYNKU CIEPŁOWNI GEOTERM.			
Budynek ciepłowni	[zł]	1 237 500,00	1 237 500,00
Technologia ciepłownicza w obrębie budynku	[zł]	19 479 802,55	19 479 802,55
Instalacje nietechnologiczne	[zł]	385 000,00	385 000,00
Elementy dodatkowe / Wyposażenie + rezerwa	[zł]	1 055 115,13	1 055 115,13
Rezerwa aktualizacyjna /koszty budowy/	[zł]	2 000 000,00	2 000 000,00
KOCIOŁ BIOMASOWY	[zł]	15 320 000,00	16 000 000,00
ZAGOSPODAROWANIE TERENU			
Nawierzchnie utwardzone	[zł]	283 800,00	283 800,00
Zasilanie elektroenergetyczne	[zł]	55 000,00	55 000,00
Przyłącz gazu	[zł]	242 000,00	242 000,00
Sieć uzbrojenia terenu (nowa)	[zł]	86 625,00	86 625,00
Pompa głębinowa w odwiercie	[zł]	660 000,00	660 000,00
Rezerwa wskaźnikowa	[zł]	66 371,25	66 371,25
PRZYŁĄCZE CIEPŁOWNICZE Z CIEPŁOWNI			
Ruruciągi ciepłownicze	[zł]	776 710,00	776 710,00
POMPOWANIA GEOTERMALNA			
Zagospodarowanie terenu	[zł]	109 830,60	109 830,60
Budynek	[zł]	552 002,00	552 002,00
PRZYŁĄCZA GEOTERMALNE			
Przewody z odwiertu GT-1 do ciepłowni	[zł]	217 500,00	217 500,00
Przewody z ciepłowni do odwiertu zatłaczającego GT-2	[zł]	525 000,00	525 000,00
POZOSTAŁE			
Dokumentacja projektowa	[zł]	1 456 588,84	1 456 588,84
Nadzór inwestycyjny i autorski	[zł]	1 456 588,84	1 456 588,84
OGÓŁEM NAKŁADY INWESTYCYJNE	[zł]	61 850 001,80	62 530 001,80

Założenia operacyjne dla obu wariantów zamieszczono na kolejnej stronie.

ZAŁOŻENIA OPERACYJNE		Wariant 1	Wariant 2
ROCZNE ZAPOTRZEBOWANIE NA CIEPŁO			
Całkowite zapotrzebowanie ciepła	[GJ]	482 812,9	482 812,9
Całkowite zapotrzebowanie ciepła	[MWh]	134 114,7	134 114,7
Maksymalna moc	[MW]	53,4	53,4
ROCZNA PRODUKCJA CIEPŁA			
Odwiert geotermalny	[MWh]	11 110,0	11 110,0
Absorpcyjna pompa ciepła	[MWh]	38 514,4	38 514,4
Wysokoparametrowa woda do napędu pompy ciepła z kotła gazowego	[MWh]	58 990,4	14 067,5
Kocioł węglowy WR25015	[MWh]	4 188,0	588,3
Kocioł węglowy WR25014	[MWh]	71,6	11 706,0
Kocioł węglowy WR10010	[MWh]	124,4	2 551,3
Kocioł węglowy WR107EM	[MWh]	0,0	142,3
Kocioł biomasowy	[MWh]	10 603,9	44 923,0
Moduł kogeneracyjny	[MWh]	10 512,0	10 512,0
ROCZNA PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ			
Moduł kogeneracyjny	[MWh]	7 884,0	7 884,0
ROCZNE ZUŻYCIĘ PALIWA			
Woda geotermalna	[MWh]	49 624,5	49 624,5
Energia elektryczna do napędu absorpcyjnej pompy ciepła oraz pozostałych urządzeń	[MWh]	3 241,2	3 241,2
Gaz	[m ³]	6 131 904,0	1 876 042,3
Gaz dla modułu kogeneracyjnego	[m ³]	1 531 401,7	1 531 401,7
Biomasa	[ton]	4 771,8	20 215,3
Miał węglowy KS (CM1, 22 MJ/kg)	[ton]	20,8	451,1
Miał węglowy KZ (CM2, 20,5 MJ/kg)	[MWh]	847,2	2 436,1
POZOSTAŁE ZAŁOŻENIA			
Cena energii elektrycznej (wraz z przesyłem)	[MW/zł]	450,00	450,00
Cena sprzedaży nadwyżki energii elektrycznej	[MW/zł]	350,00	350,00
Cena gazu (z uwzgl. opłat przesyłowych i abonamentu)	[zł/m ³]	1,1209	1,1209
Cena mialu węglowego	[tona/zł]	400,00	400,00
Biomasa	[tona/zł]	237,60	237,60
Opłata z tyt. emisji 1 tony CO ₂	[eur]	25,00	25,00
Kurs EUR/PLN	[zł]	4,300	4,300
Dzierżawa otworu wydobywczego /25 letni okres amortyzacji/	[zł]	465 950,00	465 950,00
Poziom dofinansowania do całości projektu	[%]	52,67%	52,67%
Wartość opałowa mialu węglowego	[GJ/tona]	20,30	20,30
Emisja CO ₂ kocioł węglowy (ciepłownia wg KOBIZE) - mial węglowy	[kg/GJ]	94,93	94,93
Wartość opałowa gazu ziemnego	[MJ/m ³]	36,30	36,30
Emisja CO ₂ gaz ziemny	[kg/GJ]	55,54	55,40
Ubezpieczenie infrastruktury (% nakładów inwestycyjnych)	[%]	0,02%	0,02%
Wynagrodzenia (dodatkwii pracownicy)	[zł/p.a.]	84 000,00	84 000,00
Podatek od nieruchomości	[zł/p.a.]	41 634,20	41 634,20
Pozostałe koszty	[zł/p.a.]	60 000,00	60 000,00
Wymagana stopa dyskontowa w projektach energetycznych	[%]	4,00%	4,00%

7.3.4 Finansowe i ekonomiczne porównanie rozważanych opcji

Opcja 1 pozwala uzyskać IRR na poziomie 11,63%, NPV w wysokości 27.911,3 tys. zł.
Opcja 2 pozwala uzyskać IRR na poziomie 12,49%, NPV w wysokości 30.894,4tys. zł.

7.3.5 Porównanie rozważanych opcji pod względem środowiskowym (uwzględniając wpływ oraz odporność na zmianę klimatu i zagrożenia związane z klęskami żywiołowymi)

Przez łagodzenie zmian klimatu należy rozumieć taki sposób planowania, realizacji, eksploatacji i likwidacji przedsięwzięcia, który nie przyczynia się do pogłębiania zmian klimatu. Przez adaptacje do zmian klimatu należy rozumieć taki sposób planowania, realizacji, eksploatacji i likwidacji przedsięwzięcia, aby było ono optymalnie przystosowane do postępujących zmian klimatu, jak również by nie powodowało zwiększenia wrażliwości elementów środowiska na zmiany klimatu.

Zmiany klimatu nasilają się i nie można ich całkowicie powstrzymać. Zmiany średnich warunków klimatycznych będą w dalszym ciągu postępować, zaś ekstremalne zdarzenia pogodowe będą się nasilać. Zjawiska te będą obejmowały coraz to nowe obszary, które dotychczas nie zostały uznane za obszary narażone na występowanie tego typu zdarzeń. W odniesieniu do prognozowanych zmian klimatu obejmujących okres eksploatacji i likwidacji przedsięwzięcia przyjęto scenariusz emisyjny IPCC SRES A1B, który zakłada gwałtowny rozwój ekonomiczny świata, osiągnięcie maksimum populacji w połowie stulecia oraz uwzględnia zrównoważone wykorzystywanie różnych źródeł energii.

Najważniejsze skutki zmian klimatu w regionie Europy Środkowo -Wschodniej

- zwiększenie częstotliwości temperatur ekstremalnych,
- zmniejszenie opadów w okresie letnim,
- częstsze występowanie powodzi w okresie zimowym,
- wzrost temperatury wody,
- zwiększenie zmienności plonowania roślin uprawnych,
- zwiększenie zagrożenia pożaru lasów,
- zmniejszenie stabilności lasu.

ŁAGODZENIE ZMIAN KLIMATU

Badając czy przedsięwzięcie nie będzie przyczyniać się do pogłębiania zmian klimatu uwzględniono:

- bezpośrednie emisje gazów cieplarnianych powodowane przez przedsięwzięcie;
- bezpośrednie emisje gazów cieplarnianych powodowane przez działania towarzyszące przedsięwzięciu (wytwarzanie odpadów, gospodarka odpadami

- energia ze spalania odpadów lub wytwarzanie biogazu ze ścieków i osadów, wylesianie – utrata siedlisk powodujących sekwestrację węgla);
- bezpośrednie emisje gazów cieplarnianych powodowane przez transport towarzyszący przedsięwzięciu (lokalizacja, transport materiałów na etapie budowy, transport na etapie eksploatacji np. transport towarów, transport odpadów, podróże osób – ich liczba i długość, dostęp do transportu publicznego, transport rowerowy, wspólna jazda samochodami, pojazdy elektryczne);
- działania skutkujące pochłanianiem gazów cieplarnianych (np. zalesianie, zmiana sposobu użytkowania terenu, ochrona terenów zielonych, podmokłych - pozyskiwanie metanu do produkcji biogazu);
- działania skutkujące zmniejszaniem emisji gazów cieplarnianych (np. technologie, korzystanie z odnawialnych źródeł energii, wykorzystanie materiałów budowlanych pochodzących z recyklingu/odzysku);
- pośrednie emisje gazów cieplarnianych związane z zapotrzebowaniem na energię towarzyszącym przedsięwzięciu (np. związane ze stosowaną technologią, na potrzeby ogrzewania czy chłodzenia budynków, oświetlenie, zastosowanie naturalnej izolacji, okien skierowanych na południe, pasywnej wentylacji, czy żarówek energooszczędnych, inne elementy energochłonne).

ADAPTACJE DO ZMIAN KLIMATU

Badając czy przedsięwzięcie jest przystosowane do postępujących zmian klimatu uwzględniono:

- powódzie – poprzez np. lokalizację, konstrukcję, awaryjne zasilanie w energię, wodę, sieć teleinformatyczną, a także organizację służb kryzysowych, zapewnienie dróg ewakuacyjnych;
- pożary – poprzez np. konstrukcję, zagospodarowanie terenu – przecinki, systemy awaryjne, ognioodporne materiały budowlane, służby kryzysowe, drogi ewakuacyjne;
- fale upałów – poprzez np. konstrukcję, zagospodarowanie terenu – zacienienie, dachy pokryte roślinnością, klimatyzację (co wiąże się ze zwiększeniem zapotrzebowania na energię i wodę), ochronę zbiorów, ochronę przeciwpożarową, zapewnienie wody dla zwierząt, ingerencję w obieg powietrza, pochłanianie lub generowanie wysokich temperatur – wyspy ciepła, emisje lotnych związków organicznych i tlenków azotu, materiały budowlane odporne na wysokie temperatury, materiały pochłaniające lub odbijające światło słoneczne, ich rodzaj, kolor;
- susze – poprzez np. systemy oszczędzania wody – technologiczne i bytowe, gromadzenie wód deszczowych i roztopowych, przygotowanie na mniejszą dostępność i gorszą jakość wody oraz zwiększone zapotrzebowanie na wodę, ochronę zbiorów, ochronę przeciwpożarową, lokalizację na obszarze o dużym zagrożeniu pożarowym, zapewnienie wody dla zwierząt, ochronę krajobrazu (ochrona zieleni), zachowanie ciągłości siedlisk, retencję wodną, zapotrzebowanie przedsięwzięcia na wodę, wpływ na warstwy wodonośne, instalacje oczyszczania ścieków umożliwiające odzysk wody, obieg zamknięty wód technologicznych;
- nawalne deszcze i burze – poprzez np. konstrukcję, odprowadzanie wody, wpływ na retencję powierzchniową, stopień izolacji terenu, zagospodarowanie terenu – zalesienie, tereny zielone, awaryjne zasilanie - energia, woda, sieć teleinformatyczna, ochronę przed podtopieniami -

lokalizację, piorunochrony, ryzyko wycieku zanieczyszczeń, wbudowanie zasuw burzowych do systemów odwadniających w celu ochrony wnętrza przed zalaniem na skutek cofnięcia się ścieków, właściwe odwodnienie terenu przedsięwzięcia, służby kryzysowe, drogi ewakuacyjne;

- silne wiatry – poprzez np. konstrukcję, ryzyko przewrócenia obiektów w sąsiedztwie np. drzew, masztów, awaryjne zasilanie - energia, woda, sieć teleinformatyczna, służby kryzysowe;
- katastrofalne opady śniegu – poprzez np. konstrukcję, jej stabilność, awaryjne zasilanie, eksploatację np. usuwanie śniegu z dachów, sposoby usuwania śniegu z chodników i jezdni (i ich wpływ na wody, gleby i roślinność), ochronę przed lawinami;
- fale mrozu – poprzez np. konstrukcję, awaryjne zasilanie – energia, woda, sieć teleinformatyczna, materiały budowlane odporne na niskie temperatury, ochronę przed szkodami wywołanymi zamarzaniem i odmarzaniem - wodociągi, drogi;
- podnoszący się poziom mórz - poprzez np. konstrukcję, lokalizację;
- sztormy, erozja wybrzeża i intruzje wód zasolonych - poprzez np. konstrukcję, lokalizację, zwiększanie erozji, ryzyko wycieku zanieczyszczeń;
- osuwiska - poprzez np. konstrukcję, lokalizację, ochronę powierzchni ziemi (np. poprzez roślinność – hydroobsiew, zadarnienie, drzewa), kanały i dreny odwadniające.

Analizując projekt pod kątem środowiskowym należy uwzględnić konieczność większego zapotrzebowania na energię, co w przypadku zastosowania wariantów alternatywnych prowadziłyby do wzrostu emisji gazów cieplarnianych

Porównanie rozważanych opcji pod względem środowiskowym prowadzi do pozytywnych wniosków będących konsekwencją uniknięcia emisji gazów cieplarnianych nie tylko na etapie przesyłu ale również poprzez uniknięcie zużycia energii z źródeł pierwotnych. W projekcie nie zidentyfikowano istotnego ryzyka wystąpienia zmian klimatu mogących mieć negatywny wpływ na projekt oraz na niekorzystne oddziaływanie projektu na skutek wystąpienia określonych zmian klimatu. Przedsięwzięcie pozytywnie wpisuje się w założenia Projektu KLIMADA dla wariantu podstawowego, gdyż ich podstawą jest wykorzystywanie do ogrzewania budynków energii geotermalnej, odnawialnej, co w bezpośredni sposób sprzyja adaptacji do zmian klimatu.

Zmniejszenie wielkości emisji CO₂

- Wariant 3 Opcja 1 - 35.607 ton
- Wariant 3 Opcja 2 - 40.306 ton

7.4. Wybór najlepszego rozwiązania spośród rozważanych opcji wraz z uzasadnieniem dokonanego wyboru

Spośród rozważanych w niniejszej analizie opcji wariantów realizacji przedsięwzięcia najlepszym rozwiązaniem jest wariant 3 w opcji 2 to jest zakładający zastosowanie dwóch absorpcyjnych pomp ciepła o mocy 10MW każda, zasilanych dwoma kotłami gazowymi o mocy 6,5 MW każdy (jeden rezerwowy) oraz kotła biomasowego wysokotemperaturowego o mocy 8MW przystosowanego do zasilania pompy ciepła. Jest to wariant który, gwarantuje zarówno największe efekty ekonomiczne jak i najlepsze efekty ekologiczne, niski poziom awaryjności oraz niski wpływ na zmiany krajobrazu.

8. ANALIZA ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO

8.1. Zgodność projektu z politykami ochrony środowiska

Planowane przedsięwzięcie poprzez dążenie do wykorzystania energii odnawialnej, zmniejszenie zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej, zmniejszenie emisji niekorzystnych dla środowiska naturalnego gazów (w szczególności CO₂), wykorzystanie lokalnie dostępnego źródła energii bezpośrednio wpisuje się w szereg polityk sektorowych Polski oraz Unii Europejskiej.

STRATEGIA EUROPA 2020

Dokument **"Europa 2020 - Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu"**, zaprezentowany przez Komisję Europejską 3 marca 2010 roku, jako jeden z priorytetów wymienia „*rozwój zrównoważony: wspieranie gospodarki efektywniej korzystającej z zasobów, bardziej przyjaznej środowisku i bardziej konkurencyjnej*”. Wśród kilku nadrzędnych, wymiernych celów UE wymienia: „*emisję dwutlenku węgla należy ograniczyć co najmniej o 20% w porównaniu z poziomem z 1990 r. lub, jeśli pozwolą na to warunki, nawet o 30%; należy zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii w naszym całkowitym zużyciu energii do 20% oraz zwiększyć efektywność wykorzystania energii o 20%*”. Wśród siedmiu projektów przewodnich, które umożliwią postępy w ramach każdego z priorytetów tematycznych, wymienia „*Europa efektywnie korzystająca z zasobów*” – projekt na rzecz uniezależnienia wzrostu gospodarczego od wykorzystania zasobów, przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, większego wykorzystania odnawialnych źródeł energii, modernizacji transportu oraz propagowania efektywności energetycznej.

POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI DO 2030 ROKU

Dokument **"Polityka energetyczna Polski do 2030 roku"**, przygotowany przez Ministerstwo Gospodarki, a przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku, jako jedno z podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej wymienia:

- Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii,
- Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

W obszarze „Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii” jako główne cele polityki energetycznej dokument ten wymienia między innymi:

- Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku oraz dalszy wzrost tego wskaźnika w latach następnych,
- Zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw oraz stworzenie optymalnych warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach.

W obszarze „Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” jako główne cele polityki energetycznej dokument ten wymienia między innymi:

- Ograniczenie emisji CO₂ do 2020 roku przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego,
- Ograniczanie negatywnego oddziaływania energetyki na stan wód powierzchniowych i podziemnych.

Przedmiotowe przedsięwzięcie znakomicie wpisuje się we wszystkie te cele: sprzyja wzrostowi udziału OZE w ogólnym zużyciu energii, zwiększa stopień dywersyfikacji źródeł dostaw poprzez wykorzystanie energii geotermalnej w regionie, gdzie nie są dostępne klasyczne surowce energetyczne. Ciepłownia geotermalna wpływa na obniżenie emisji CO₂, co spełnia wymienione cele w drugim wymienionym obszarze.

PRAWO ENERGETYCZNE

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne w art. 14 mówi, że polityka energetyczna państwa określa w szczególności działania w zakresie ochrony środowiska oraz rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

POLITYKI HORYZONTALNE - ZRÓWNOWAŻONY ROZWÓJ

Realizacja przedsięwzięcia będzie niewątpliwie miała korzystny wpływ na zrównoważony rozwój, co jest zresztą jednym z podstawowych celów przedsięwzięcia. Wykorzystanie energii geotermalnej wpływa na zmniejszenie zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej. Ciepłownia geotermalna wpływa na obniżenie emisji CO₂. Ogranicza też negatywne oddziaływanie energetyki na stan wód powierzchniowych i podziemnych.

WPŁYW NA BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE POLSKI

Przedsięwzięcie pozwoli na wykorzystanie dostępnego lokalnie, odnawialnego źródła energii. Geotermia nie wymaga dostarczania żadnych surowców, jest więc niezależna od uwarunkowań w zakresie światowych wahań cen surowców energetycznych. Spośród wymienionych surowców alternatywnych (węgiel, gaz ziemny, olej opałowy) olej opałowy oraz gaz ziemny są w znacznej części importowane. Złoża węgla kamiennego występują w Polsce w odpowiedniej skali jednak stale rosną koszty społeczne i ekonomiczne ich wydobycia i wykorzystywania. Presja na obniżenie wykorzystywanie węgla jest również elementem nacisku w ramach klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej.

Realizacja inwestycji opartych na lokalnych, odnawialnych źródłach energii jest elementem wpływającym na wzrost bezpieczeństwa energetycznego Polski.

ZGODNOŚĆ PROJEKTU Z STRATEGIĄ ZIT

Gmina Sieradz nie wchodzi w skład obszaru objętego Strategią Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych.

ZGODNOŚĆ PROJEKTU Z PLANEM GOSPODARKI NISKOEMISYJNEJ

Zgodnie z **punktem 8.1 Wizja i cele strategiczne „Planu” na lata 2014-2020** główne zadania PGN do 2020 roku to

- Redukcja emisji gazów cieplarnianych
- Redukcja zużycia energii finalnej m.in. poprzez podniesienie efektywności energetycznej
- A także poprawa jakości powietrza

W perspektywie do 2030 roku główne cele strategiczne to:

- Dążenie do utrzymania niskoemisyjnego wzrostu gospodarczego i zaspokojenia potrzeb społeczeństwa
- Ograniczenie pyłów i gazów cieplarnianych z instalacji wykorzystywanych na terenie miasta a także emisji pochodzących z transportu
- Zwiększenie efektywności wykorzystania/wytwarzania energii oraz wykorzystywane OZE
- Rozwój innowacyjnej niskoemisyjnej gospodarki opartej o wiedzę i nowoczesne technologie

WPŁYW PROJEKTU NA REALIZACJĘ POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI ORAZ UE; ZNACZENIE W KONTEKŚCIE BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO („3X20”).

Zmniejszenie do roku 2020 emisji CO₂ o 20%; zmniejszenie do roku 2020 energochłonności o 20%; zwiększenie do roku 2020 udziału energii produkowanej ze źródeł odnawialnych do 20% w całkowitym rynku energetycznym; zwiększenie do roku 2020 udziału biopaliw do 10% w rynku paliwowym.

Inwestycja wpływa na wyraźne zmniejszenie emisji CO₂. Zastosowanie energii geotermalnej ma wpływ na obniżenie zużycia energii pierwotnej a więc także na poprawę efektywności i zmniejszenie energochłonności.

Jako element całościowego projektu ciepłowni geotermalnej wpływa na poprawę efektywności pracy projektowanego systemu.

ZGODNOŚĆ PROJEKTU Z PROJEKTEM KLIMADA

Przedsięwzięcie wpisuje się pozytywnie w założenia Projektu KLIMADA poprzez ograniczenie i racjonalizację zużycia energii pierwotnej a tym samym obniżenie poziomu emisji CO₂. Stan jakości powietrza na terenie miasta Sieradz kształtowany jest głównie przez:

- rozproszone źródła ciepła: o kotłownie lokalne, zlokalizowane z reguły przy obiektach użyteczności publicznej, kotłownie osiedlowe oraz o ogrzewanie indywidualne budynków,
- komunikację samochodową,
- działalność gospodarczą.

Większość istniejących lokalnych kotłowni jest uciążliwa dla środowiska (emisja spalin ze spalania gorszych gatunków węgla, brak instalacji oczyszczania spalin, mała sprawność kotłów). Rozwiązaniem problemów niskiej emisji jest wzrost udziału ciepła systemowego zarówno poprzez modernizację sieci co ma wpływ na zmniejszenie zużycia paliw konwencjonalnych jak i poprzez większe zastosowanie OZE w mieście. Realizacja inwestycji tym samym bezpośrednio wpływa na poprawę lokalnego środowiska naturalnego.

8.2. Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko (OOS)

Inwestor posiada wydaną 23 kwietnia 2019 r. deklarację organu odpowiedzialnego za monitorowanie obszarów Natura 2000 o stwierdzenie braku istotnego wpływu projektu na obszary Europejskiej Sieci Ekologicznej Natura 2000.

8.3. Strategiczne oceny oddziaływania na środowisko

Dla POiIŚ została sporządzona strategiczna ocena oddziaływania na środowisko, zgodnie z którą Program POiIŚ zakłada pozytywny efekt inwestycji geotermalnych na środowisko. Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko jest dostępna na stronach internetowych POiIŚ

(link: https://www.pois.gov.pl/media/1172/Prognoza_oos_POiIS_2014_2020_29012015.pdf).

8.4. Ilościowe parametry ingerencji w środowisko w formie liczbowej, a także podanie skutków unikniętych emisji, również w postaci liczbowej

Dla wyliczenia korzystnych skutków przedsięwzięcia na środowisko (uniknięte emisje itp.) dokonano przeliczenia, jak przedsięwzięcie wpłynie na zmniejszenie zużycia energii pierwotnej, a także jak wpłynie na zmniejszenie emisji CO₂.

Do wyliczeń posłużono się wskaźnikami emisji CO₂ dla tych źródeł, według dokumentu KOBiZE "Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2014 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2017".

Tabela. Oszacowanie wartości zmniejszenia zużycia energii pierwotnej oraz zmniejszenia/uniknięcia emisji CO₂.

ROCZNE ZUŻYCIE PALIWA		
Woda geotermalna	[MWh]	49 624,5
Energia elektryczna do napędu absorpcyjnej pompy ciepła oraz pozostałych urządzeń	[MWh]	3 241,2
Gaz	[m ³]	3 407 444,0
Gaz bez modułu kogeneracyjnego	[m ³]	1 876 042,3
Biomasa	[ton]	20 215,3
Miał węglowy KS (CM1, 22 MJ/kg)	[ton]	451,1
Miał węglowy KZ (CM2, 20,5 MJ/kg)	[ton]	2 436,1
Zużycie miału węglowego dla obecnego stanu	[ton]	25 763,0
Uniknięte zużycie miału węglowego	[ton]	22 875,8
Wartość opałowa miału węglowego	[GJ/tona]	20,30
Emisja CO ₂ kocioł węglowy (ciepłownia wg KOBiZE) - miał węglowy	[kg/GJ]	94,93
Wartość opałowa gazu ziemnego	[MJ/m ³]	36,30
Emisja CO ₂ gaz ziemny	[kg/GJ]	55,54
Redukcja wielkości zużycia miału węglowego	ton	22 875,80
Redukcja CO ₂ z tyt. zmniejszenia zużycia miału węglowego	ton	44 079,13
Wzrost zużycia gazu	m ³	1 876 042
Wzrost CO ₂ z tyt. zużycia gazu	ton	3 782,29
Poziom redukcja CO ₂ w projekcie	ton	40 296,84

Realizacja niniejszego przedsięwzięcia jak i późniejsza eksploatacja przedsięwzięcia będzie neutralna dla środowiska naturalnego. W zakresie redukcji emisji CO₂ pozytywna.

W trakcie prac będą stosowane technologie i materiały spełniające wszelkie wymagane normy, w tym normy dotyczące środowiska naturalnego. Taki sposób realizacji przedsięwzięcia ma na celu zapobieżenie negatywnym skutkom dla środowiska naturalnego, wynikającym z realizacji przedsięwzięcia. Przy wyborze materiałów, wykonawców prac budowlanych, a także innego rodzaju dostaw i usług, będą przestrzegane zasady tak zwanych „zielonych zamówień”, to znaczy będą wybierane takie materiały i surowce, a także wykonawcy i dostawcy, które zagwarantują spełnianie wszelkich norm w dziedzinie środowiska naturalnego.

Realizacja przedsięwzięcia oraz późniejsza eksploatacja infrastruktury powstałej w jego wyniku nie mają związku z emisją trwałych, toksycznych, szkodliwych, czy też uciążliwych dla środowiska zanieczyszczeń. Przedsięwzięcie jest obojętne w kwestii różnorodności biologicznej.

9. PLAN WDROŻENIA I EKSPLOATACJI PROJEKTU

9.1. Zakres poszczególnych kontraktów wraz z zaproponowanymi procedurami kontraktowymi

Dla realizacji przedsięwzięcia planowane jest zawarcie dwóch kontraktów, obejmujących:

- wykonanie pełnego zakresu prac związanych z odwiertem geotermalnym
- wykonanie instalacji ciepłowniczej wraz z montażem urządzeń w postaci pomp ciepła

Przy zakładanym zakresie rzeczowym przedsięwzięcia będzie to optymalne rozwiązanie dla sprawnego i płynnego zrealizowania przedsięwzięcia. Wybór wykonawców, zawarcie z nimi umowy, a także realizacja przedsięwzięcia, będzie przebiegała zgodnie z Wytycznymi w zakresie kwalifikowalności wydatków w ramach PO IŚ na lata 2014-2020 oraz własną procedurą zawierania umów dla zadań objętych projektem (załącznik do wniosku o dofinansowanie).

9.2. Harmonogram ogłaszania przetargów, podpisywania kontraktów

Tabela. Zakres zamówienia - udzielanie zamówień publicznych.

ZAKRES ZAMÓWIENIA	TRYB UDZIELENIA ZAMÓWIENIA	DATA WSZCZĘCIA POSTĘPOWANIA W CELU UDZIELENIA ZAMÓWIENIA	PLANOWANA DATA ZAWARCIA UMOWY
Objęte zakresem stosowania ustawy Prawo zamówień publicznych			
nie dotyczy	nie dotyczy	nie dotyczy	nie dotyczy
Nie objęte zakresem stosowania ustawy Prawo zamówień publicznych			
Prace budowlane i instalacyjne - pełny zakres prac objęty harmonogramem realizacji projektu	Zgodnie z Wytycznymi w zakresie kwalifikowalności wydatków w ramach PO IŚ na lata 2014-2020 oraz własną procedurą zawierania umów dla zadań objętych projektem	01.02.2020	01.06.2020

Wymienione w tabeli powyżej postępowanie wyboru wykonawcy, planowane do przeprowadzenia w ramach przedsięwzięcia, będzie, podobnie jak wszelkie inne czynności w ramach przedsięwzięcia, przeprowadzane zgodnie z polskim i unijnym prawem. W szczególności będą stosowane odpowiednie przepisy kodeksu cywilnego, regulujące kwestie zawierania umowy w drodze przetargu. W celu prawidłowego przeprowadzenia postępowania w oparciu o *Wytyczne w zakresie kwalifikowalności wydatków w ramach PO IŚ na lata 2014-2020* przygotowano własną procedurę zawierania umów dla zadań objętych projektem (załącznik do wniosku o dofinansowanie).

9.3. Harmonogram realizacji przedsięwzięcia

Tabela. Harmonogram głównych działań w ramach projektu.

	DATA ROZPOCZĘCIA	DATA UKOŃCZENIA
1. Studia wykonalności:	01.01.2019	30.04.2019
2. Analiza kosztów i korzyści:	nie dotyczy	nie dotyczy
3. Ocena oddziaływania na środowisko:	nie dotyczy	nie dotyczy
4. Studia projektowe:	01.12.2019	31.12.2019
5. Opracowanie dokumentacji przetargowej:	01.01.2020	31.01.2020
6. Postępowanie lub postępowania o udzielenie zamówienia:	01.02.2020	31.05.2020
7. Nabycie gruntów:	nie dotyczy	nie dotyczy
8. Zezwolenie na inwestycję:	nie dotyczy	nie dotyczy
9. Etap budowy/umowa/ dostawy urządzeń:	01.07.2020	30.06.2022
10. Etap operacyjny:	01.07.2022	nie dotyczy

Rzeczowa realizacja przedsięwzięcia jeszcze nie została rozpoczęta, przedsięwzięcie nie zostało zakończone. Przedsięwzięcie spełnia efekt zachęty.

Tabela. Plan nakładów inwestycyjnych oraz struktura ich wydatkowania w ujęciu rocznym w zł.

STRUKTURA WYDATKÓW	OGÓŁEM
Otwór zatłaczający kierunkowy	15 884 567,59
Budowa budynku ciepłowni geotermalnej	24 157 417,68
Kocioł biomasowy	16 000 000,00
Zagospodarowanie terenu	1 393 796,25
Przyłącze ciepłownicze z ciepłowni	776 710,00
Pompownia geotermalna	661 832,60
Przyłącze geotermalne	742 500,00
Dokumentacja projektowa	1 456 588,84
Nadzór inwestycyjny	1 456 588,84
Działania promocyjne i informacyjne	10 000,00
KOSZTY KWALIFIKOWANE	62 530 001,80
KOSZTY OGÓŁEM	62 540 001,80

Wartość brutto nakładów inwestycyjnych wynosi 76.924.202,21 zł

łącznie nakłady inwestycyjne netto to 62.540.001,80 zł.

łącznie koszty kwalifikowane to 62.530.001,80 zł.

Poziom dofinansowania 32.936.401,08 zł tj. 52,67% kosztów kwalifikowanych

Tabela. Plan nakładów inwestycyjnych kwalifikowanych oraz struktura ich wydatkowania w ujęciu kwartalnym w zł.

STRUKTURA WYDATKÓW	OGÓŁEM	I kw 2020	II kw 2020	III kw 2020	IV kw 2020	Razem 2020	I kw 2021	II kw 2021	III kw 2021	IV kw 2021	Razem 2021	I kw 2022	II kw 2022	III kw 2022	IV kw 2022	Razem 2022
Otwór zatłaczający kierunkowy	15 884 567,59	0,00	0,00	3 500 000,00	3 500 000,00	7 000 000,00	3 500 000,00	5 384 567,59	0,00	0,00	8 884 567,59					0,00
Budowa budynku ciepłowni geotermalnej	24 157 417,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		6 157 417,68	6 157 417,68	9 000 000,00	9 000 000,00			18 000 000,00
Kocioł biomasowy	16 000 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6 000 000,00	10 000 000,00			16 000 000,00
Zagospodarowanie terenu	1 393 796,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	593 796,25	800 000,00			1 393 796,25
Przyłącze ciepłownicze z ciepłowni	776 710,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	276 710,00	276 710,00	250 000,00	250 000,00			500 000,00
Pompownia geotermalna	661 832,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	261 832,60	261 832,60	200 000,00	200 000,00			400 000,00
Przyłącze geotermalne	742 500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	342 500,00	342 500,00	200 000,00	200 000,00			400 000,00
Dokumentacja projektowa	1 456 588,84	0,00	0,00	300 000,00	300 000,00	600 000,00	0,00	300 000,00	300 000,00	256 588,84	856 588,84	0,00	0,00			0,00
Nadzór inwestycyjny	1 456 588,84	0,00	0,00	180 000,00	180 000,00	360 000,00	180 000,00	180 000,00	180 000,00	180 000,00	720 000,00	180 000,00	196 588,84			376 588,84
Działania promocyjne i informacyjne	10 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10 000,00	0,00	0,00	10 000,00
KOSZTY KWALIFIKOWANE	62 530 001,80	0,00	0,00	3 980 000,00	3 980 000,00	7 960 000,00	3 680 000,00	5 864 567,59	480 000,00	7 475 049,12	17 499 616,71	16 423 796,25	20 646 588,84	0,00	0,00	37 070 385,09
KOSZTY OGÓŁEM	62 540 001,80	0,00	0,00	3 980 000,00	3 980 000,00	7 960 000,00	3 680 000,00	5 864 567,59	480 000,00	7 475 049,12	17 499 616,71	16 423 796,25	20 656 588,84	0,00	0,00	37 080 385,09
STRUKTURA FINANSOWANIA																
DOTACJA	32 936 401,08	0,00	0,00	2 096 383,70	2 096 383,70	4 192 767,39	1 938 364,82	3 089 041,18	252 830,19	3 937 329,42	9 217 565,62	8 650 899,17	10 875 168,90	0,00	0,00	19 526 068,07
POZIOM DOFINANSOWANIA % WYDATKÓW KWALIFIKOWANYCH	52,67%															
ŚRODKI PRYWATNE	29 603 600,72	0,00	0,00	1 883 616,30	1 883 616,30	3 767 232,61	1 741 635,18	2 775 526,41	227 169,81	3 537 719,70	8 282 051,09	7 772 897,08	9 781 419,94	0,00	0,00	17 554 317,02
OGÓŁEM	62 540 001,80	0,00	0,00	3 980 000,00	3 980 000,00	7 960 000,00	3 680 000,00	5 864 567,59	480 000,00	7 475 049,12	17 499 616,71	16 423 796,25	20 656 588,84	0,00	0,00	37 080 385,09

9.4. Plan płatności

Struktura finansowania projektu zakłada finansowanie dotacją oraz środkami własnymi.

Przy określaniu kosztów kwalifikowanych wzięto pod uwagę obowiązujące *Wytyczne w zakresie kwalifikowania wydatków w ramach POIS 2014-2020*, a także cel projektu, opis kwalifikujących się do wsparcia tego typu projektu oraz klasyfikację funduszy strukturalnych.

W przypadku przedmiotowego przedsięwzięcia:

- VAT jest niekwalifikowany, gdyż Wnioskodawca ma możliwość odzyskania podatku VAT poniesionego w kosztach przedsięwzięcia,
- wsparcie stanowi pomoc publiczną, a przedsięwzięcie nie jest projektem generującym dochód w rozumieniu art. 61 ust. 1 Rozporządzenia 1303/2013 (w projekcie nie występuje sytuacja w której wpływy środków pieniężnych następują z bezpośrednich wpłat dokonywanych przez użytkowników za towary i usługi zapewnianie przez daną operację).

Plan płatności uwzględnia kwartalne rozliczenie projektu a tym samym także kwartalnie ujęte płatności pośrednie.

10. ANALIZA FINANSOWA

Zgodnie z założeniami określonymi między innymi w wytycznych do przygotowania studium wykonalności zastosujemy uproszczoną metodykę przeprowadzenia analizy finansowej, gdyż przedsięwzięcie nie zalicza się do tzw. dużych projektów.

10.1. Założenia makroekonomiczne

Zgodnie z zaleceniami podane poniżej założenia makroekonomiczne zostały zaczerpnięte z wariantu podstawowego dokumentu „Zaktualizowane warianty rozwoju gospodarczego Polski, opublikowanego przez Ministerstwo Rozwoju (data aktualizacji: 08.016.08.2018 r).

Tabela. Założenia makroekonomiczne wariant podstawowy.

Wyszczególnienie	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
PKB	103,8	103,8	103,7	103,6	103,5	103,1	103,0	103,0	102,9	102,8	102,8
Stopa inflacji	102,3	102,3	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5
Stopa bezrobocia	6,2	5,6	5,0	4,7	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Dynamika realnego wzrostu płac	103,3	103,3	102,9	102,9	102,9	103,1	103,1	103,1	103,1	103,1	103,1

Wyszczególnienie	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
PKB	102,7	102,7	102,6	102,5	102,4	102,3	102,2	102,1	102,1	102,0	102,0
Stopa inflacji	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5	102,5
Stopa bezrobocia	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Dynamika realnego wzrostu płac	103,0	103,0	103,0	103,0	102,9	102,9	102,9	102,9	102,8	102,8	102,8

Tabela. Założenia makroekonomiczne kurs EUR/PLN oraz podstawowa stopa procentowa wariant podstawowy.

Wyszczególnienie	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
EUR/PLN	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
WIBOR 1R	1,85	1,85	2,59	3,09	3,09	3,03	2,97	2,97	2,97	2,91	2,91

Wyszczególnienie	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
EUR/PLN	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
WIBOR 1R	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,85	2,85	2,85	2,85	2,79

Tabela. Założenia makroekonomiczne wariant pesymistyczny.

Wyszczególnienie	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
PKB	103,8	102,9	101,7	101,5	101,7	102,0	102,0	101,9	101,9	101,8	101,8
Stopa inflacji	102,3	101,5	101,8	101,8	102,0	102,1	102,0	102,0	101,8	101,7	101,7
Stopa bezrobocia	6,2	6,2	6,7	6,9	7,0	6,8	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Dynamika realnego wzrostu płac	103,3	102,5	101,4	101,0	101,0	101,3	101,8	102,0	101,8	101,8	101,8

Wyszczególnienie	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
PKB	101,7	101,7	101,6	101,5	101,4	101,3	101,2	101,2	101,2	101,2	101,2
Stopa inflacji	101,7	101,7	101,7	101,7	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6	101,6
Stopa bezrobocia	6,5	6,5	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,1
Dynamika realnego wzrostu płac	101,7	101,7	101,7	101,6	101,5	101,4	101,3	101,2	101,2	101,2	101,2

Tabela. Założenia makroekonomiczne kurs EUR/PLN oraz podstawowa stopa procentowa wariant pesymistyczny

Wyszczególnienie	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
EUR/PLN	4,15	4,30	4,45	4,60	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77
WIBOR 1R	1,85	1,85	2,10	2,68	2,68	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50

Wyszczególnienie	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
EUR/PLN	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77	4,77
WIBOR 1R	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35

Analiza finansowa została przeprowadzona w oparciu o metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych (DCF), charakteryzującą się następującymi cechami:

- a) metoda ta uwzględnia, co do zasady, wyłącznie przepływy środków pieniężnych - niepieniężne pozycje rachunkowe, takie jak amortyzacja czy rezerwy na nieprzewidziane wydatki, nie są przedmiotem analizy finansowej,
- b) metoda ta uwzględnia przepływy środków pieniężnych w roku, w którym zostały dokonane i ujęte w danym okresie odniesienia (metoda kasowa),
- c) metoda ta uwzględnia wartość pieniądza w czasie przy sumowaniu przepływów finansowych w różnych latach (dyskontowanie).

W przypadku przedmiotowego przedsięwzięcia właściciel infrastruktury oraz jej operator w okresie eksploatacji to ten sam podmiot, będący jednocześnie Wnioskodawcą. Analiza finansowa opiera się na następujących założeniach:

- Analiza finansowa została przeprowadzona w cenach stałych.
- Analiza finansowa została sporządzona w cenach netto, gdyż podatek VAT stanowi wydatek niekwalifikowany.
- Zgodnie z wytycznymi przyjmuje się finansową stopę dyskontową w wysokości 4%.
- Zgodnie z wytycznymi przyjmuje się okres odniesienia wynoszący 20 lat. Analizę przeprowadza się zatem w latach 2019-2039.
- Zgodnie z przepisami o rachunkowości Wnioskodawca stosuje odpisy amortyzacyjne.
- Przyjmuje się zwykłą stawkę podatku od towarów i usług (VAT), która obecnie wynosi 23%.
- Poziom dofinansowania zgodnie z kalkulatorem pomocy publicznej wysokości **52,67%** wydatków kwalifikowanych.
- W kontekście specyfiki przedsięwzięcia oraz analizy według cen stałych nie mają istotnego wpływu na przedsięwzięcie oraz na Wnioskodawcę następujące czynniki: stopa wzrostu PKB, wskaźnik inflacji, kursy wymiany walut, wskaźniki WIBOR oraz WIBID, stopa bezrobocia.
- Ponieważ nie jest możliwe pełne oddzielenie strumienia kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych na realizację przedsięwzięcia od ogólnego strumienia kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych Wnioskodawcy, to analizę finansową przeprowadza się metodą różnicową.
- Przedmiotowe przedsięwzięcie służy poprawie efektywności działania, w tym w szczególności obniżeniu kosztów działalności. W projekcie nie występuje sytuacja w której wpływy środków pieniężnych następują z bezpośrednich wpłat dokonywanych przez użytkowników za towary i usługi zapewnianie przez daną operację.
- Dla obliczenia wartości rezydualnej przyjmuje się wycenę wartości aktywów trwałych netto na koniec okresu prognozy.
- Przyjęto nakłady odtworzeniowe w wysokości 20% kosztów nakładów początkowych w części związanej z infrastrukturą systemu ciepłowniczego
- Nakłady odtworzeniowe zaplanowano w ostatnim roku projekcji.
- Wszystkie koszty związane z przedsięwzięciem wskazane w harmonogramie realizacji projektu zalicza się do kosztów inwestycyjnych.

- Fazę inwestycyjną przyjmuje się od III kwartału 2020 roku do II kwartału 2022 roku.
- Fazę operacyjną przyjmuje się od III kwartału 2022 roku.

Tabela. Oszacowanie wartości wsparcia na podstawie kalkulatora pomocy publicznej Załącznik 4.2 do Regulaminu konkursu.

Nazwa wnioskodawcy	PRZEDSIĘBIORSTWO ENERGETYKI CIEPLNEJ Spółka z o.o.
Tytuł projektu	Budowa ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu wraz z otworem zatłaczającym Sieradz GT-2

W tabeli należy wpisać koszty w złotych, bez VAT (chyba że wnioskodawca nie ma możliwości odzyskania lub odliczenia VAT)

Lp.	Wyszczególnienie	Kwota
1	Koszty kwalifikowalne do pomocy na odnawialne źródła energii*	62 530 001,80
1.1	Przygotowanie projektu inwestycyjnego	0,00
1.2	Zarządzanie procesem inwestycyjnym, w tym nadzór nad robotami budowlanymi	0,00
1.3	Nabycie praw związanych z nieruchomościami	0,00
1.4	Roboty budowlane wraz z materiałami, opłatami przyłączeniowymi, uruchomieniem i	62 530 001,80
1.5	Sprzęt i wyposażenie	0,00
1.6	Wartości niematerialne i prawne	0,00
1.7	Inne opłaty i obciążenia bezpośrednio związane z realizacją projektu inwestycyjnego	0,00
1.8	Rezerwa **	0,00
2	Koszty niekwalifikowalne do pomocy na odnawialne źródła energii	10 000,00
2.1	Szkolenie personelu	0,00
2.2	Informacja i promocja	10 000,00
2.3	Koszty poniesione przed złożeniem wniosku	0,00
2.4	
2.5	
2.6	
3	Suma kosztów inwestycji	62 540 001,80

* Koszty kwalifikowalne określone w rozporządzeniu Ministra Energii w sprawie udzielania pomocy publicznej na projekty inwestycyjne w zakresie budowy lub przebudowy jednostek wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020. Kwalifikowane mogą być tylko koszty poniesione po złożeniu wniosku o dofinansowanie. Należy również uwzględnić ograniczenia wynikające z zasad kwalifikowania wydatków w ramach POIiŚ.

** Rezerwa może być kwalifikowana wyłącznie w przypadku, gdy zostanie przeznaczona na sfinansowanie kosztów wymienionych w

Lokalizacja inwestycji	tódzkie
Wielkość przedsiębiorcy	duży
Max intensywność pomocy	60%
Rodzaj inwestycji	budowa instalacji
Rodzaj instalacji (technologia)	ciepłownia geotermalna
Moc cieplna [MW]	23,00
Średnia roczna produkcja ciepła [GJ/r]	
Koszt inwestycji referencyjnej [zł]	7 636 000,00
Różnica pomiędzy kosztem kwalifikowalnym instalacji OZE a kosztem inwestycji referencyjnej [zł]	54 894 001,80

*Moc cieplna przyjęta w kalkulatorze pomocy publicznej wynosi 23 MW

10.2. Plan inwestycyjny z rozbiem na nakłady kwalifikowane i niekwalifikowane

Na kolejnej stronie zaprezentowano szczegółowy plan inwestycyjny z rozbiem na nakłady kwalifikowane i niekwalifikowane.

Tabela. Harmonogram realizacji projektu.

STRUKTURA WYDATKÓW	OGÓLEM	I kw	II kw	III kw	IV kw	Razem	I kw	II kw	III kw	IV kw	Razem	I kw	II kw	III kw	IV kw	Razem
		2020	2020	2020	2020		2021	2021	2021	2021		2022	2022	2022	2022	
Otwór zatłaczający kierunkowy	15 884 567,59	0,00	0,00	3 500 000,00	3 500 000,00	7 000 000,00	3 500 000,00	5 384 567,59	0,00	0,00	8 884 567,59					0,00
Budowa budynku ciepłowni geotermalnej	24 157 417,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		6 157 417,68	6 157 417,68	9 000 000,00	9 000 000,00			18 000 000,00
Kocioł biomasowy	16 000 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6 000 000,00	10 000 000,00			16 000 000,00
Zagospodarowanie terenu	1 393 796,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	593 796,25	800 000,00			1 393 796,25
Przyłącze ciepłownicze z ciepłowni	776 710,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	276 710,00	276 710,00	250 000,00	250 000,00			500 000,00
Pompownia geotermalna	661 832,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	261 832,60	261 832,60	200 000,00	200 000,00			400 000,00
Przyłącze geotermalne	742 500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	342 500,00	342 500,00	200 000,00	200 000,00			400 000,00
Dokumentacja projektowa	1 456 588,84	0,00	0,00	300 000,00	300 000,00	600 000,00	0,00	300 000,00	300 000,00	256 588,84	856 588,84	0,00	0,00			0,00
Nadzór inwestycyjny	1 456 588,84	0,00	0,00	180 000,00	180 000,00	360 000,00	180 000,00	180 000,00	180 000,00	180 000,00	720 000,00	180 000,00	196 588,84			376 588,84
Działania promocyjne i informacyjne	10 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10 000,00	0,00	0,00	10 000,00
KOSZTY KWALIFIKOWANE	62 530 001,80	0,00	0,00	3 980 000,00	3 980 000,00	7 960 000,00	3 680 000,00	5 864 567,59	480 000,00	7 475 049,12	17 499 616,71	16 423 796,25	20 646 588,84	0,00	0,00	37 070 385,09
KOSZTY OGÓLEM	62 540 001,80	0,00	0,00	3 980 000,00	3 980 000,00	7 960 000,00	3 680 000,00	5 864 567,59	480 000,00	7 475 049,12	17 499 616,71	16 423 796,25	20 656 588,84	0,00	0,00	37 080 385,09
STRUKTURA FINANSOWANIA																
DOTACJA	32 936 401,08	0,00	0,00	2 096 383,70	2 096 383,70	4 192 767,39	1 938 364,82	3 089 041,18	252 830,19	3 937 329,42	9 217 565,62	8 650 899,17	10 875 168,90	0,00	0,00	19 526 068,07
POZIOM DOFINANSOWANIA % WYDATKÓW KWALIFIKOWANYCH	52,67%															
SRODKI PRYWATNE	29 603 600,72	0,00	0,00	1 883 616,30	1 883 616,30	3 767 232,61	1 741 635,18	2 775 526,41	227 169,81	3 537 719,70	8 282 051,09	7 772 897,08	9 781 419,94	0,00	0,00	17 554 317,02
OGÓLEM	62 540 001,80	0,00	0,00	3 980 000,00	3 980 000,00	7 960 000,00	3 680 000,00	5 864 567,59	480 000,00	7 475 049,12	17 499 616,71	16 423 796,25	20 656 588,84	0,00	0,00	37 080 385,09

10.3. Plan finansowania przedsięwzięcia

Tabela. Plan finansowania przedsięwzięcia.

STRUKTURA WYDATKÓW	OGÓŁEM	I kw 2020	II kw 2020	III kw 2020	IV kw 2020	Razem 2020	I kw 2021	II kw 2021	III kw 2021	IV kw 2021	Razem 2021	I kw 2022	II kw 2022	III kw 2022	IV kw 2022	Razem 2022
Otwór zatłaczający kierunkowy	15 884 567,59	0,00	0,00	3 500 000,00	3 500 000,00	7 000 000,00	3 500 000,00	5 384 567,59	0,00	0,00	8 884 567,59					0,00
Budowa budynku ciepłowni geotermalnej	24 157 417,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		6 157 417,68	6 157 417,68	9 000 000,00	9 000 000,00			18 000 000,00
Kocioł biomasowy	16 000 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6 000 000,00	10 000 000,00			16 000 000,00
Zagospodarowanie terenu	1 393 796,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	593 796,25	800 000,00			1 393 796,25
Przyłącze ciepłownicze z ciepłowni	776 710,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	276 710,00	276 710,00	250 000,00	250 000,00			500 000,00
Pompownia geotermalna	661 832,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	261 832,60	261 832,60	200 000,00	200 000,00			400 000,00
Przyłącze geotermalne	742 500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	342 500,00	342 500,00	200 000,00	200 000,00			400 000,00
Dokumentacja projektowa	1 456 588,84	0,00	0,00	300 000,00	300 000,00	600 000,00	0,00	300 000,00	300 000,00	256 588,84	856 588,84	0,00	0,00			0,00
Nadzór inwestycyjny	1 456 588,84	0,00	0,00	180 000,00	180 000,00	360 000,00	180 000,00	180 000,00	180 000,00	180 000,00	720 000,00	180 000,00	196 588,84			376 588,84
Działania promocyjne i informacyjne	10 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10 000,00	0,00	0,00	10 000,00
KOSZTY KWALIFIKOWANE	62 530 001,80	0,00	0,00	3 980 000,00	3 980 000,00	7 960 000,00	3 680 000,00	5 864 567,59	480 000,00	7 475 049,12	17 499 616,71	16 423 796,25	20 646 588,84	0,00	0,00	37 070 385,09
KOSZTY OGÓŁEM	62 540 001,80	0,00	0,00	3 980 000,00	3 980 000,00	7 960 000,00	3 680 000,00	5 864 567,59	480 000,00	7 475 049,12	17 499 616,71	16 423 796,25	20 656 588,84	0,00	0,00	37 080 385,09
STRUKTURA FINANSOWANIA																
DOTACJA	32 936 401,08	0,00	0,00	2 096 383,70	2 096 383,70	4 192 767,39	1 938 364,82	3 089 041,18	252 830,19	3 937 329,42	9 217 565,62	8 650 899,17	10 875 168,90	0,00	0,00	19 526 068,07
POZIOM DOFINANSOWANIA % WYDATKÓW KWALIFIKOWANYCH	52,67%															
ŚRODKI PRYWATNE	29 603 600,72	0,00	0,00	1 883 616,30	1 883 616,30	3 767 232,61	1 741 635,18	2 775 526,41	227 169,81	3 537 719,70	8 282 051,09	7 772 897,08	9 781 419,94	0,00	0,00	17 554 317,02
OGÓŁEM	62 540 001,80	0,00	0,00	3 980 000,00	3 980 000,00	7 960 000,00	3 680 000,00	5 864 567,59	480 000,00	7 475 049,12	17 499 616,71	16 423 796,25	20 656 588,84	0,00	0,00	37 080 385,09

- Plan finansowania jest tożsamy z harmonogramem realizacji inwestycji.
- Dodatkowy źródłem finansowania poza dotacją będzie pożyczką z NFOŚiGW. Założono okres umowy pożyczkowej 3+12 /3 lata okres uruchomienia 12 lat okres spłaty/

10.4. Prognoza przychodów oraz kosztów w analizowanym okresie - dla wariantu inwestycyjnego i bezinwestycyjnego

Prognoza opracowana na podstawie metody różnicowej umożliwiającej wydzielenie strumienia kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych na realizację projektu od ogólnego strumienia kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych beneficjenta poprzez porównanie wariantu bezinwestycyjnego oraz inwestycyjnego.

WARIANT BEZINWESTYCYJNY

Inwestor prowadzi działalność ciepłowniczą osiągając za rok 2018 24 mln zł obrotów. Działalność spółki jest stabilna, firma stopniowo powiększa wielkość sieci ciepłowniczej a tym samym także liczbę odbiorców co pozwala ograniczyć negatywny trend w zakresie jednostkowej konsumpcji ciepła.

Dotychczas realizacja inwestycji wspierana jest w niewielkim zakresie finansowaniem dłużnym w postaci kredytów i pożyczek.

W projekcji przyjęto niewielki wzrost przychodów wynikający ze stałego rozwoju sieci – w tym zakładanych projektów dotyczących rozwoju sieci ciepłowniczej jak również zbliżony poziom tempa wzrostu kosztów operacyjnych, niewielkie różnice w poszczególnych pozycjach kosztowych wynikają z oceny wzrostu poszczególnych pozycji w kolejnych latach projekcji.

Wzrost przyłączy wpływający na utrzymanie 2% tempa wzrostu sprzedaży w latach 2019-2023 oraz 1,5% w kolejnych latach – uwzględniający spadek produkcji w wyniku modernizacji sieci ciepłowniczej i wzrost w wyniku nowych podłączeń (poprawa efektywności i wzrost liczby użytkowników).

Dodatkowo w wariantcie bezinwestycyjnym uwzględniono efekt realizacji projektu kogeneracyjnego zakładającego sprzedaż energii elektrycznej. Założenia dotyczące modułu kogeneracyjnego zaprezentowano oddzielnie.

Tabela. Założenia głównych parametrów operacyjnych – działalność bieżąca.

Parametr	2019	2020-2023	2024-2039
Tempo wzrostu przychodów ze sprzedaży produktów i usług w latach r/r	2,00%	2,00%	1,50%
Tempo wzrostu przychodów ze towarów i materiałów w latach r/r	2,00%	2,00%	1,50%
Tempo wzrostu kosztów zużycia materiałów i energii w latach r/r	1,00%	1,00%	1,50%
Tempo wzrostu kosztów usług obcych w latach r/r	1,00%	1,00%	1,50%
Tempo wzrostu kosztów podatków w latach r/r	3,00%	3,00%	2,50%
Tempo wzrostu kosztów wynagrodzeń w latach r/r	2,50%	2,50%	2,00%
Tempo wzrostu pozostałych kosztów rodzajowych w latach r/r	1,00%	1,00%	1,50%
Tempo wzrostu kosztów sprzedanych towarów i materiałów w latach r/r	1,00%	1,00%	1,50%
Inne przychody operacyjne /do 2021 r./	485 000,00	0,00%	-100,00%
Inne koszty operacyjne	255 000,00	0,00%	0,00%

Analogicznie przyjęto tempo wzrostu dla składowych kapitału obrotowego. Inwestor w tym zakresie przewiduje niewielkie skrócenie cykli rotacji majątku.

Tabela. Zmiana wielkości składowych kapitału obrotowego – działalność bieżąca.

Dynamika zmian r/r	2019-2023	2024-2039
Zapasy	2,00%	1,50%
Należności	2,00%	1,50%
Zobowiązania krótkoterminowe	2,00%	1,50%

Inwestor systematycznie ponosi nakłady inwestycyjne. Zakłada się co 4 lata inwestycje w WNiP w wysokości 300 tys. zł, budynki i budowle na poziomie 0,5 mln zł oraz inwestycje rzędu 1 mln zł corocznie w zakresie urządzeń technicznych.

Tabela. Planowane nakłady odtworzeniowe i rozwojowe – działalność bieżąca.

Parametr	częstotliwość	wartość	stawka amortyzacji
Wartości niematerialne i prawne	co 4 lata od 2023 r.	300 000,00	20,00%
Budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	co 4 lata od 2023 r.	500 000,00	2,50%
Urządzenia techniczne i maszyny	corocznie od 2023 r.	1 000 000,00	14,00%
Środki trwałe w budowie przeniesione do budynków i budowli		162 709,62	4,00%

Tabela. Zmiana pozostałych pozycji bilansowych – działalność bieżąca.

Wyszczególnienie	2018	2019	dynamika zmian w kolejnych latach
POZYCJE AKTYWÓW			
Środki trwałe w budowie	162 709,62	162 709,62	-100,00%
Zaliczki na środki trwałe w budowie	0,00	0,00	0,00%
Należności długoterminowe	0,00	0,00	0,00%
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	839 159,49	839 159,49	0,00%
Inwestycje długoterminowe Nieruchomości	0,00	0,00	0,00%
Długoterminowe aktywa finansowe Udziały	0,00	0,00	0,00%
Długoterminowe aktywa finansowe Inne aktywa	0,00	0,00	0,00%
Długoterminowe aktywa finansowe Pożyczki	0,00	0,00	0,00%
Inne należności od jednostek powiązanych	0,00	0,00	0,00%
Udzielone pożyczki krótkoterminowe	0,00	0,00	0,00%
Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	48 334,32	51 000,00	1,00%
POZYCJE PASYWÓW			
Zobowiązania długoterminowe wobec podmiotów powiązanych	0,00	0,00	0,00%
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	0,00	0,00	0,00%
Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne, w tym:	1 540 793,82	1 545 000,00	0,00%
- krótkoterminowe	549 770,72	550 000,00	
Pozostałe rezerwy, w tym:	3 511 040,57	3 550 000,00	0,00%
- krótkoterminowe	3 511 040,57	3 550 000,00	0,00%
Bierne rozliczenia międzyokresowe	221 304,37	225 000,00	1,00%

MODUŁ KOGENERACYJNY

Główne korzyści w ramach projektu to dalsze obniżenie emisji CO₂ oraz produkcja energii elektrycznej zarówno na potrzeby własne jak i sprzedaż na zewnątrz.

W projekcji przesunięto termin realizacji inwestycji dostosowując go do terminu realizacji wnioskowanego projektu /to jest zakończenie do połowy 2022 r./.

Założenia dotyczące nakładów inwestycyjnych, poziomu dofinansowania, kosztów eksploatacyjnych oraz uzyskanych oszczędności z tyt. produkcji energii elektrycznej prezentuje kolejna tabela

Wyszczególnienie	2021	2022
Moduł kogeneracyjny		
Nakłady inwestycyjne	660 000,00	2 619 652,55
Dotacja	260 304,00	1 029 246,96
Poziom dofinansowania	39,32%	
Stawka amortyzacji	7%	
Liczba miesięcy amortyzacji w 2022 r.	6	
Uniknięte koszty nabycia energii elektrycznej		
Produkcja własna MWh		8 760,00
Nadwyżka MWh		5 518,80
Sprzedaż energii z nadwyżki cena zł/MWh		350,00
Brak opłaty przesyłowej od produkcji własnej zł/MWh		50,00
Zużycie gazu /m ³ /		1 531 401,70
Cena gazu (z uwzgl. opłat przesyłowych i abonamentu) zł/m ³		0,9124
Inne koszty /serwis, części zamienne/		415 500,00
Dodatkowe koszty eksploatacyjne		181 360,00
Uniknięta wielkość emisji CO ₂ w tonach		3 122,83
Opłata z tyt. emisji CO ₂ w EUR		25,00

Do oszacowania wartości przychodów z tyt. produkcji energii elektrycznej przyjęto założenie utrzymania stałej wielkości produkcji energii elektrycznej w całym okresie prognozy. Sprzedaż nadwyżek w wysokości 5,5 tys. MWh po cenie 350 zł netto /od połowy 2022 r./ oraz wzroście ceny energii w tempie założonym do wzrostów przychodów ze sprzedaży dla działalności bieżącej /1,5-2% rocznie/.

WARIANT INWESTYCYJNY

Projekt ma charakter wyłącznie kosztowy – nie generuje przychodów. Korzyść z projektu szacowana jest jako różnica pomiędzy kosztami budowy i eksploatacji przedmiotowe inwestycji a kosztami obecnych źródeł wytwarzania.

Zgodnie z metodą standardową należy w szczególności określić prognozowane na przestrzeni całego okresu odniesienia:

- koszty:
 - nakłady inwestycyjne na realizację projektu współfinansowanego ze środków UE,
 - nakłady odtworzeniowe w ramach ww. projektu,
 - zmiany w kapitale obrotowym netto w fazie inwestycyjnej (w uzasadnionych przypadkach),
 - koszty działalności operacyjnej – zużycie energii elektrycznej /koszt utraconych wpływów z tyt. braku sprzedaży Ee/ oraz pozostałe koszty eksploatacyjne
- przychody generowane przez projekt, w przedmiotowym projekcie są to:
 - brak przychodów w projekcie

Założenia operacyjne dla wariantu z projektem prezentuje kolejna tabela. Wartości oznaczone na niebiesko uwzględniają:

- Roczną wielkość produkcji ciepła w ramach projektu /zastępująca dotychczasowe źródła ciepła/.
- Roczne zużycie paliw dla celów związanych z produkcją ciepła z OZE w ramach projektu /bez modułu kogeneracyjnego/.

ROCZNE ZAPOTRZEBOWANIE NA CIEPŁO		
Całkowite zapotrzebowanie ciepła	[GJ]	482 812,9
Całkowite zapotrzebowanie ciepła	[MWh]	134 114,7
Maksymalna moc	[MW]	53,4
ROCZNA PRODUKCJA CIEPŁA		
Odwiert geotermalny	[MWh]	11 110,0
Absorpcyjna pompa ciepła	[MWh]	38 514,4
Wysokoparametrowa woda do napędu pompy ciepła z kotła gazowego	[MWh]	14 067,5
Kocioł węglowy WR25015	[MWh]	588,3
Kocioł węglowy WR25014	[MWh]	11 706,0
Kocioł węglowy WR10010	[MWh]	2 551,3
Kocioł węglowy WR107EM	[MWh]	142,3
Kocioł biomasowy	[MWh]	44 923,0
Moduł kogeneracyjny	[MWh]	10 512,0
ROCZNE ZUŻYCIE PALIWA		
Woda geotermalna	[MWh]	49 624,5
Energia elektryczna do napędu absorpcyjnej pompy ciepła oraz pozostałych urządzeń	[MWh]	3 241,2
Gaz	[m3]	1 876 042,3
Gaz dla modułu kogeneracyjnego	[m3]	1 531 401,7
Biomasa	[ton]	20 215,3
Miał węglowy KS (CM1, 22 MJ/kg)	[ton]	451,1
Miał węglowy KZ (CM2, 20,5 MJ/kg)	[MWh]	2 436,1
POZOSTAŁE ZAŁOŻENIA		
Cena sprzedaży nadwyżki energii elektrycznej	[MW/zł]	350,00
Cena gazu (z uwzgl. opłat przesyłowych i abonamentu)	[zł/m3]	1,1209
Cena mialu węglowego	[tona/zł]	400,00
Biomasa	[tona/zł]	237,60
Opłata z tyt. emisji 1 tony CO2	[eur]	25,00
Dzierżawa otworu wydobywczego /25 letni okres amortyzacji/	[zł]	465 950,00
Poziom dofinansowania do całości projektu	[%]	52,67%
Wartość opałowia mialu węglowego	[GJ/tona]	20,30
Emisja CO2 kocioł węglowy (ciepłownia wg KOBIZE) - mial węglowy	[kg/GJ]	94,93
Wartość opałowia gazu ziemnego	[MJ/m3]	36,30
Emisja CO2 gaz ziemny	[kg/GJ]	55,40
Ubezpieczenie infrastruktury (% nakładów inwestycyjnych)	[%]	0,02%
Wynagrodzenia (dodatkwci pracownicy)	[zł/p.a.]	84 000,00
Podatek od nieruchomości	[zł/p.a.]	41 634,20
Pozostałe koszty	[zł/p.a.]	60 000,00
Wymagana stopa dyskontowa w projektach energetycznych	[%]	4,00%
Uniknięta wielkość zużycia mialu węglowego	[ton]	22 875,80
Uniknięta wielkość emisji CO2	[ton]	44 079,13
Uniknięta wielkość emisji CO2 netto / po uwzględnieniu emisji z tyt. zużycia gazu/	[ton]	40 306,37

Dla inwestycji w geotermalną sieć ciepłowniczą zakłada się nakłady odtworzeniowe na poziomie 12.506 tys. zł na koniec okresu prognozy. Wartość nakładów stanowi 20% ponoszonych nakładów inwestycyjnych.

Tabela. Stawki amortyzacji dla nakładów inwestycyjnych w projekcie.

	stawka	podstawa
Dynamika zmian r/r		
Intalacja geotermalna wraz infrastrukturą	4,00%	46 530 001,80
Kocioł biomasowy	7,00%	16 000 000,00
Działania promocyjne i informacyjne	100,00%	10 000,00
Amortyzacja nakładów odtworzeniowych projektu	5,00%	-

Tabela. Kalkulacja przychodów i kosztów operacyjnych – Projekt.

Wyszczególnienie	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
PRZYCHODY				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KOSZTY OPERACYJNE					4 547 972,50	9 252 310,87	9 393 775,40	9 527 692,78	9 663 618,92	9 801 583,95	9 941 618,46
Koszty energii elektrycznej na potrzeby własne					567 210,00	1 145 764,20	1 162 950,66	1 180 394,92	1 198 100,85	1 216 072,36	1 234 313,44
Energia elektryczna do napędu absorpcyjnej pompy ciepła oraz pozostałych urządzeń					1 620,60	3 241,20	3 241,20	3 241,20	3 241,20	3 241,20	3 241,20
Cena energii elektrycznej					350,00	353,50	358,80	364,18	369,65	375,19	380,82
Zużycie gazu					1 051 427,91	2 123 884,37	2 155 742,64	2 188 078,78	2 220 899,96	2 254 213,46	2 288 026,66
Zużycie gazu					938 021,15	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30
Cena gazu					1,1209	1,1321	1,1491	1,1663	1,1838	1,2016	1,2196
Zużycie biomasy					2 401 577,64	4 923 234,16	4 997 082,67	5 072 038,91	5 148 119,50	5 225 341,29	5 303 721,41
Zużycie biomasy					10 107,65	20 215,30	20 215,30	20 215,30	20 215,30	20 215,30	20 215,30
Cena biomasy					237,60	243,5400	247,1931	250,9010	254,6645	258,4845	262,3617
Ubezpieczenie infrastruktury					6 253,00	12 506,00	12 693,59	12 883,99	13 077,25	13 273,41	13 472,51
Dodatkowe wynagrodzenia przewyższające analogiczny utrzymanie personelu dla infrastruktury kotłowni węglowej					42 000,00	84 000,00	85 260,00	86 538,90	87 836,98	89 154,54	90 491,86
Podatek od nieruchomości					20 817,10	41 634,20	42 258,71	42 892,59	43 535,98	44 189,02	44 851,86
Inne koszty					30 000,00	60 000,00	60 900,00	61 813,50	62 740,70	63 681,81	64 637,04
Koszty dzierżawy odwiertu wydobywczego					232 975,00	465 950,00	465 950,00	465 950,00	465 950,00	465 950,00	465 950,00
Emisja CO2 Gaz ziemny					195 711,85	395 337,94	410 937,12	417 101,17	423 357,69	429 708,06	436 153,68
Wielkość emisji CO2					1 886,38	3 772,76	3 772,76	3 772,76	3 772,76	3 772,76	3 772,76
Koszt emisji - jednostkowa opłata z tyt. emisji CO2					103,75	104,79	108,92	110,56	112,21	113,90	115,61
KOSZTY UNIKNIĘTE					6 861 764,90	13 860 765,10	14 181 645,87	14 394 370,56	14 610 286,12	14 829 440,41	15 051 882,02
Uniknięty koszt zakupu mialu węglowego (-)					4 575 160,00	9 241 823,20	9 380 450,55	9 521 157,31	9 663 974,67	9 808 934,29	9 956 068,30
Uniknięta wielkość zużycia mialu węglowego					11 437,90	22 875,80	22 875,80	22 875,80	22 875,80	22 875,80	22 875,80
Koszt mialu węglowego					400,00	404,00	410,06	416,21	422,45	428,79	435,22
Uniknięty koszt opłat z tyt. emisji CO2 (-)					2 286 604,90	4 618 941,90	4 801 195,33	4 873 213,26	4 946 311,46	5 020 506,13	5 095 813,72
Uniknięta wielkość emisji CO2					22 039,57	44 079,13	44 079,13	44 079,13	44 079,13	44 079,13	44 079,13
Koszt opłaty z tyt. emisji CO2					103,75	104,79	108,92	110,56	112,21	113,90	115,61
KOSZTY					1 500 600,04	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07
Amortyzacja					-2 645 837,50	-5 272 544,42	-5 454 932,78	-5 536 756,77	-5 619 808,12	-5 704 105,25	-5 789 666,83
Wzrost zużycia materiałów i energii					262 975,00	525 950,00	526 850,00	527 763,50	528 690,70	529 631,81	530 587,04
Usługi obce					42 000,00	84 000,00	85 260,00	86 538,90	87 836,98	89 154,54	90 491,86
Wynagrodzenia					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pochodne wynagrodzeń					27 070,10	54 140,20	54 952,30	55 776,59	56 613,24	57 462,44	58 324,37
Podatki											

BUDOWA CIEPŁOWNI GEOTERMALNO-BIOMASOWEJ W SIERADZU WRAZ
Z OTWOREM ZATĘCZAJĄCYM SIERADZ GT-2.

Wyszczególnienie	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
PRZYCHODY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KOSZTY OPERACYJNE	10 083 753,49	10 228 020,54	10 374 451,60	10 523 079,12	10 673 936,06	10 827 055,85	10 982 472,44	11 140 220,28	11 300 334,33	11 462 850,10	11 627 803,60
Koszty energii elektrycznej na potrzeby własne	1 252 828,15	1 271 620,57	1 290 694,88	1 310 055,30	1 329 706,13	1 349 651,72	1 369 896,50	1 390 444,95	1 411 301,62	1 432 471,14	1 453 958,21
Energia elektryczna do napędu absorpcyjnej pompy ciepła oraz pozostałych ur.	3 241,20	3 241,20	3 241,20	3 241,20	3 241,20	3 241,20	3 241,20	3 241,20	3 241,20	3 241,20	3 241,20
Cena energii elektrycznej	386,53	392,33	398,22	404,19	410,25	416,40	422,65	428,99	435,43	441,96	448,59
Zużycie gazu	2 322 347,06	2 357 182,27	2 392 540,00	2 428 428,10	2 464 854,52	2 501 827,34	2 539 354,75	2 577 445,07	2 616 106,75	2 655 348,35	2 695 178,57
Zużycie gazu	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30	1 876 042,30
Cena gazu	1,2379	1,2565	1,2753	1,2944	1,3139	1,3336	1,3536	1,3739	1,3945	1,4154	1,4366
Zużycie biomasy	5 383 277,23	5 464 026,39	5 545 986,79	5 629 176,59	5 713 614,24	5 799 318,45	5 886 308,23	5 974 602,85	6 064 221,89	6 155 185,22	6 247 513,00
Zużycie biomasy	20 215,30	20 215,30	20 215,30	20 215,30	20 215,30	20 215,30	20 215,30	20 215,30	20 215,30	20 215,30	20 215,30
Cena biomasy	266,2972	270,2916	274,3460	278,4612	282,6381	286,8777	291,1808	295,5486	299,9818	304,4815	309,0487
Ubezpieczenie infrastruktury	13 674,60	13 879,72	14 087,92	14 299,24	14 513,72	14 731,43	14 952,40	15 176,69	15 404,34	15 635,40	15 869,93
Dodatkowe wynagrodzenia przewyższające analogiczny utrzymanie personelu dla infrastruktury kopalni węglowej	91 849,23	93 226,97	94 625,38	96 044,76	97 485,43	98 947,71	100 431,93	101 938,41	103 467,48	105 019,49	106 594,79
Podatek od nieruchomości	45 524,64	46 207,51	46 900,62	47 604,13	48 318,19	49 042,96	49 778,61	50 525,29	51 283,16	52 052,41	52 833,20
Inne koszty	65 606,60	66 590,69	67 589,56	68 603,40	69 632,45	70 676,94	71 737,09	72 813,15	73 905,34	75 013,92	76 139,13
Koszty dzierżawy odwiertu wydobywczego	465 950,00	465 950,00	465 950,00	465 950,00	465 950,00	465 950,00	465 950,00	465 950,00	465 950,00	465 950,00	465 950,00
Emisja CO2 Gaz ziemny	442 695,98	449 336,42	456 076,47	462 917,62	469 861,38	476 909,30	484 062,94	491 323,89	498 693,74	506 174,15	513 766,76
Wielkość emisji CO2	3 772,76	3 772,76	3 772,76	3 772,76	3 772,76	3 772,76	3 772,76	3 772,76	3 772,76	3 772,76	3 772,76
Koszt emisji - jednostkowa opłata z tyt. emisji CO2	117,34	119,10	120,89	122,70	124,54	126,41	128,30	130,23	132,18	134,17	136,18
KOSZTY UNIKNIĘTE	15 277 660,25	15 506 825,15	15 739 427,53	15 975 518,94	16 215 151,73	16 458 379,00	16 705 254,69	16 955 833,51	17 210 171,01	17 468 323,58	17 730 348,43
Uniknięty koszt zakupu mialu węglowego (-)	10 105 409,32	10 256 990,46	10 410 845,32	10 567 008,00	10 725 513,12	10 886 395,82	11 049 691,76	11 215 437,13	11 383 668,69	11 554 423,72	11 727 740,07
Uniknięta wielkość zużycia mialu węglowego	22 875,80	22 875,80	22 875,80	22 875,80	22 875,80	22 875,80	22 875,80	22 875,80	22 875,80	22 875,80	22 875,80
Koszt mialu węglowego	441,75	448,38	455,10	461,93	468,86	475,89	483,03	490,28	497,63	505,09	512,67
Uniknięty koszt opłat z tyt. emisji CO2 (-)	5 172 250,93	5 249 834,69	5 328 582,21	5 408 510,94	5 489 638,61	5 571 983,19	5 655 562,93	5 740 396,38	5 826 502,32	5 913 899,86	6 002 608,36
Uniknięta wielkość emisji CO2	44 079,13	44 079,13	44 079,13	44 079,13	44 079,13	44 079,13	44 079,13	44 079,13	44 079,13	44 079,13	44 079,13
Koszt opłaty z tyt. emisji CO2	117,34	119,10	120,89	122,70	124,54	126,41	128,30	130,23	132,18	134,17	136,18
KOSZTY	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07
Amortyzacja	-5 876 511,83	-5 964 659,51	-6 054 129,40	-6 144 941,34	-6 237 115,46	-6 330 672,19	-6 425 632,27	-6 522 016,76	-6 619 847,01	-6 719 144,71	-6 819 931,88
Wzrost zużycia materiałów i energii	531 556,60	532 540,69	533 539,56	534 553,40	535 582,45	536 626,94	537 687,09	538 763,15	539 855,34	540 963,92	542 089,13
Usługi obce	91 849,23	93 226,97	94 625,38	96 044,76	97 485,43	98 947,71	100 431,93	101 938,41	103 467,48	105 019,49	106 594,79
Wynagrodzenia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pochodne wynagrodzeń	59 199,24	60 087,23	60 988,53	61 903,36	62 831,91	63 774,39	64 731,01	65 701,97	66 687,50	67 687,81	68 703,13
Podatki											

Tabela. Rachunek zysków i strat – Projekt – metoda różnicowa.

Za okres	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
A. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów, w tym:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B. Koszty działalności operacyjnej	0,00	0,00	0,00	0,00	-813 192,36	-1 627 254,15	-1 806 670,41	-1 885 477,71	-1 965 467,13	-2 046 656,39	-2 129 063,49
I. Amortyzacja				0,00	1 500 600,04	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07
II. Zużycie materiałów i energii				0,00	-2 645 837,50	-5 272 544,42	-5 454 932,78	-5 536 756,77	-5 619 808,12	-5 704 105,25	-5 789 666,83
III. Usługi obce				0,00	262 975,00	525 950,00	526 850,00	527 763,50	528 690,70	529 631,81	530 587,04
IV. Podatki i opłaty, w tym				0,00	27 070,10	54 140,20	54 952,30	55 776,59	56 613,24	57 462,44	58 324,37
V. Wynagrodzenia				0,00	42 000,00	84 000,00	85 260,00	86 538,90	87 836,98	89 154,54	90 491,86
VI. Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VII. Pozostałe koszty rodzajowe					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VIII. Wartość sprzedanych towarów i materiałów					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C. Zysk (strata) ze sprzedaży (A-B)	0,00	0,00	0,00	0,00	813 192,36	1 627 254,15	1 806 670,41	1 885 477,71	1 965 467,13	2 046 656,39	2 129 063,49
D. Pozostałe przychody operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	785 143,12	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24
I. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych											
II. Dotacje				0,00	785 143,12	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24
III. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych											
IV. Inne przychody operacyjne											
E. Pozostałe koszty operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Zysk (strata) z działalności operacyjnej (C+D-E)	0,00	0,00	0,00	0,00	1 598 335,48	3 197 540,39	3 376 956,64	3 455 763,95	3 535 753,37	3 616 942,63	3 699 349,72
G. Przychody finansowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
H. Koszty finansowe	0,00	53 683,06	225 385,36	593 411,10	808 275,22	737 990,42	667 705,62	597 420,81	527 136,01	456 851,21	
I. Odsetki, w tym:		53 683,06	225 385,36	593 411,10	808 275,22	737 990,42	667 705,62	597 420,81	527 136,01	456 851,21	
- od jednostek powiązanych											
II. Strata z tyt. rozchodu aktywów finansowych											
III. Aktualizacja wartości aktywów finansowych											
IV. Inne											
K. Zysk (strata) brutto	0,00	-53 683,06	-225 385,36	1 004 924,38	2 389 265,17	2 638 966,23	2 788 058,33	2 938 332,55	3 089 806,61	3 242 498,51	
L. Podatek dochodowy				0,00	190 935,63	453 960,38	501 403,58	529 731,08	558 283,19	587 063,26	616 074,72
M. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
O. Zysk (strata) netto	0,00	-53 683,06	-225 385,36	813 988,75	1 935 304,79	2 137 562,64	2 258 327,25	2 380 049,37	2 502 743,36	2 626 423,79	

BUDOWA CIEPŁOWNI GEOTERMALNO-BIOMASOWEJ W SIERADZU WRAZ
Z OTWOREM ZATŁACZAJĄCYM SIERADZ GT-2.

Za okres	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
A. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów, w tym:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B. Koszty działalności operacyjnej	-2 212 706,69	-2 297 604,54	-2 383 775,86	-2 471 239,75	-2 560 015,60	-2 650 123,08	-2 741 582,18	-3 074 413,16	-4 048 636,61	-4 144 273,41	-4 241 344,76
I. Amortyzacja	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 741 200,07	1 861 200,07	1 861 200,07	1 861 200,07
II. Zużycie materiałów i energii	-5 876 511,83	-5 964 659,51	-6 054 129,40	-6 144 941,34	-6 237 115,46	-6 330 672,19	-6 425 632,27	-6 522 016,76	-6 619 847,01	-6 719 144,71	-6 819 931,88
III. Usługi obce	531 556,60	532 540,69	533 539,56	534 553,40	535 582,45	536 626,94	537 687,09	538 763,15	539 855,34	540 963,92	542 089,13
IV. Podatki i opłaty, w tym	59 199,24	60 087,23	60 988,53	61 903,36	62 831,91	63 774,39	64 731,01	65 701,97	66 687,50	67 687,81	68 703,13
V. Wynagrodzenia	91 849,23	93 226,97	94 625,38	96 044,76	97 485,43	98 947,71	100 431,93	101 938,41	103 467,48	105 019,49	106 594,79
VI. Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VII. Pozostałe koszty rodzajowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VIII. Wartość sprzedanych towarów i materiałów	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C. Zysk (strata) ze sprzedaży (A-B)	2 212 706,69	2 297 604,54	2 383 775,86	2 471 239,75	2 560 015,60	2 650 123,08	2 741 582,18	3 074 413,16	4 048 636,61	4 144 273,41	4 241 344,76
D. Pozostałe przychody operacyjne	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24
I. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych											
II. Dotacje	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24
III. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych											
IV. Inne przychody operacyjne											
E. Pozostałe koszty operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Zysk (strata) z działalności operacyjnej (C+D-E)	3 782 992,93	3 867 890,78	3 954 062,10	4 041 525,99	4 130 301,83	4 220 409,32	4 311 868,42	4 644 699,40	5 618 922,85	5 714 559,65	5 811 631,00
G. Przychody finansowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
H. Koszty finansowe	386 566,41	316 281,61	245 996,81	175 712,00	105 427,20	35 142,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
I. Odsetki, w tym:	386 566,41	316 281,61	245 996,81	175 712,00	105 427,20	35 142,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- od jednostek powiązanych											
II. Strata z tyt. rozchodu aktywów finansowych											
III. Aktualizacja wartości aktywów finansowych											
IV. Inne											
K. Zysk (strata) brutto	3 396 426,52	3 551 609,17	3 708 065,29	3 865 813,98	4 024 874,63	4 185 266,92	4 311 868,42	4 644 699,40	5 618 922,85	5 714 559,65	5 811 631,00
L. Podatek dochodowy	645 321,04	674 805,74	704 532,41	734 504,66	764 726,18	795 200,71	819 255,00	882 492,89	1 067 595,34	1 085 766,33	1 104 209,89
M. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
O. Zysk (strata) netto	2 751 105,48	2 876 803,43	3 003 532,89	3 131 309,32	3 260 148,45	3 390 066,20	3 492 613,42	3 762 206,51	4 551 327,51	4 628 793,31	4 707 421,11

10.5. Polityka taryf i opłat

Sprzedż energii cieplnej z systemu ciepłowniczego odbywa się według taryf zatwierdzonych przez Urząd Regulacji Energetyki. Taryfa dla Ciepła weszła w życie 12 listopada 2018 r. Dokument ten stanowi załącznik do Decyzji Prezesa URE z 1 października 2018 r. nr OŁO.4210.3.2018.BG

Odbiorcy podzieleni są na cztery grupy taryfowe WGS; WG, WI oraz WO.

Cena ciepła wynosi 29,37 zł/GJ

Cena za zamówioną moc rocznie 95.359,54 zł/MW

Opłaty przyłączeniowe w zależności od średnicy nominalnej rurociągów w mm od 180,84 zł do 295,56 zł/mb

10.6. Przedstawienie sytuacji finansowej Wnioskodawcy w okresie bieżącym oraz za trzy lata wstecz

PEC sp. z o.o. w Sieradzu uzyskuje stabilne wyniki finansowe. W latach 2016-2018 spółka wartość sprzedaży wzrosła z 22.171,9 tys. zł do 23.965,1 tys. zł (w 2017 r. 23.917,3 tys. zł).

Wartość EBITDA (zysk operacyjny plus amortyzacja) wyniósł 3.492,3 tys. zł w 2016r.; 5242,4 tys. zł w 2017 r. oraz 4.388,4 tys. zł w 2018 r.

Na poziomie netto spółka zanotowała kolejno wynik w wysokości: 1.332 tys. zł w 2016; 2.226 tys. zł w 2017 r. oraz 1.285,2 tys. zł w 2018 r.

Suma bilansowa spółki na koniec 2018 r. wyniosła 30.239,4 tys. zł, w 2017 r. 31.195 tys. zł oraz 28.856,9 tys. zł w 2016 r. Głównym składnikiem aktywów trwałych są rzeczowe aktywa trwałe, których wartość na koniec 2018 r. wynosi 11.538,8 tys. zł, w 2017 r. 12.011,3 tys. zł oraz w 2016 r. 9.691,5 tys. zł. Aktywa trwale stanowią w 2018 r. 48,6% sumy bilansowej (43,1% w 2017 r.). Na aktywa obrotowe składają się przede wszystkim zapasy w kwocie 6.743,6 tys. zł, inwestycje krótkoterminowe w kwocie 5.453,4 tys. zł oraz należności krótkoterminowe wynoszące 3.311,7 tys. zł. W relacji do lat poprzednich wzrósł poziom zapasów przy malejącej wartości środków pieniężnych. Wartość należności jest niemal na stałym poziomie.

Głównym źródłem finansowania aktywów są kapitały własne które na koniec 2018 r. wyniosły 22.452,8 tys. zł, w 2017 r. 22.043,5 tys. zł oraz w 2016 r. 20.449,6 tys. zł) stanowiąc 74,3% sumy pasywów. Ponadto spółka finansuje aktywa za pomocą rezerw na zobowiązania w wysokości 5.051,8 tys. zł oraz zobowiązań krótkoterminowych w wysokości 2.513,5 tys. zł. Najmniejszą pozycją pasywów są rozliczenia międzyokresowe które wynoszą 221,3 tys. zł.

Aktywa trwałe spółki są w całości finansowane z długoterminowych kapitałów (kapitału własnego, długoterminowych rezerw oraz długoterminowych zobowiązań) spełniając tym samym złotą regułę bilansową.

Tabela. Rachunek zysków i strat spółki 2016-2018.

Za okres		2016	2017	2018
A.	Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów, w tym:	22 171 903,28	23 917 319,59	23 965 149,14
	- od jednostek powiązanych			
I.	Przychody netto ze sprzedaży produktów	22 526 775,58	23 247 405,99	24 129 935,25
II.	Zmiana stanu produktów (zwiększenie wartość dodatnia, zmniejszenie wartość ujemna)	-693 521,05	207 550,66	-715 216,31
III.	Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	204 843,99	280 652,15	458 430,29
IV.	Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	133 804,76	181 710,79	91 999,91
B.	Koszty działalności operacyjnej	20 385 256,92	21 879 922,67	23 782 428,93
I.	Amortyzacja	1 917 164,65	2 555 271,50	2 842 538,63
II.	Zużycie materiałów i energii	8 043 879,71	8 533 222,48	10 007 941,03
III.	Usługi obce	1 723 601,72	2 051 904,65	2 311 636,34
IV.	Podatki i opłaty, w tym	1 385 596,68	1 284 052,67	1 253 734,42
	- podatek akcyzowy			
V.	Wynagrodzenia	5 533 873,69	5 568 185,36	5 601 220,24
VI.	Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	1 630 373,02	1 688 549,92	1 531 932,10
VII.	Pozostałe koszty rodzajowe	73 025,76	112 619,46	145 961,38
VIII.	Wartość sprzedanych towarów i materiałów	77 741,69	86 116,63	87 464,79
C.	Zysk (strata) ze sprzedaży (A-B)	1 786 646,36	2 037 396,92	182 720,21
D.	Pozostałe przychody operacyjne	180 406,14	980 516,76	1 642 074,07
I.	Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych			
II.	Dotacje			
III.	Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych			
IV.	Inne przychody operacyjne	180 406,14	980 516,76	1 642 074,07
E.	Pozostałe koszty operacyjne	391 907,05	330 793,99	278 893,93
I.	Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	235 341,12	2 383,17	35 883,89
II.	Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych		63 779,40	32 747,12
III.	Inne koszty operacyjne	156 565,93	264 631,42	210 262,92
F.	Zysk (strata) z działalności operacyjnej (C+D-E)	1 575 145,45	2 687 119,69	1 545 900,35
G.	Przychody finansowe	75 149,64	98 506,15	87 392,07
I.	Dywidendy i udziały w zyskach, w tym:			
	- od jednostek powiązanych			
II.	Odsetki, w tym:	75 149,64	98 506,15	87 392,07
	- od jednostek powiązanych			
III.	Zysk z tyt. rozchodu aktywów finansowych			
IV.	Aktualizacja wartości aktywów finansowych			
V.	Inne			
H.	Koszty finansowe	15,78	9 744,38	14 153,96
I.	Odsetki, w tym:	15,78	9 744,38	14 153,96
	- od jednostek powiązanych			
II.	Strata z tyt. rozchodu aktywów finansowych			
III.	Aktualizacja wartości aktywów finansowych			
IV.	Inne			
N.	Zysk (strata) brutto	1 650 279,31	2 775 881,46	1 619 138,46
O.	Podatek dochodowy	318 272,00	549 930,00	333 957,00
P.	Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)			
T.	Zysk (strata) netto	1 332 007,31	2 225 951,46	1 285 181,46

Tabela. Bilans Aktywa spółki 2016-2018.

Za okres	2016	2017	2018
A. AKTYWA TRWAŁE	11 468 185,48	13 451 992,28	14 682 330,69
I. Wartości niematerialne i prawne	1 062 173,04	784 384,86	2 304 390,36
1. Koszty zakończonych prac rozwojowych			
2. Wartość firmy			
3. Inne wartości niematerialne i prawne	1 062 173,04	784 384,86	2 304 390,36
4. Zaliczki na wartości niematerialnych i prawnych			
II. Rzeczowe aktywa trwałe	9 691 477,29	12 011 264,42	11 538 780,84
1. Środki trwałe	9 685 969,29	11 931 762,62	11 376 071,22
a) grunty (w tym prawo użytkowania wieczystego gruntu)	61 620,83	49 296,71	36 972,59
b) budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	8 472 821,83	8 301 038,57	8 462 965,12
c) urządzenia techniczne i maszyny	1 026 722,45	3 479 886,69	2 805 517,04
d) środki transportu	98 720,02	71 462,70	47 564,60
e) inne środki trwałe	26 084,16	30 077,95	23 051,87
2. Środki trwałe w budowie	5 508,00	79 501,80	162 709,62
3. Zaliczki na środki trwałe w budowie	0,00	0,00	0,00
III. Należności długoterminowe	0,00	0,00	0,00
1. Od jednostek powiązanych	0,00	0,00	0,00
2. Od pozostałych jednostek, w których jednostka posiada zaangażowanie w kapitale	0,00	0,00	0,00
3. Od pozostałych jednostek	0,00	0,00	0,00
IV. Inwestycje długoterminowe	0,00	0,00	0,00
V. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	714 535,15	656 343,00	839 159,49
1. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	712 873,00	656 343,00	831 236,00
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	1 662,15	0,00	7 923,49
B. AKTYWA OBROTOWE	17 388 694,65	17 742 984,34	15 557 088,27
I. Zapasy	5 226 202,59	5 027 312,36	6 743 584,64
1. Materiały	5 226 148,16	4 965 964,11	6 689 645,16
2. Półprodukty i produkty w toku	0,00	0,00	0,00
3. Produkty gotowe	0,00	0,00	0,00
4. Towary	0,00	61 293,82	53 885,05
5. Zaliczki na poczet dostaw	54,43	54,43	54,43
II. Należności krótkoterminowe	3 126 223,81	3 082 295,08	3 311 737,43
1. Należności od jednostek powiązanych	0,00	0,00	0,00
a) z tytułu dostaw i usług, o okresie spłaty :	0,00	0,00	0,00
- do 12 miesięcy	0,00	0,00	0,00
- powyżej 12 miesięcy	0,00	0,00	0,00
b) inne	0,00	0,00	0,00
2. Należności od pozostałych jednostek, w których jednostka posiada zaangażowanie w kapitale	0,00	0,00	0,00
3. Należności od pozostałych jednostek	3 126 223,81	3 082 295,08	3 311 737,43
a) z tytułu dostaw i usług, o okresie spłaty :	3 044 902,75	3 006 415,03	3 200 690,02
- do 12 miesięcy	3 044 902,75	3 006 415,03	3 200 690,02
- powyżej 12 miesięcy	0,00	0,00	0,00
b) z tytułu podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń	0,00	0,00	546,00
c) inne	81 321,06	75 880,05	110 501,41
d) dochodzone na drodze sądowej	0,00	0,00	0,00
III. Inwestycje krótkoterminowe	8 876 742,27	9 546 204,05	5 453 431,88
IV. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	159 525,98	87 172,85	48 334,32
C. NALEŻNE WPŁATY NA KAPITAŁ (FUNDUSZ) PODSTAWOWY	0,00	0,00	0,00
D. UDZIAŁY (AKCJE) WŁASNE	0,00	0,00	0,00
SUMA AKTYWÓW	28 856 880,13	31 194 976,62	30 239 418,96

Tabela. Bilans Pasywa spółki 2016-2018.

Za okres	2016	2017	2018
A. KAPITAŁ (FUNDUSZ) WŁASNY	20 449 604,65	22 043 548,80	22 452 778,80
I. Kapitał (fundusz) podstawowy	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00
II. Kapitał (fundusz) zapasowy	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18
III. Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	0,00	0,00	0,00
IV. Pozostałe kapitały (fundusze) rezerwowe	3 434 319,16	4 134 319,16	5 484 319,16
V. Zysk (strata) z lat ubiegłych			0,00
VI. Zysk (strata) netto	1 332 007,31	2 225 951,46	1 285 181,46
VII. Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)	0,00		0,00
B. ZOBOWIĄZANIA I REZERWY NA ZOBOWIĄZANIA	8 407 275,48	9 151 427,82	7 786 640,16
I. Rezerwy na zobowiązania	4 363 206,64	4 062 495,64	5 051 834,39
1. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	0,00	0,00	0,00
2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne	1 158 686,00	1 166 287,31	1 540 793,82
- długoterminowa	559 271,00	614 565,20	991 023,10
- krótkoterminowa	599 415,00	551 722,11	549 770,72
3. Pozostałe rezerwy	3 204 520,64	2 896 208,33	3 511 040,57
- długoterminowe	0,00	0,00	0,00
- krótkoterminowe	3 204 520,64	2 896 208,33	3 511 040,57
II. Zobowiązania długoterminowe	0,00	0,00	0,00
1. Wobec jednostek powiązanych	0,00		0,00
III. Zobowiązania krótkoterminowe	2 920 422,10	4 542 610,78	2 513 501,40
1. Wobec jednostek powiązanych	0,00	0,00	0,00
2. Wobec pozostałych jednostek, w których jednostka posiada zaangażowanie w kapitale	0,00	0,00	0,00
3. Wobec pozostałych jednostek	2 649 873,59	4 255 961,10	2 187 560,27
a) kredyty i pożyczki	0,00	2 054 700,00	0,00
b) z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	0,00	0,00	0,00
c) inne zobowiązania finansowe	0,00	0,00	0,00
d) z tytułu dostaw i usług o okresie wymagalności :	822 271,57	828 769,80	811 626,66
- do 12 miesięcy	822 271,57	828 769,80	811 626,66
- powyżej 12 miesięcy	0,00	0,00	0,00
e) zaliczki otrzymane na dostawy	0,00	0,00	0,00
f) zobowiązania wekslowe	0,00	0,00	0,00
g) z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń i innych świadczeń	1 292 102,46	1 086 853,38	1 101 495,70
h) z tytułu wynagrodzeń	155 028,77	165 237,31	167 629,68
i) inne	380 470,79	120 400,61	106 808,23
4. Fundusze specjalne	270 548,51	286 649,68	325 941,13
IV. Rozliczenia międzyokresowe	1 123 646,74	546 321,40	221 304,37
1. Ujemna wartość firmy	0,00	0,00	0,00
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	1 123 646,74	546 321,40	221 304,37
- długoterminowe	264 490,27	223 415,02	179 940,94
- krótkoterminowe	859 156,47	322 906,38	41 363,43
SUMA PASYWÓW	28 856 880,13	31 194 976,62	30 239 418,96

Tabela. Rachunek przepływów pieniężnych spółki 2016-2018.

Wyszczególnienie	2016	2017	2018
A. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej			
I. Zysk (strata) netto	1 332 007,31	2 225 951,46	1 285 181,46
II. Korekty razem	1 097 952,60	1 618 088,08	1 442 758,38
1. Amortyzacja	1 917 164,65	2 555 271,50	2 842 538,63
2. Zyski (straty) z tytułu różnic kursowych			
3. Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)			
4. Zysk (strata) z działalności inwestycyjnej			
5. Zmiana stanu rezerw	4 363 206,64	-300 711,00	989 338,75
6. Zmiana stanu zapasów	-5 226 202,59	198 890,23	-1 716 272,28
7. Zmiana stanu należności	-3 126 223,81	43 928,73	-229 442,35
8. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	2 920 422,10	-432 511,32	25 590,62
9. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	249 585,61	-446 780,06	-468 994,99
10. Inne korekty			
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	2 429 959,91	3 844 039,54	2 727 939,84
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
I. Wpływy	0,00	0,00	0,00
II. Wydatki	12 670 814,98	4 597 270,45	3 890 060,55
1. Nabycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	12 670 814,98	4 597 270,45	3 890 060,55
2. Inwestycje w nieruchomości oraz wartości niematerialne i prawne			
3. Na aktywa finansowe, w tym:	0,00	0,00	0,00
4. Inne wydatki inwestycyjne			0,00
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	-12 670 814,98	-4 597 270,45	-3 890 060,55
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej			
I. Wpływy	19 117 597,34	2 054 700,00	0,00
1. Wpływy netto z wydania udziałów i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału	19 117 597,34	0,00	0,00
2. Kredyty i pożyczki		2 054 700,00	0,00
3. Emisja dłużnych papierów wartościowych			
4. Inne wpływy finansowe		0,00	0,00
II. Wydatki	0,00	632 007,31	2 930 651,46
1. Nabycie udziałów (akcji) własnych			
2. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli			
3. Inne niż wypłaty na rzecz właścicieli, wydatki z tytułu podziału zysku		632 007,31	875 951,46
4. Spłaty kredytów i pożyczek			2 054 700,00
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	19 117 597,34	1 422 692,69	-2 930 651,46
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	8 876 742,27	669 461,78	-4 092 772,17
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	8 876 742,27	669 461,78	-4 092 772,17
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	0,00	0,00	0,00
F. Środki pieniężne na początek okresu	0,00	8 876 742,27	9 546 204,05
Środki pieniężne na koniec okresu	8 876 742,27	9 546 204,05	5 453 431,88
- o ograniczonej możliwości dysponowania			

W kolejnym punkcie zaprezentowano prognozę finansową spółki z uwzględnieniem realizacji inwestycji – WARIANT Z INWESTYCJĄ (rachunek zysków i strat oraz bilans spółki). Rachunek przepływów pieniężnych zamieszczono w punkcie 10.10. Analiza finansowej trwałości inwestycji.

10.7. Prognoza sprawozdań finansowych

Tabela. Prognoza rachunku zysków i strat spółki wariant inwestycyjny

Za okres	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
A. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów, w tym:	23 965 149,14	24 706 373,86	25 200 501,34	25 704 511,37	27 184 391,59	28 713 185,23	29 143 883,00	29 581 041,25	30 024 756,87	30 475 128,22	30 932 255,15
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów	24 129 935,25	24 612 533,96	25 104 784,63	25 606 880,33	27 084 807,93	28 611 609,89	29 040 784,04	29 476 395,80	29 918 541,74	30 367 319,86	30 822 829,66
II. Zmiana stanu produktów (zwiększenie wartość dodatnia, zmniejszenie wartość ujemna)	-715 216,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	458 430,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	91 999,91	93 839,91	95 716,71	97 631,04	99 583,66	101 575,33	103 098,96	104 645,45	106 215,13	107 808,36	109 425,48
B. Koszty działalności operacyjnej	23 782 428,93	23 856 316,18	24 137 233,61	24 337 244,82	23 561 173,33	23 315 266,02	23 428 823,18	23 748 048,80	24 226 286,31	23 750 783,91	24 294 267,00
I. Amortyzacja	2 842 538,63	2 574 955,00	2 507 559,67	2 352 258,38	3 259 656,62	4 665 404,14	4 562 619,49	4 549 784,14	4 689 784,14	3 869 749,26	4 062 284,14
II. Zużycie materiałów i energii	10 007 941,03	10 108 020,44	10 209 100,64	10 311 191,65	8 198 311,52	6 114 190,00	6 102 602,66	6 194 141,70	6 287 053,82	6 381 359,63	6 477 080,03
III. Usługi obce	2 311 636,34	2 334 752,70	2 358 100,23	2 381 681,23	2 668 473,05	2 955 503,03	2 992 846,32	3 030 749,77	3 069 221,76	3 108 270,84	3 147 905,65
IV. Podatki i opłaty, w tym	1 253 734,42	1 291 346,45	1 330 086,85	1 369 989,45	1 276 162,43	1 180 328,46	1 204 564,18	1 237 530,22	1 271 363,19	1 306 085,40	1 341 719,73
V. Wynagrodzenia	5 601 220,24	5 741 250,75	5 884 782,01	6 031 901,57	6 224 699,10	6 421 266,58	6 549 271,91	6 679 831,05	6 812 994,98	6 948 815,69	7 087 346,23
VI. Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	1 531 932,10	1 570 230,40	1 609 486,16	1 649 723,32	1 690 966,40	1 733 240,56	1 767 905,37	1 803 263,48	1 839 328,75	1 876 115,32	1 913 637,63
VII. Pozostałe koszty rodzajowe	145 961,38	147 420,99	148 895,20	150 384,16	151 888,00	153 406,88	155 707,98	158 043,60	160 414,25	162 820,47	165 262,78
VIII. Wartość sprzedanych towarów i materiałów	87 464,79	88 339,44	89 222,83	90 115,06	91 016,21	91 926,37	93 305,27	94 704,85	96 125,42	97 567,30	99 030,81
C. Zysk (strata) ze sprzedaży (A-B)	182 720,21	850 057,69	1 063 267,73	1 367 266,55	3 623 218,27	5 397 919,21	5 715 059,82	5 832 992,45	5 798 470,56	6 724 344,31	6 637 988,15
D. Pozostałe przychody operacyjne	1 642 074,07	485 000,00	485 000,00	485 000,00	830 277,40	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80
I. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Dotacje	0,00	0,00	0,00	0,00	830 277,40	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80
III. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Inne przychody operacyjne	1 642 074,07	485 000,00	485 000,00	485 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E. Pozostałe koszty operacyjne	278 893,93	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00
I. Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	35 883,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych	32 747,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Inne koszty operacyjne	210 262,92	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00
F. Zysk (strata) z działalności operacyjnej (C+D-E)	1 545 900,35	1 080 057,69	1 293 267,73	1 597 266,55	4 198 495,67	6 803 474,02	7 120 614,63	7 238 547,26	7 204 025,37	8 129 899,12	8 043 542,95
G. Przychody finansowe	87 392,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
H. Koszty finansowe	14 153,96	0,00	53 683,06	272 410,36	638 756,64	850 261,83	776 618,10	702 974,37	629 330,64	555 686,91	482 043,18
I. Odsetki, w tym:	14 153,96	0,00	53 683,06	272 410,36	638 756,64	850 261,83	776 618,10	702 974,37	629 330,64	555 686,91	482 043,18
II. Strata z tyt. rozchodu aktywów finansowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Aktualizacja wartości aktywów finansowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Inne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N. Zysk (strata) brutto	1 619 138,46	1 080 057,69	1 239 584,67	1 324 856,19	3 559 739,03	5 953 212,19	6 343 996,53	6 535 572,89	6 574 694,73	7 574 212,21	7 561 499,78
O. Podatek dochodowy	333 957,00	205 210,96	235 521,09	251 722,68	676 350,42	1 131 110,32	1 205 359,34	1 241 758,85	1 249 192,00	1 439 100,32	1 436 684,96
P. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T. Zysk (strata) netto	1 285 181,46	874 846,73	1 004 063,58	1 073 133,52	2 883 388,61	4 822 101,87	5 138 637,19	5 293 814,04	5 325 502,73	6 135 111,89	6 124 814,82

BUDOWA CIEPŁOWNI GEOTERMALNO-BIOMASOWEJ W SIERADZU WRAZ
Z OTWOREM ZATŁACZAJĄCYM SIERADZ GT-2.

Za okres	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
A. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów, w tym:	31 396 238,97	31 867 182,56	32 345 190,30	32 830 368,15	33 322 823,67	33 822 666,03	34 330 006,02	34 844 956,11	35 367 630,45	35 898 144,91	36 436 617,08
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów	31 285 172,11	31 754 449,69	32 230 766,43	32 714 227,93	33 204 941,35	33 703 015,47	34 208 560,70	34 721 689,11	35 242 514,45	35 771 152,17	36 307 719,45
II. Zmiana stanu produktów (zwiększenie wartość dodatnia, zmniejszenie wartość ujemna)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	111 066,87	112 732,87	114 423,86	116 140,22	117 882,32	119 650,56	121 445,32	123 267,00	125 116,00	126 992,74	128 897,63
B. Koszty działalności operacyjnej	24 731 754,08	25 235 905,63	25 626 849,70	26 077 216,89	26 402 140,40	26 794 256,03	27 193 702,32	27 383 925,74	26 678 079,03	27 100 376,12	27 530 585,97
I. Amortyzacja	4 142 284,14	4 282 284,14	4 302 284,14	4 374 784,14	4 314 784,14	4 314 784,14	4 314 784,14	4 098 089,35	2 977 708,46	2 977 708,46	2 977 708,46
II. Zużycie materiałów i energii	6 574 236,23	6 672 849,77	6 772 942,52	6 874 536,65	6 977 654,70	7 082 319,52	7 188 554,32	7 296 382,63	7 405 828,37	7 516 915,80	7 629 669,53
III. Usługi obce	3 188 134,99	3 228 967,76	3 270 413,03	3 312 479,97	3 355 177,92	3 398 516,34	3 442 504,84	3 487 153,16	3 532 471,21	3 578 469,02	3 625 156,81
IV. Podatki i opłaty, w tym	1 378 289,66	1 415 819,25	1 454 333,15	1 493 856,68	1 534 415,78	1 576 037,05	1 618 747,75	1 662 575,88	1 707 550,10	1 753 699,82	1 801 055,20
V. Wynagrodzenia	7 228 640,70	7 372 754,27	7 519 743,22	7 669 664,96	7 822 578,03	7 978 542,16	8 137 618,27	8 299 868,47	8 465 356,15	8 634 145,94	8 806 303,76
VI. Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	1 951 910,38	1 990 948,59	2 030 767,56	2 071 382,91	2 112 810,57	2 155 066,78	2 198 168,12	2 242 131,48	2 286 974,11	2 332 713,59	2 379 367,86
VII. Pozostałe koszty rodzajowe	167 741,72	170 257,84	172 811,71	175 403,89	178 034,94	180 705,47	183 416,05	186 167,29	188 959,80	191 794,20	194 671,11
VIII. Wartość sprzedanych towarów i materiałów	100 516,27	102 024,02	103 554,38	105 107,69	106 684,31	108 284,57	109 908,84	111 557,48	113 230,84	114 929,30	116 653,24
C. Zysk (strata) ze sprzedaży (A-B)	6 664 484,89	6 631 276,93	6 718 340,60	6 753 151,26	6 920 683,28	7 028 409,99	7 136 303,70	7 461 030,37	8 689 551,42	8 797 768,78	8 906 031,11
D. Pozostałe przychody operacyjne	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 641 211,54	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24
I. Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Dotacje	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 660 554,80	1 641 211,54	1 570 286,24	1 570 286,24	1 570 286,24
III. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych											
IV. Inne przychody operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
E. Pozostałe koszty operacyjne	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00
I. Strata ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Inne koszty operacyjne	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00	255 000,00
F. Zysk (strata) z działalności operacyjnej (C+D-E)	8 070 039,69	8 036 831,73	8 123 895,40	8 158 706,06	8 326 238,08	8 433 964,80	8 541 858,50	8 847 241,91	10 004 837,66	10 113 055,02	10 221 317,35
G. Przychody finansowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
H. Koszty finansowe	408 399,45	334 755,71	261 111,98	187 468,25	113 824,52	40 180,79	1 679,46	0,00	0,00	0,00	0,00
I. Odsetki, w tym:	408 399,45	334 755,71	261 111,98	187 468,25	113 824,52	40 180,79	1 679,46	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Strata z tyt. rozchodu aktywów finansowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Aktualizacja wartości aktywów finansowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Inne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N. Zysk (strata) brutto	7 661 640,25	7 702 076,02	7 862 783,42	7 971 237,81	8 212 413,56	8 393 784,00	8 540 179,04	8 847 241,91	10 004 837,66	10 113 055,02	10 221 317,35
O. Podatek dochodowy	1 455 711,65	1 463 394,44	1 493 928,85	1 514 535,18	1 560 358,58	1 594 818,96	1 622 634,02	1 680 975,96	1 900 919,15	1 921 480,45	1 942 050,30
P. Pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku (zwiększenia straty)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T. Zysk (strata) netto	6 205 928,60	6 238 681,57	6 368 854,57	6 456 702,62	6 652 054,98	6 798 965,04	6 917 545,02	7 166 265,95	8 103 918,50	8 191 574,57	8 279 267,05

Tabela. Prognoza bilansu spółki - aktywa wariant inwestycyjny

Treść	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
A. AKTYWA TRWAŁE	14 682 330,69	12 107 375,69	17 559 816,02	33 367 174,34	69 807 555,36	66 642 151,23	63 139 531,74	59 649 747,60	56 019 963,47	53 710 214,21	50 767 930,08
I. Wartości niematerialne i prawne	2 304 390,36	1 565 890,36	827 390,36	88 890,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Koszty zakończonych prac rozwojowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Wartość firmy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Inne wartości niematerialne i prawne	2 304 390,36	1 565 890,36	827 390,36	88 890,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4. Zaliczki na wartości niematerialnych i prawnych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Rzeczowe aktywa trwałe	11 538 780,84	9 702 325,84	15 893 266,17	32 439 124,49	68 968 395,87	65 802 991,74	62 300 372,25	58 810 588,11	55 180 803,98	52 871 054,72	49 928 770,59
1. Środki trwałe	11 376 071,22	9 539 616,22	7 933 266,17	6 979 507,78	68 968 395,87	65 802 991,74	62 300 372,25	58 810 588,11	55 180 803,98	52 871 054,72	49 928 770,59
a) grunty (w tym prawo użytkowania wieczystego gruntu)	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59
b) budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	8 462 965,12	7 342 215,12	6 377 666,36	5 910 407,97	68 327 416,06	64 590 131,93	60 380 347,79	56 170 563,65	51 960 779,52	49 211 030,26	45 968 746,13
c) urządzenia techniczne i maszyny	2 805 517,04	2 117 062,04	1 495 575,35	1 009 075,35	580 955,35	1 152 835,35	1 860 000,00	2 580 000,00	3 160 000,00	3 600 000,00	3 900 000,00
d) środki transportu	47 564,60	20 314,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e) inne środki trwałe	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87
2. Środki trwałe w budowie	162 709,62	162 709,62	7 960 000,00	25 459 616,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Zaliczki na środki trwałe w budowie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Należności długoterminowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
V. Inwestycje długoterminowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VI. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49
1. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	831 236,00	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	7 923,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B. AKTYWA OBROTOWE	15 557 088,27	13 619 702,10	17 184 850,79	21 915 120,12	25 565 267,40	29 364 960,14	33 805 639,47	38 389 308,11	43 145 322,85	47 391 579,03	52 260 750,06
I. Zapasy	6 743 584,64	6 878 456,33	7 016 025,46	7 156 345,97	7 299 472,89	7 445 462,35	7 557 144,28	7 670 501,45	7 785 558,97	7 902 342,35	8 020 877,49
1. Materiały	6 689 645,16	6 823 438,06	6 959 906,82	7 099 104,96	7 241 087,06	7 385 908,80	7 496 697,43	7 609 147,89	7 723 285,11	7 839 134,39	7 956 721,41
2. Półprodukty i produkty w toku	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Produkty gotowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4. Towary	53 885,05	54 962,75	56 062,01	57 183,25	58 326,91	59 493,45	60 385,85	61 291,64	62 211,01	63 144,18	64 091,34
5. Zaliczki na poczet dostaw	54,43	55,52	56,63	57,76	58,92	60,10	61,00	61,91	62,84	63,78	64,74
II. Należności krótkoterminowe	3 311 737,43	3 377 972,18	3 445 531,62	3 514 442,25	3 584 731,10	3 656 425,72	3 711 272,11	3 766 941,19	3 823 445,31	3 880 796,99	3 939 008,94
1. Należności od jednostek powiązanych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Należności od pozostałych jednostek, w których jednostka posiada zaangażowanie w kapitale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Należności od pozostałych jednostek	3 311 737,43	3 377 972,18	3 445 531,62	3 514 442,25	3 584 731,10	3 656 425,72	3 711 272,11	3 766 941,19	3 823 445,31	3 880 796,99	3 939 008,94
a) z tytułu dostaw i usług, o okresie spłaty :	3 200 690,02	3 264 703,82	3 329 997,90	3 396 597,85	3 464 529,81	3 533 820,41	3 586 827,71	3 640 630,13	3 695 239,58	3 750 668,18	3 806 928,20
b) z tytułu podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń	546,00	556,92	568,06	579,42	591,01	602,83	611,87	621,05	630,36	639,82	649,42
c) inne	110 501,41	112 711,44	114 965,67	117 264,98	119 610,28	122 002,49	123 832,52	125 690,01	127 575,36	129 488,99	131 431,33
d) dochodzone na drodze sądowej	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Inwestycje krótkoterminowe	5 453 431,88	3 312 273,59	6 671 783,71	11 192 306,80	14 628 518,07	18 210 001,27	22 483 621,57	26 897 727,94	31 481 639,67	35 553 214,00	40 245 085,68
1. Krótkoterminowe aktywa finansowe	5 453 431,88	3 312 273,59	6 671 783,71	11 192 306,80	14 628 518,07	18 210 001,27	22 483 621,57	26 897 727,94	31 481 639,67	35 553 214,00	40 245 085,68
2. Inne inwestycje krótkoterminowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	48 334,32	51 000,00	51 510,00	52 025,10	52 545,35	53 070,80	53 601,51	54 137,53	54 678,90	55 225,69	55 777,95
C. NALEŻNE WPŁATY NA KAPITAŁ (FUNDUSZ) PODSTAWOWY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D. UDZIAŁY (AKCJE) WŁASNE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUMA AKTYWÓW	30 239 418,96	25 727 077,79	34 744 666,80	55 282 294,46	95 372 822,76	96 007 111,37	96 945 171,21	98 039 055,71	99 165 286,32	101 101 793,24	103 028 680,13

BUDOWA CIEPŁOWNI GEOTERMALNO-BIOMASOWEJ W SIERADZU WRAZ
Z OTWOREM ZATŁACZAJĄCYM SIERADZ GT-2.

Treść	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
A. AKTYWA TRWAŁE	47 685 645,94	44 463 361,81	41 721 077,67	38 466 293,54	35 211 509,40	31 956 725,27	29 201 941,13	26 223 851,78	24 306 143,33	22 388 434,87	33 476 726,77
I. Wartości niematerialne i prawne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Koszty zakończonych prac rozwojowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Wartość firmy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Inne wartości niematerialne i prawne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4. Zaliczki na wartości niematerialnych i prawnych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Rzeczowe aktywa trwałe	46 846 486,45	43 624 202,32	40 881 918,18	37 627 134,05	34 372 349,91	31 117 565,78	28 362 781,64	25 384 692,29	23 466 983,84	21 549 275,38	32 637 567,28
1. Środki trwałe	46 846 486,45	43 624 202,32	40 881 918,18	37 627 134,05	34 372 349,91	31 117 565,78	28 362 781,64	25 384 692,29	23 466 983,84	21 549 275,38	32 637 567,28
a) grunty (w tym prawo użytkowania wieczystego gruntu)	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59	36 972,59
b) budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej i wodnej	42 726 461,99	39 484 177,86	36 741 893,72	33 487 109,59	30 232 325,45	26 977 541,32	24 222 757,18	21 244 667,83	19 326 959,38	17 409 250,92	28 497 542,82
c) urządzenia techniczne i maszyny	4 060 000,00	4 080 000,00	4 080 000,00	4 080 000,00	4 080 000,00	4 080 000,00	4 080 000,00	4 080 000,00	4 080 000,00	4 080 000,00	4 080 000,00
d) środki transportu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e) inne środki trwałe	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87	23 051,87
2. Środki trwałe w budowie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Zaliczki na środki trwałe w budowie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Należności długoterminowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
V. Inwestycje długoterminowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VI. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49
1. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49	839 159,49
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B. AKTYWA OBROTOWE	57 351 721,95	62 616 144,07	67 531 446,79	73 047 815,66	78 760 265,61	84 620 365,17	92 565 928,60	101 121 480,21	109 626 001,72	118 218 963,68	113 894 413,78
I. Zapasy	8 141 190,65	8 263 308,51	8 387 258,14	8 513 067,01	8 640 763,01	8 770 374,46	8 901 930,08	9 035 459,03	9 170 990,91	9 308 555,78	9 448 184,11
1. Materiały	8 076 072,23	8 197 213,31	8 320 171,51	8 444 974,08	8 571 648,69	8 700 223,42	8 830 726,78	8 963 187,68	9 097 635,49	9 234 100,02	9 372 611,53
2. Półprodukty i produkty w toku	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Produkty gotowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4. Towary	65 052,71	66 028,50	67 018,93	68 024,21	69 044,58	70 080,25	71 131,45	72 198,42	73 281,40	74 380,62	75 496,33
5. Zaliczki na poczet dostaw	65,71	66,70	67,70	68,71	69,74	70,79	71,85	72,93	74,02	75,13	76,26
II. Należności krótkoterminowe	3 998 094,08	4 058 065,49	4 118 936,47	4 180 720,52	4 243 431,32	4 307 082,79	4 371 689,04	4 437 264,37	4 503 823,34	4 571 380,69	4 639 951,40
1. Należności od jednostek powiązanych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Należności od pozostałych jednostek, w których jednostka posiada zaangażowanie w kapitale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Należności od pozostałych jednostek	3 998 094,08	4 058 065,49	4 118 936,47	4 180 720,52	4 243 431,32	4 307 082,79	4 371 689,04	4 437 264,37	4 503 823,34	4 571 380,69	4 639 951,40
a) z tytułu dostaw i usług, o okresie spłaty :	3 864 032,12	3 921 992,60	3 980 822,49	4 040 534,83	4 101 142,85	4 162 659,99	4 225 099,89	4 288 476,39	4 352 803,54	4 418 095,59	4 484 367,03
b) z tytułu podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń	659,16	669,05	679,08	689,27	699,61	710,10	720,75	731,56	742,54	753,68	764,98
c) inne	133 402,80	135 403,84	137 434,90	139 496,42	141 588,87	143 712,70	145 868,39	148 056,41	150 277,26	152 531,42	154 819,39
d) dochodzone na drodze sądowej	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Inwestycje krótkoterminowe	45 156 101,49	50 237 870,99	54 967 784,11	60 295 985,37	65 817 448,09	71 483 698,50	79 232 507,98	87 588 357,29	95 890 183,95	104 277 413,66	99 744 048,58
1. Krótkoterminowe aktywa finansowe	45 156 101,49	50 237 870,99	54 967 784,11	60 295 985,37	65 817 448,09	71 483 698,50	79 232 507,98	87 588 357,29	95 890 183,95	104 277 413,66	99 744 048,58
2. Inne inwestycje krótkoterminowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	56 335,73	56 899,09	57 468,08	58 042,76	58 623,18	59 209,42	59 801,51	60 399,53	61 003,52	61 613,56	62 229,69
C. NALEŻNE WPŁATY NA KAPITAŁ (FUNDUSZ) PODSTAWOWY	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D. UDZIAŁY (AKCJE) WŁASNE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUMA AKTYWÓW	105 037 367,89	107 079 505,88	109 252 524,46	111 514 109,19	113 971 775,01	116 577 090,44	121 767 869,73	127 345 332,00	133 932 145,05	140 607 398,55	147 371 140,55

Tabela. Prognoza bilansu spółki - pasywa wariant inwestycyjny

Treść	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
A. KAPITAŁ (FUNDUSZ) WŁASNY	22 452 778,80	17 843 306,37	18 847 369,95	19 920 503,46	22 803 892,08	27 625 993,95	32 764 631,14	38 058 445,18	43 383 947,91	49 519 059,81	55 643 874,63
I. Kapitał (fundusz) podstawowy	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00
II. Kapitał (fundusz) zapasowy	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18
III. Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Pozostałe kapitały (fundusze) rezerwowe	5 484 319,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
V. Zysk (strata) z lat ubiegłych	0,00	1 285 181,46	2 160 028,19	3 164 091,77	4 237 225,28	7 120 613,90	11 942 715,77	17 081 352,96	22 375 167,00	27 700 669,73	33 835 781,63
VI. Zysk (strata) netto	1 285 181,46	874 846,73	1 004 063,58	1 073 133,52	2 883 388,61	4 822 101,87	5 138 637,19	5 293 814,04	5 325 502,73	6 135 111,89	6 124 814,82
VII. Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B. ZOBOWIĄZANIA I REZERWY NA ZOBOWIĄZANIA	7 786 640,16	7 883 771,43	15 897 296,86	35 361 791,00	72 568 930,69	68 381 117,42	64 180 540,07	59 980 610,53	55 781 338,40	51 582 733,43	47 384 805,51
I. Rezerwy na zobowiązania	5 051 834,39	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00
1. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne	1 540 793,82	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00
3. Pozostałe rezerwy	3 511 040,57	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00
- długoterminowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- krótkoterminowe	3 511 040,57	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00
II. Zobowiązania długoterminowe	0,00	0,00	3 767 232,61	13 581 426,56	28 541 753,04	25 957 762,50	23 373 771,97	20 789 781,43	18 205 790,90	15 621 800,36	13 037 809,82
1. Wobec jednostek powiązanych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Wobec pozostałych jednostek, w których jednostka posiada zaangażowanie w kapitale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Wobec pozostałych jednostek	0,00	0,00	3 767 232,61	13 581 426,56	28 541 753,04	25 957 762,50	23 373 771,97	20 789 781,43	18 205 790,90	15 621 800,36	13 037 809,82
a) kredyty i pożyczki	0,00	0,00	3 767 232,61	13 581 426,56	28 541 753,04	25 957 762,50	23 373 771,97	20 789 781,43	18 205 790,90	15 621 800,36	13 037 809,82
b) z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
c) inne zobowiązania finansowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
d) inne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Zobowiązania krótkoterminowe	2 513 501,40	2 563 771,43	2 615 046,86	2 785 204,94	5 304 685,29	5 359 099,18	5 400 725,81	5 442 976,84	5 485 861,63	5 529 389,70	5 573 570,69
1. Wobec jednostek powiązanych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Wobec pozostałych jednostek, w których jednostka posiada zaangażowanie w kapitale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Wobec pozostałych jednostek	2 187 560,27	2 231 311,48	2 275 937,70	2 439 313,60	4 951 876,12	4 999 233,84	5 035 462,49	5 072 234,56	5 109 558,23	5 147 441,74	5 185 893,51
a) kredyty i pożyczki	0,00	0,00	0,00	117 857,14	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54
b) z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
c) inne zobowiązania finansowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
d) z tytułu dostaw i usług o okresie wymagalności :	811 626,66	827 859,19	844 416,38	861 304,70	878 530,80	896 101,41	909 542,94	923 186,08	937 033,87	951 089,38	965 355,72
e) zaliczki otrzymane na dostawy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
f) zobowiązania wekslowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
g) z tytułu podatków, cel, ubezpieczeń i innych świadczeń	1 101 495,70	1 123 525,61	1 145 996,13	1 168 916,05	1 192 294,37	1 216 140,26	1 234 382,36	1 252 898,10	1 271 691,57	1 290 766,94	1 310 128,45
h) z tytułu wynagrodzeń	167 629,68	170 982,27	174 401,92	177 889,96	181 447,76	185 076,71	187 852,86	190 670,66	193 530,72	196 433,68	199 380,18
i) inne	106 808,23	108 944,39	111 123,28	113 345,75	115 612,66	117 924,92	119 693,79	121 489,20	123 311,53	125 161,21	127 038,63
4. Fundusze specjalne	325 941,13	332 459,95	339 109,15	345 891,33	352 809,16	359 865,34	365 263,32	370 742,27	376 303,41	381 947,96	387 677,18
IV. Rozliczenia międzyokresowe	221 304,37	225 000,00	4 420 017,39	13 900 159,51	33 627 492,36	31 969 255,73	30 311 042,29	28 652 852,26	26 994 685,87	25 336 543,37	23 678 424,99
1. Ujemna wartość firmy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	221 304,37	225 000,00	4 420 017,39	13 900 159,51	33 627 492,36	31 969 255,73	30 311 042,29	28 652 852,26	26 994 685,87	25 336 543,37	23 678 424,99
- długoterminowe	179 940,94	0,00	4 192 767,39	13 670 637,01	33 395 674,64	31 735 119,83	30 074 565,03	28 414 010,22	26 753 455,42	25 092 900,61	23 432 345,81
- krótkoterminowe	41 363,43	225 000,00	227 250,00	229 522,50	231 817,73	234 135,90	236 477,26	238 842,03	241 230,45	243 642,76	246 079,19
SUMA PASYWÓW	30 239 418,96	25 727 077,79	34 744 666,80	55 282 294,46	95 372 822,76	96 007 111,37	96 945 171,21	98 039 055,71	99 165 286,32	101 101 793,24	103 028 680,13

Treść	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
A. KAPITAŁ (FUNDUSZ) WŁASNY	61 849 803,23	68 088 484,80	74 457 339,37	80 914 042,00	87 566 096,98	94 365 062,02	101 282 607,04	108 448 872,99	116 552 791,49	124 744 366,06	133 023 633,11
I. Kapitał (fundusz) podstawowy	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00	6 161 800,00
II. Kapitał (fundusz) zapasowy	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18	9 521 478,18
III. Kapitał (fundusz) z aktualizacji wyceny	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IV. Pozostałe kapitały (fundusze) rezerwowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
V. Zysk (strata) z lat ubiegłych	39 960 596,45	46 166 525,05	52 405 206,62	58 774 061,19	65 230 763,82	71 882 818,80	78 681 783,84	85 599 328,86	92 765 594,81	100 869 513,31	109 061 087,88
VI. Zysk (strata) netto	6 205 928,60	6 238 681,57	6 368 854,57	6 456 702,62	6 652 054,98	6 798 965,04	6 917 545,02	7 166 265,95	8 103 918,50	8 191 574,57	8 279 267,05
VII. Odpisy z zysku netto w ciągu roku obrotowego (wielkość ujemna)											
B. ZOBOWIĄZANIA I REZERWY NA ZOBOWIĄZANIA	43 187 564,66	38 991 021,08	34 795 185,09	30 600 067,20	26 405 678,04	22 212 028,42	20 485 262,69	18 896 459,01	17 379 353,55	15 863 032,49	14 347 507,44
I. Rezerwy na zobowiązania	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00	5 095 000,00
1. Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00	1 545 000,00
3. Pozostałe rezerwy	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00
- długoterminowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- krótkoterminowe	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00	3 550 000,00
II. Zobowiązania długoterminowe	10 453 819,29	7 869 828,75	5 285 838,22	2 701 847,68	1 117 857,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Wobec jednostek powiązanych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Wobec pozostałych jednostek, w których jednostka posiada zaangażowanie w kapitale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Wobec pozostałych jednostek	10 453 819,29	7 869 828,75	5 285 838,22	2 701 847,68	1 117 857,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
a) kredyty i pożyczki	10 453 819,29	7 869 828,75	5 285 838,22	2 701 847,68	1 117 857,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
b) z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
c) inne zobowiązania finansowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
d) inne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Zobowiązania krótkoterminowe	5 618 414,39	5 663 930,75	5 710 129,85	5 757 021,94	5 804 617,41	3 386 793,42	3 317 970,32	3 367 739,88	3 418 255,98	3 469 529,82	3 521 572,76
1. Wobec jednostek powiązanych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Wobec pozostałych jednostek, w których jednostka posiada zaangażowanie w kapitale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Wobec pozostałych jednostek	5 224 922,05	5 264 536,03	5 304 744,21	5 345 555,51	5 386 978,99	2 962 890,42	2 887 708,78	2 931 024,41	2 974 989,78	3 019 614,62	3 064 908,84
a) kredyty i pożyczki	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	1 117 857,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
b) z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
c) inne zobowiązania finansowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
d) z tytułu dostaw i usług o okresie wymagalności :	979 836,06	994 533,60	1 009 451,60	1 024 593,37	1 039 962,28	1 055 561,71	1 071 395,13	1 087 466,06	1 103 778,05	1 120 334,72	1 137 139,74
e) zaliczki otrzymane na dostawy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
f) zobowiązania wekslowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
g) z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń i innych świadczeń	1 329 780,37	1 349 727,08	1 369 972,98	1 390 522,58	1 411 380,42	1 432 551,12	1 454 039,39	1 475 849,98	1 497 987,73	1 520 457,55	1 543 264,41
h) z tytułu wynagrodzeń	202 370,88	205 406,45	208 487,54	211 614,86	214 789,08	218 010,92	221 281,08	224 600,30	227 969,30	231 388,84	234 859,67
i) inne	128 944,21	130 878,37	132 841,54	134 834,17	136 856,68	138 909,53	140 993,17	143 108,07	145 254,69	147 433,51	149 645,01
4. Fundusze specjalne	393 492,34	399 394,72	405 385,64	411 466,43	417 638,42	423 903,00	430 261,55	436 715,47	443 266,20	449 915,19	456 663,92
IV. Rozliczenia międzyokresowe	22 020 330,98	20 362 261,58	18 704 217,03	17 046 197,58	15 388 203,48	13 730 234,99	12 072 292,37	10 433 719,13	8 866 097,58	7 298 502,67	5 730 934,68
1. Ujemna wartość firmy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Inne rozliczenia międzyokresowe	22 020 330,98	20 362 261,58	18 704 217,03	17 046 197,58	15 388 203,48	13 730 234,99	12 072 292,37	10 433 719,13	8 866 097,58	7 298 502,67	5 730 934,68
- długoterminowe	21 771 791,00	20 111 236,20	18 450 681,39	16 790 126,59	15 129 571,78	13 469 016,98	11 808 462,17	10 167 250,63	8 596 964,40	7 026 678,16	5 456 391,92
- krótkoterminowe	248 539,98	251 025,38	253 535,63	256 070,99	258 631,70	261 218,01	263 830,20	266 468,50	269 133,18	271 824,51	274 542,76
SUMA PASYWÓW	105 037 367,89	107 079 505,88	109 252 524,46	111 514 109,19	113 971 775,01	116 577 090,44	121 767 869,73	127 345 332,00	133 932 145,05	140 607 398,55	147 371 140,55

10.8. Analiza wskaźnikowa

Tabela. Główne wskaźniki ekonomiczne wnioskodawcy w wariancie z projektem.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Płynność szybka	3,5	2,6	3,9	5,3	3,4	4,1	4,9	5,6	6,4	7,1	7,9
Płynność bieżąca	6,2	5,3	6,6	7,9	4,8	5,5	6,3	7,1	7,9	8,6	9,4
Rentowność sprzedaży	5,4%	3,5%	4,0%	4,2%	10,6%	16,8%	17,6%	17,9%	17,7%	20,1%	19,8%
Rentowność kapitałów własnych	5,7%	4,9%	5,3%	5,4%	12,6%	17,5%	15,7%	13,9%	12,3%	12,4%	11,0%
Rentowność aktywów	4,3%	3,4%	2,9%	1,9%	3,0%	5,0%	5,3%	5,4%	5,4%	6,1%	5,9%
Zadłużenie ogólne	0,26	0,31	0,46	0,64	0,76	0,71	0,66	0,61	0,56	0,51	0,46
Cykl rotacji zapasów w dniach	103	102	102	102	98	95	95	95	95	95	95
Cykl rotacji należności w dniach	50	50	50	50	48	46	46	46	46	46	46
Cykl rotacji zobowiązań w dniach	38	38	38	40	71	68	68	67	67	66	66
WPOD	2,86	1,60	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!	8,05	9,70	11,41	13,18	14,76	16,57

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Płynność szybka	8,8	9,6	10,4	11,2	12,1	22,4	25,2	27,3	29,4	31,4	29,7
Płynność bieżąca	10,2	11,1	11,8	12,7	13,6	25,0	27,9	30,0	32,1	34,1	32,3
Rentowność sprzedaży	19,8%	19,6%	19,7%	19,7%	20,0%	20,1%	20,2%	20,6%	22,9%	22,8%	22,7%
Rentowność kapitałów własnych	10,0%	9,2%	8,6%	8,0%	7,6%	7,2%	6,8%	6,6%	7,0%	6,6%	6,2%
Rentowność aktywów	5,9%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,7%	5,6%	6,1%	5,8%	5,6%
Zadłużenie ogólne	0,41	0,36	0,32	0,27	0,23	0,19	0,17	0,15	0,13	0,11	0,10
Cykl rotacji zapasów w dniach	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Cykl rotacji należności w dniach	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Cykl rotacji zobowiązań w dniach	65	65	64	64	64	37	35	35	35	35	35
WPOD	18,48	20,44	22,27	24,33	26,47	28,66	673,28	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!	#DZIEL/0!

Główne wskaźniki ekonomiczne firmy ulegną systematycznej poprawie. W latach 2019-2039 nastąpi spadek zadłużenia, utrzymane zostaną wskaźniki rentowności sprzedaży oraz nastąpi spadek zwrotu z kapitałów własnych (oraz aktywów) w wyniku braku ujęcia dywidendy. W projekcji założono skrócenie wartości cykli rotacji zapasów, należności zobowiązań.

10.9. Poziom dofinansowania oraz wskaźniki efektywności finansowej

Poziom dofinansowania obliczono zgodnie z Metodką wyliczenia maksymalnej wysokości dofinansowania ze środków UE dla Działania 1.1.1

Tabela. Efektywność projektu bez uwzględnienia dotacji w zł.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
WPLŹYWY razem	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Przychody ze sprzedaży	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
WYDATKI razem	0,00	7 960 000,00	17 499 616,71	34 766 592,69	-4 608 454,22	-4 787 870,48	-4 866 677,79	-4 946 667,20	-5 027 856,46	-5 110 263,56
Nakłady inwestycyjne		7 960 000,00	17 499 616,71	37 080 385,09						
Nakłady odtworzeniowe										
Koszty operacyjne bez amortyzacji				-2 313 792,40	-4 608 454,22	-4 787 870,48	-4 866 677,79	-4 946 667,20	-5 027 856,46	-5 110 263,56
Zmiana kapitału obrotowego										
WOLNE PRZEPŁYWY PIENIĘŻNE NETTO	0,00	-7 960 000,00	-17 499 616,71	-34 766 592,69	4 608 454,22	4 787 870,48	4 866 677,79	4 946 667,20	5 027 856,46	5 110 263,56
Współczynnik dyskontowy	1,0000	1,0000	0,9615	0,9246	0,8890	0,8548	0,8219	0,7903	0,7599	0,7307
ZDISKONTOWANE PRZEPŁYWY PIENIĘŻNE NETTO	0,00	-7 960 000,00	-16 826 554,53	-32 143 669,28	4 096 899,02	4 092 691,75	4 000 054,39	3 909 422,94	3 820 757,69	3 734 019,53
STOPA DYSKONTOWA										
Finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji - FRR										
Finansowa zdyskontowana wartość netto inwestycji - FNPV										

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
WPŁYWY razem	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26 465 000,90
Przychody ze sprzedaży	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26 465 000,90
WYDATKI razem	-5 193 906,76	-5 278 804,61	-5 364 975,93	-5 452 439,82	-5 541 215,67	-5 631 323,15	-5 722 782,25	-5 815 613,23	-5 909 836,68	-6 005 473,48	6 403 455,53
Nakłady inwestycyjne											12 506 000,36
Nakłady odtworzeniowe											-6 102 544,83
Koszty operacyjne bez amortyzacji	-5 193 906,76	-5 278 804,61	-5 364 975,93	-5 452 439,82	-5 541 215,67	-5 631 323,15	-5 722 782,25	-5 815 613,23	-5 909 836,68	-6 005 473,48	
Zmiana kapitału obrotowego											
WOLNE PRZEPIŁY PIENIĘŻNE NETTO	5 193 906,76	5 278 804,61	5 364 975,93	5 452 439,82	5 541 215,67	5 631 323,15	5 722 782,25	5 815 613,23	5 909 836,68	6 005 473,48	20 061 545,37
Współczynnik dyskontowy	0,7026	0,6756	0,6496	0,6246	0,6006	0,5775	0,5553	0,5339	0,5134	0,4936	0,4746
ZDYSKONTOWANE PRZEPIŁY PIENIĘŻNE NETTO	3 649 170,00	3 566 171,25	3 484 986,06	3 405 577,82	3 327 910,54	3 251 948,80	3 177 657,84	3 105 003,45	3 033 952,04	2 964 470,59	9 522 060,53

W wariantcie bez uwzględnienia dotacji efektywność projektu przy 4% stopie dyskontowej wynosi: mierzona wartością FRR 5,62% a wartość FNPV 9,2 mln zł. Wariant bez dotacji przyjmuje dodatnią wartość NPV dla 4% stopy dyskontowej.

Tabela. Efektywność projektu z uwzględnieniem dotacji w zł.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
WPŁYWY razem	0,00	4 192 767,39	9 217 565,62	19 526 068,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Przychody ze sprzedaży	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dotacja POIiS	0,00	4 192 767,39	9 217 565,62	19 526 068,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
WYDATKI razem	0,00	7 960 000,00	17 499 616,71	34 766 592,69	-4 608 454,22	-4 787 870,48	-4 866 677,79	-4 946 667,20	-5 027 856,46	-5 110 263,56
Nakłady inwestycyjne	0,00	7 960 000,00	17 499 616,71	37 080 385,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nakłady odtworzeniowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Koszty operacyjne bez amortyzacji	0,00	0,00	0,00	-2 313 792,40	-4 608 454,22	-4 787 870,48	-4 866 677,79	-4 946 667,20	-5 027 856,46	-5 110 263,56
Zmiana kapitału obrotowego	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
WOLNE PRZEŁYWY PIENIĘŻNE NETTO	0,00	-3 767 232,61	-8 282 051,09	-15 240 524,62	4 608 454,22	4 787 870,48	4 866 677,79	4 946 667,20	5 027 856,46	5 110 263,56
Współczynnik dyskontowy	1,0000	1,0000	0,9615	0,9246	0,8890	0,8548	0,8219	0,7903	0,7599	0,7307
ZDYSKONTOWANE PRZEŁYWY PIENIĘŻNE NETTO	0,00	-3 767 232,61	-7 963 510,67	-14 090 721,73	4 096 899,02	4 092 691,75	4 000 054,39	3 909 422,94	3 820 757,69	3 734 019,53
STOPA DYSKONTOWA <input type="text" value="4,00%"/>										
Finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji - FRR <input type="text" value="16,24%"/>										
Finansowa zdyskontowana wartość netto inwestycji - FNPV <input type="text" value="40 321 289,24"/>										

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
WPLÝWY razem	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26 465 000,90
Przychody ze sprzedaży	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dotacja POiŚ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26 465 000,90
WYDATKI razem	-5 193 906,76	-5 278 804,61	-5 364 975,93	-5 452 439,82	-5 541 215,67	-5 631 323,15	-5 722 782,25	-5 815 613,23	-5 909 836,68	-6 005 473,48	6 403 455,53
Nakłady inwestycyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nakłady odtworzeniowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12 506 000,36
Koszty operacyjne bez amortyzacji	-5 193 906,76	-5 278 804,61	-5 364 975,93	-5 452 439,82	-5 541 215,67	-5 631 323,15	-5 722 782,25	-5 815 613,23	-5 909 836,68	-6 005 473,48	-6 102 544,83
Zmiana kapitału obrotowego	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
WOLNE PRZEPLÝWY PIENIĘŻNE NETTO	5 193 906,76	5 278 804,61	5 364 975,93	5 452 439,82	5 541 215,67	5 631 323,15	5 722 782,25	5 815 613,23	5 909 836,68	6 005 473,48	20 061 545,37
Współczynnik dyskontowy	0,7026	0,6756	0,6496	0,6246	0,6006	0,5775	0,5553	0,5339	0,5134	0,4936	0,4746
ZDYSKONTOWANE PRZEPLÝWY PIENIĘŻNE NETTO	3 649 170,00	3 566 171,25	3 484 986,06	3 405 577,82	3 327 910,54	3 251 948,80	3 177 657,84	3 105 003,45	3 033 952,04	2 964 470,59	9 522 060,53

W wariacie z uwzględnieniem dotacji efektywność projektu przy 4% stopie dyskontowej wynosi mierzona wartością FRR 16,2% a wartość FNPV 40,3 mln zł. Przy wsparciu dotacyjnym projekt posiada dodatnią wartość NPV przy 4% stopie dyskontowej. Należy podkreślić **wyłącznie kosztowy charakter projektu** – oszacowana nadwyżka to wyłącznie oszczędność kosztowa w relacji do obecnego sposobu wytwarzania ciepła za pomocą kotłów węglowych.

10.10. Analiza finansowej trwałości inwestycji

Tabela. Przepływy finansowe w projekcie w zł – model różnicowy.

Wyszczególnienie	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
A. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej											
I. Zysk (strata) netto	0,00	0,00	-53 683,06	-225 385,36	813 988,75	1 935 304,79	2 137 562,64	2 258 327,25	2 380 049,37	2 502 743,36	2 626 423,79
II. Korekty razem	0,00	0,00	4 192 767,39	9 217 565,62	20 241 524,99	1 410 913,83	1 410 913,83	1 410 913,83	1 410 913,83	1 410 913,83	1 410 913,83
1. Amortyzacja	0,00	0,00	0,00	0,00	1 500 600,04	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07
2. Zyski (straty) z tytułu różnic kursowych											
3. Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)											
4. Zysk (strata) z działalności inwestycyjnej											
5. Zmiana stanu rezerw											
6. Zmiana stanu zapasów	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7. Zmiana stanu należności	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	0,00	0,00	4 192 767,39	9 217 565,62	18 740 924,95	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24
10. Inne korekty											
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	0,00	0,00	4 139 084,33	8 992 180,26	21 055 513,73	3 346 218,62	3 548 476,48	3 669 241,09	3 790 963,20	3 913 657,19	4 037 337,63
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej											
I. Wpływy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Wydatki	0,00	0,00	7 960 000,00	17 499 616,71	37 080 385,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Nabycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	0,00	0,00	7 960 000,00	17 499 616,71	37 080 385,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	0,00	0,00	-7 960 000,00	-17 499 616,71	-37 080 385,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej											
I. Wpływy	0,00	0,00	3 767 232,61	8 282 051,09	17 544 317,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Wpływy netto z wydania udziałów i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału											
2. Kredyty i pożyczki		0,00	3 767 232,61	8 282 051,09	17 544 317,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Wydatki	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39
1. Nabycie udziałów (akcji) własnych											
2. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli											
3. Inne niż wypłaty na rzecz właścicieli, wydatki z tytułu podziału zysku											
4. Spłaty kredytów i pożyczek						2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39
5. Wykup dłużnych papierów wartościowych											
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	0,00	0,00	3 767 232,61	8 282 051,09	17 544 317,02	-2 466 133,39	-2 466 133,39	-2 466 133,39	-2 466 133,39	-2 466 133,39	-2 466 133,39
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	0,00	0,00	-53 683,06	-225 385,36	1 519 445,67	880 085,23	1 082 343,08	1 203 107,69	1 324 829,81	1 447 523,80	1 571 204,24
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	0,00	0,00	-53 683,06	-225 385,36	1 519 445,67	880 085,23	1 082 343,08	1 203 107,69	1 324 829,81	1 447 523,80	1 571 204,24
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Środki pieniężne na początek okresu	0,00	0,00	0,00	-53 683,06	-279 068,42	1 240 377,24	2 120 462,47	3 202 805,55	4 405 913,25	5 730 743,06	7 178 266,85
Środki pieniężne na koniec okresu	0,00	0,00	-53 683,06	-279 068,42	1 240 377,24	2 120 462,47	3 202 805,55	4 405 913,25	5 730 743,06	7 178 266,85	8 749 471,09

- o ograniczonej możliwości dysponowania

BUDOWA CIEPŁOWNI GEOTERMALNO-BIOMASOWEJ W SIERADZU WRAZ
Z OTWOREM ZATŁACZAJĄCYM SIERADZ GT-2.

Wyszczególnienie	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
A. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej											
I. Zysk (strata) netto	2 751 105,48	2 876 803,43	3 003 532,89	3 131 309,32	3 260 148,45	3 390 066,20	3 492 613,42	3 762 206,51	4 551 327,51	4 628 793,31	4 707 421,11
II. Korekty razem	1 410 913,83	1 410 913,83	1 410 913,83	1 410 913,83	1 410 913,83	1 410 913,83	1 410 913,83	1 170 913,83	290 913,83	290 913,83	290 913,83
1. Amortyzacja	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 981 200,07	2 741 200,07	1 861 200,07	1 861 200,07	1 861 200,07
2. Zyski (straty) z tytułu różnic kursowych											
3. Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)											
4. Zysk (strata) z działalności inwestycyjnej											
5. Zmiana stanu rezerw											
6. Zmiana stanu zapasów	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7. Zmiana stanu należności	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24	-1 570 286,24
10. Inne korekty											
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	4 162 019,31	4 287 717,26	4 414 446,72	4 542 223,16	4 671 062,28	4 800 980,04	4 903 527,25	4 933 120,35	4 842 241,34	4 919 707,15	4 998 334,94
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej											
I. Wpływy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Wydatki	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12 506 000,36
1. Nabycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12 506 000,36
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-12 506 000,36
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej											
I. Wpływy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Wpływy netto z wydania udziałów i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału											
2. Kredyty i pożyczki	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Wydatki	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Nabycie udziałów (akcji) własnych											
2. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli											
3. Inne niż wypłaty na rzecz właścicieli, wydatki z tytułu podziału zysku											
4. Spłaty kredytów i pożyczek	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	2 466 133,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Wykup dłużnych papierów wartościowych											
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	-2 466 133,39	-2 466 133,39	-2 466 133,39	-2 466 133,39	-2 466 133,39	-2 466 133,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	1 695 885,92	1 821 583,87	1 948 313,33	2 076 089,77	2 204 928,89	2 334 846,64	4 903 527,25	4 933 120,35	4 842 241,34	4 919 707,15	-7 507 665,42
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	1 695 885,92	1 821 583,87	1 948 313,33	2 076 089,77	2 204 928,89	2 334 846,64	4 903 527,25	4 933 120,35	4 842 241,34	4 919 707,15	-7 507 665,42
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Środki pieniężne na początek okresu	8 749 471,09	10 445 357,01	12 266 940,88	14 215 254,20	16 291 343,97	18 496 272,86	20 831 119,50	25 734 646,75	30 667 767,10	35 510 008,44	40 429 715,59
Środki pieniężne na koniec okresu	10 445 357,01	12 266 940,88	14 215 254,20	16 291 343,97	18 496 272,86	20 831 119,50	25 734 646,75	30 667 767,10	35 510 008,44	40 429 715,59	32 922 050,18
- o ograniczonej możliwości dysponowania											

Tabela. Finansowa trwałość projektu – rachunek przepływów wnioskodawcy z uwzględnieniem inwestycji.

Wyszczególnienie	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
A. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej											
I. Zysk (strata) netto	1 285 181,46	874 846,73	1 004 063,58	1 073 133,52	2 883 388,61	4 822 101,87	5 138 637,19	5 293 814,04	5 325 502,73	6 135 111,89	6 124 814,82
II. Korekty razem	1 442 758,38	2 468 314,15	6 548 213,93	11 674 955,20	22 826 400,41	2 843 371,87	2 778 973,64	2 764 282,87	2 902 399,53	2 080 452,97	2 271 047,40
1. Amortyzacja	2 842 538,63	2 574 955,00	2 507 559,67	2 352 258,38	3 259 656,62	4 665 404,14	4 562 619,49	4 549 784,14	4 689 784,14	3 869 749,26	4 062 284,14
2. Zyski (straty) z tytułu różnic kursowych											
3. Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)											
4. Zysk (strata) z działalności inwestycyjnej											
5. Zmiana stanu rezerw	989 338,75	43 165,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6. Zmiana stanu zapasów	-1 716 272,28	-134 871,69	-137 569,13	-140 320,51	-143 126,92	-145 989,46	-111 681,94	-113 357,16	-115 057,52	-116 783,38	-118 535,14
7. Zmiana stanu należności	-229 442,35	-66 234,75	-67 559,44	-68 910,63	-70 288,85	-71 694,62	-54 846,39	-55 669,08	-56 504,12	-57 351,68	-58 211,95
8. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	25 590,62	50 270,03	51 275,43	52 300,94	53 346,96	54 413,89	41 626,63	42 251,03	42 884,79	43 528,07	44 180,99
9. Zmiana stanu rozliczeń międzykresowych	-468 994,99	1 029,95	4 194 507,39	9 479 627,02	19 726 812,60	-1 658 762,08	-1 658 744,15	-1 658 726,05	-1 658 707,76	-1 658 689,29	-1 658 670,63
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	2 727 939,84	3 343 160,87	7 552 277,51	12 748 088,71	25 709 789,03	7 665 473,74	7 917 610,83	8 058 096,91	8 227 902,26	8 215 564,86	8 395 862,22
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej											
I. Wpływy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Zbycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych											
II. Wydatki	3 890 060,55	0,00	7 960 000,00	18 159 616,71	39 700 037,64	1 500 000,00	1 060 000,00	1 060 000,00	1 060 000,00	1 560 000,00	1 120 000,00
1. Nabycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	3 890 060,55	0,00	7 960 000,00	18 159 616,71	39 700 037,64	1 500 000,00	1 060 000,00	1 060 000,00	1 060 000,00	1 560 000,00	1 120 000,00
2. Inwestycje w nieruchomości oraz wartości niematerialne i prawne											
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	-3 890 060,55	0,00	-7 960 000,00	-18 159 616,71	-39 700 037,64	-1 500 000,00	-1 060 000,00	-1 060 000,00	-1 060 000,00	-1 560 000,00	-1 120 000,00
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej											
I. Wpływy	0,00	0,00	3 767 232,61	9 932 051,09	17 426 459,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Wpływy netto z wydania udziałów i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Kredyty i pożyczki	0,00	0,00	3 767 232,61	9 932 051,09	17 426 459,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Wydatki	2 930 651,46	5 484 319,16	0,00	0,00	0,00	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54
1. Nabycie udziałów (akcji) własnych											
2. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli											
3. Inne niż wypłaty na rzecz właścicieli, wydatki z tytułu podziału zysku	875 951,46	5 484 319,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4. Spłaty kredytów i pożyczek	2 054 700,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54
5. Wykup dłużnych papierów wartościowych											
9. Inne wydatki finansowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	-2 930 651,46	-5 484 319,16	3 767 232,61	9 932 051,09	17 426 459,88	-2 583 990,54	-2 583 990,54	-2 583 990,54	-2 583 990,54	-2 583 990,54	-2 583 990,54
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	-4 092 772,17	-2 141 158,29	3 359 510,11	4 520 523,10	3 436 211,26	3 581 483,21	4 273 620,29	4 414 106,38	4 583 911,73	4 071 574,33	4 691 871,68
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	-4 092 772,17	-2 141 158,29	3 359 510,11	4 520 523,10	3 436 211,26	3 581 483,21	4 273 620,29	4 414 106,38	4 583 911,73	4 071 574,33	4 691 871,68
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	0,00	1,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Środki pieniężne na początek okresu	9 546 204,05	5 453 431,88	3 312 273,59	6 671 783,71	11 192 306,80	14 628 518,07	18 210 001,27	22 483 621,57	26 897 727,94	31 481 639,67	35 553 214,00
Środki pieniężne na koniec okresu	5 453 431,88	3 312 273,59	6 671 783,71	11 192 306,80	14 628 518,07	18 210 001,27	22 483 621,57	26 897 727,94	31 481 639,67	35 553 214,00	40 245 085,68
- o ograniczonej możliwości dysponowania											

Wyszczególnienie	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
A. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej											
I. Zysk (strata) netto	6 205 928,60	6 238 681,57	6 368 854,57	6 456 702,62	6 652 054,98	6 798 965,04	6 917 545,02	7 166 265,95	8 103 918,50	8 191 574,57	8 279 267,05
II. Korekty razem	2 349 077,75	2 487 078,46	2 505 049,09	2 575 489,18	2 513 398,27	2 511 275,90	2 509 121,60	2 309 583,36	1 257 908,16	1 255 655,14	1 253 368,23
1. Amortyzacja	4 142 284,14	4 282 284,14	4 302 284,14	4 374 784,14	4 314 784,14	4 314 784,14	4 314 784,14	4 098 089,35	2 977 708,46	2 977 708,46	2 977 708,46
2. Zyski (straty) z tytułu różnic kursowych											
3. Odsetki i udziały w zyskach (dywidendy)											
4. Zysk (strata) z działalności inwestycyjnej											
5. Zmiana stanu rezerw	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6. Zmiana stanu zapasów	-120 313,16	-122 117,86	-123 949,63	-125 808,87	-127 696,01	-129 611,45	-131 555,62	-133 528,95	-135 531,89	-137 564,86	-139 628,34
7. Zmiana stanu należności	-59 085,13	-59 971,41	-60 870,98	-61 784,05	-62 710,81	-63 651,47	-64 606,24	-65 575,34	-66 558,97	-67 557,35	-68 570,71
8. Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych, z wyjątkiem pożyczek i kredytów	44 843,70	45 516,36	46 199,10	46 892,09	47 595,47	48 309,40	49 034,04	49 769,55	50 516,10	51 273,84	52 042,95
9. Zmiana stanu rozliczeń międzykresowych	-1 658 651,79	-1 658 632,76	-1 658 613,54	-1 658 594,13	-1 658 574,52	-1 658 554,72	-1 658 534,72	-1 639 171,25	-1 568 225,55	-1 568 204,94	-1 568 184,13
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-II)	8 555 006,35	8 725 760,03	8 873 903,65	9 032 191,80	9 165 453,25	9 310 240,95	9 426 666,62	9 475 849,31	9 361 826,66	9 447 229,71	9 532 635,28
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej											
I. Wpływy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Zbycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych											
II. Wydatki	1 060 000,00	1 060 000,00	1 560 000,00	1 120 000,00	1 060 000,00	1 060 000,00	1 560 000,00	1 120 000,00	1 060 000,00	1 060 000,00	14 066 000,36
1. Nabycie wartości niematerialnych i prawnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	1 060 000,00	1 060 000,00	1 560 000,00	1 120 000,00	1 060 000,00	1 060 000,00	1 560 000,00	1 120 000,00	1 060 000,00	1 060 000,00	14 066 000,36
2. Inwestycje w nieruchomości oraz wartości niematerialne i prawne											
III. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej (I-II)	-1 060 000,00	-1 060 000,00	-1 560 000,00	-1 120 000,00	-1 060 000,00	-1 060 000,00	-1 560 000,00	-1 120 000,00	-1 060 000,00	-1 060 000,00	-14 066 000,36
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej											
I. Wpływy	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Wpływy netto z wydania udziałów i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału											
2. Kredyty i pożyczki	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
II. Wydatki	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	1 17 857,14	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Nabycie udziałów (akcji) własnych											
2. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli											
3. Inne niż wypłaty na rzecz właścicieli, wydatki z tytułu podziału zysku											
4. Spłaty kredytów i pożyczek	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	2 583 990,54	117 857,14	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Wykup dłużnych papierów wartościowych											
9. Inne wydatki finansowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
III. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej (I-II)	-2 583 990,54	-2 583 990,54	-2 583 990,54	-2 583 990,54	-2 583 990,54	-2 583 990,54	-117 857,14	0,00	0,00	0,00	0,00
D. Przepływy pieniężne netto, razem (A.III+/-B.III+/-C.III)	4 911 015,81	5 081 769,50	4 729 913,12	5 328 201,26	5 521 462,72	5 666 250,41	7 748 809,48	8 355 849,31	8 301 826,66	8 387 229,71	-4 533 365,08
E. Bilansowa zmiana stanu środków pieniężnych, w tym:	4 911 015,81	5 081 769,50	4 729 913,12	5 328 201,26	5 521 462,72	5 666 250,41	7 748 809,48	8 355 849,31	8 301 826,66	8 387 229,71	-4 533 365,08
- zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
F. Środki pieniężne na początek okresu	40 245 085,68	45 156 101,49	50 237 870,99	54 967 784,11	60 295 985,37	65 817 448,09	71 483 698,50	79 232 507,98	87 588 357,29	95 890 183,95	104 277 413,66
Środki pieniężne na koniec okresu	45 156 101,49	50 237 870,99	54 967 784,11	60 295 985,37	65 817 448,09	71 483 698,50	79 232 507,98	87 588 357,29	95 890 183,95	104 277 413,66	99 744 048,58
- o ograniczonej możliwości dysponowania											

Prognozy przepływów finansowych całego przedsiębiorstwa z uwzględnieniem projektu wskazują, że trwałość finansowa dla Wnioskodawcy z projektem jest zapewniona, gdyż przepływy te we wszystkich badanych latach wykazują dodatnie saldo.

10.11. Syntetyczna ocena wyników analizy finansowej

Inwestycja ma na celu budowę systemu grzewczego zapewniającego ciepło z OZE głównie w oparciu o źródło geotermalne.

Realizacja inwestycji ma na celu zdecydowane zredukowanie emisji CO₂.

Analiza finansowa wariantu zakładającego realizację przedmiotowej inwestycji w pełnym zakresie pozwala na uzyskanie dodatniej stopy zwrotu mierzonej wartością NPV oraz IRR. Analiza finansowa wskazuje, że projekt od momentu rozpoczęcia fazy eksploatacyjnej będzie generował nadwyżkę finansową z działalności operacyjnej (rozumianą jako oszczędności kosztów w relacji do wariantu zakładającego aktualny sposób wytwarzania energii cieplnej). Analiza trwałości finansowej na poziomie przedsiębiorstwa pozwala na zapewnienie odpowiednich zasobów finansowych gwarantujących trwałość finansową projektu.

Trwałość dla Wnioskodawcy z projektem jest zapewniona, gdyż przepływy liczone dla całego przedsiębiorstwa z uwzględnieniem projektu we wszystkich badanych latach wykazują dodatnie saldo. Analiza finansowa wykazuje pełną wykonalność przedsięwzięcia pod względem finansowym, a także prawidłowe funkcjonowanie przedsięwzięcia oraz Wnioskodawcy w analizowanym okresie, to jest do końca 2039 roku.

11. ANALIZA SPOŁECZNO- EKONOMICZNA

11.1. Metodyka analizy kosztów i korzyści (analizy ekonomicznej)

Ponieważ przedsięwzięcie nie zalicza się do tzw. dużych projektów, analiza kosztów i korzyści będzie oparta na oszacowaniu ilościowych i jakościowych skutków realizacji projektu, czyli na opisie istotnych środowiskowych, gospodarczych i społecznych efektów projektu oraz – jeśli to możliwe – zaprezentowaniu ich w kategoriach ilościowych.

11.2. Analiza kosztów związanych z realizacją przedsięwzięcia z punktu widzenia społeczności (jakościowa i ilościowa)

Do bezpośrednich efektów społeczno-ekonomicznych przedsięwzięcia, które można skategoryzować jako tzw. koszt w znaczeniu jakościowym (społeczno-ekonomicznym, a nie finansowym) można zaliczyć:

- trudności z dostępnością terenu podczas prowadzenia prac budowlanych (odwiertu, wykonania instalacji),
- możliwe utrudnienia komunikacyjne oraz hałas podczas prowadzenia prac budowlanych, gdy konieczne będzie przecięcie szlaków komunikacyjnych.

Koszty i utrudnienia z nich wynikające mają charakter okresowy i ulegną zakończeniu wraz z zakończeniem fazy inwestycyjnej przedsięwzięcia. Koszty te bezpośrednio wynikają z realizacji przedsięwzięcia.

11.3. Analiza korzyści związanych z realizacją przedsięwzięcia z punktu widzenia społeczności (jakościowa i ilościowa), w tym skutki przedsięwzięcia dla zatrudnienia

Przedsięwzięcie wygeneruje kilka istotnych pozytywnych efektów społeczno-ekonomicznych, kategoryzowanych jako korzyść w znaczeniu jakościowym.

Do bezpośrednich pozytywnych efektów społeczno-ekonomicznych przedsięwzięcia można zaliczyć:

- wykorzystanie źródeł geotermalnych do ogrzewania budynków w Sieradzu,
- zastąpienie zużycia energii pierwotnej szacunkowo o 63.691,9 GJ/rok,
- uniknięcie emisji gazów cieplarnianych szacunkowo o 40.306 Mg CO₂/rok,
- wpływ na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski,
- promocja inwestycji w OZE a tym samym zachęta dla innych potencjalnych inwestorów do wykorzystywania zasobów energii geotermalnej oraz mieszkańców Sieradza do eliminowania zjawiska niskiej emisji,
- korzystny wpływ na adaptację do zmian klimatu, co wpisuje się w założenia Projektu KLIMADA,

Wszystkie wymienione tu efekty wynikają bezpośrednio z przedsięwzięcia.

11.4. Analiza ekonomiczna (o ile dotyczy)

Przeprowadzanie analizy ekonomicznej dla niniejszego przedsięwzięcia nie jest konieczne, gdyż zgodnie z odpowiednimi wytycznymi analizę ekonomiczną przeprowadza się dla tzw. „dużych przedsięwzięć”, do których przedmiotowe przedsięwzięcie nie zalicza się.

12. ANALIZA RYZYKA I WRAŻLIWOŚCI

12.1. Identyfikacja istotnych dla realizacji projektu zmiennych i prezentacja wpływu ich zmian na podstawowe wskaźniki efektywności finansowej i ekonomicznej przedsięwzięcia

Analiza ryzyka ma na celu identyfikację kluczowych czynników, jakościowych i ilościowych, mających wpływ na zakres, harmonogram oraz efektywność finansowo-ekonomiczną przedsięwzięcia.

Opracowanie analizy pozwala na zbadanie wrażliwości przedsięwzięcia na zmianę kluczowych czynników wewnętrznych i zewnętrznych oraz wszelkich istotnych zagrożeń mogących się pojawić w trakcie realizacji przedsięwzięcia.

BADANE ZMIENNE I ICH WPŁYW NA ODCHYLENIE WSKAŹNIKÓW FINANSOWYCH I EKONOMICZNYCH

Analiza wrażliwości obejmuje badanie wpływu na wskaźniki efektywności finansowej przedsięwzięcia (wskaźniki NPV i IRR) poszczególnych czynników ilościowych.

Analizie wrażliwości poddane zostały kluczowe czynniki ilościowe, które w sposób istotny wpływają na wskaźniki efektywności finansowej przedsięwzięcia.

Analiza wrażliwości wskaźników efektywności finansowej przedsięwzięcia dla projektu zostanie przeprowadzona przy uwzględnieniu następujących założeń:

- Zmianie poddawana jest jedna ze zmiennych przy założeniu niezmienności pozostałych założeń i zmiennych,
- Analizą objęto lata 2019-2039,
- Parametrem oceny wrażliwości projektu na zmianę czynników ilościowych jest wartość NPV projektu.

Na podstawie przeprowadzonej analizy wybranych parametrów ekonomicznych modelu zidentyfikowano jako najbardziej istotne czynniki ilościowe przedstawione poniżej.

Analizie wrażliwości poddano wpływ na wyniki efektywności finansowej przedsięwzięcia następujących czynników ilościowych:

- Zmiana poziomu nakładów inwestycyjnych,
- Zmiana poziomu kosztów operacyjnych,
- Zmiana poziomu przychodów ze sprzedaży (projekt nie generuje przychodów).

W modelu pominięto szacowanie wartości kapitału obrotowego ze względu na nieznaczący wpływ na wyznaczoną wartość NPV.

Szczegółowe wartości FNPV zawarto w poniższej tabeli.

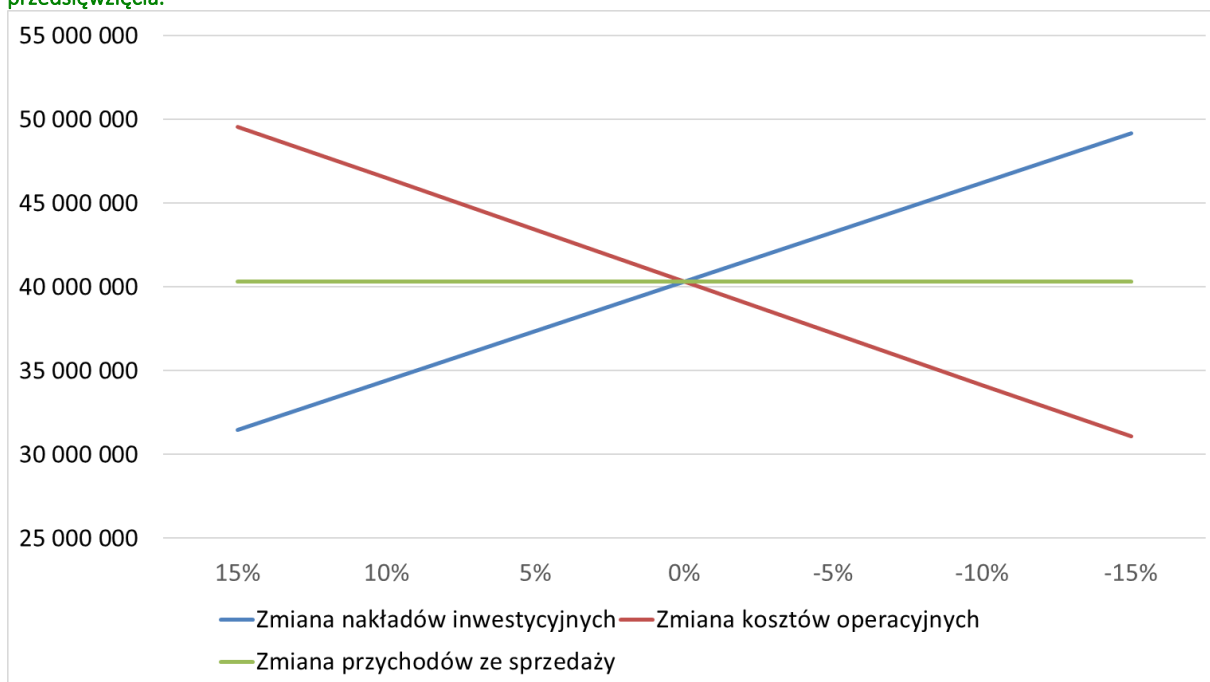
Tabela. Parametry wybranych wariantów analizy wrażliwości – wariant z dotacją.

	15%	10%	5%	0%	-5%	-10%	-15%
Zmiana nakładów inwestycyjnych	31 460 871	34 414 344	37 367 816	40 321 289	43 274 762	46 228 235	49 181 707
Zmiana kosztów operacyjnych	49 569 757	46 486 934	43 404 112	40 321 289	37 238 467	34 155 644	31 072 822
Zmiana przychodów ze sprzedaży	40 321 289	40 321 289	40 321 289	40 321 289	40 321 289	40 321 289	40 321 289

Na podstawie danych zawartych w przedstawionych w założeniach tabel cząstkowych opracowano wpływ poszczególnych parametrów na finansową bieżącą wartość netto z inwestycji. Wśród zmiennych największy wpływ na FNPV mają nakłady inwestycyjne oraz zmiana kosztów operacyjnych. Zarówno zmiana kosztów operacyjnych jak i nakładów inwestycyjnych o 1% przyczyni się do większych niż 1% zmian wartości FNPV (zmienna krytyczna).

Prezentację graficzną analizy wrażliwości przedstawiono w poniższym wykresie.

Tabela. Graficzna prezentacja zmian wartości FNPV w zależności od wielkości zmiany wybranych parametrów ekonomicznych przedsięwzięcia.



12.2. Wskazanie zmiennych krytycznych projektu wraz z prezentacją przyjętych kryteriów do ich wskazania

Zgodnie z wytycznymi w zakresie zagadnień związanych z przygotowaniem projektów inwestycyjnych, w tym projektów generujących dochód i projektów hybrydowych na lata 2014-2020, dwie badane zmienne należy uznać za krytyczne, gdyż ich zmiana o 1% wywołała zmianę FNPV/C większą, niż 1%.

12.3. Identyfikacja kluczowych dla realizacji projektu czynników ryzyka, w tym: formalno-instytucjonalnych, ekologiczno- technicznych, społecznych oraz finansowych

Jako kluczowe dla realizacji przedsięwzięcia czynniki ryzyka, można zidentyfikować:

- nie uzyskanie zakładanych parametrów wydajnościowych i jakościowych otworu geotermalnego,
- trudności w wyłonieniu wykonawcy prac wiertniczych oraz prac instalatorskich związanych z wykonaniem infrastruktury ciepłowniczej,
- wzrost kosztów inwestycji,
- opóźnienia/przestoje w realizacji inwestycji,
- utrata kluczowego personelu podczas realizacji projektu,
- opóźnienia w doprowadzeniu urządzeń i instalacji do pełnego i niezawodnego funkcjonowania,
- niższe zapotrzebowanie na energię ciepłą.

12.4. Jakościowa analiza ryzyka

12.4.1 Lista ryzyk, na które narażony jest projekt

Jako kluczowe dla realizacji przedsięwzięcia czynniki ryzyka, można zidentyfikować:

- nie uzyskanie zakładanych parametrów wydajnościowych i jakościowych otworu geotermalnego,
- trudności w wyłonieniu wykonawcy prac wiertniczych oraz prac instalatorskich związanych z wykonaniem infrastruktury ciepłowniczej,
- wzrost kosztów inwestycji,
- opóźnienia/przestoje w realizacji inwestycji,
- utrata kluczowego personelu podczas realizacji projektu,
- opóźnienia w doprowadzeniu urządzeń i instalacji do pełnego i niezawodnego funkcjonowania,
- niższe zapotrzebowanie na energię ciepłą.

12.4.2 Matryca ryzyka, zawierająca ustalenie poziomu ryzyka stanowiącego wypadkową prawdopodobieństwa danego ryzyka i stopnia jego wpływu na projekt

Tabela. Matryca ryzyka projektu.

L. P.	CZYNNIK RYZYKA	MOŻLIWE PRZYCZYNY NIEPOWODZENIA	PRAWDOPODOBIENSTWO WYSTĄPIENIA	WPŁYW NA PROJEKT	USTALENIE POZIOMU RYZYKA	DZIAŁANIA ZAPOBIEGAWCZE I MINIMALIZUJĄCE
1	nie uzyskanie zakładanych parametrów wydajnościowych i jakościowych otworu geotermalnego	Dla otworu zatłaczającego ryzyko ma charakter marginalny	marginalne	niewielki	Niskie	Bliskie sąsiedztwo innego otworu geotermalnego spełniającego parametry jakościowe i ilościowe ogranicza ryzyko błędnej identyfikacji zakładanych zasobów.
2	trudności w wyłonieniu wykonawcy prac wiertniczych oraz prac instalatorskich związanych z wykonaniem infrastruktury ciepłowniczej	Czynnik ten mógłby wystąpić, gdyby na rynku brakowało specjalistycznych podmiotów, wykonujących prace wiertnicze oraz prace instalatorskie związane z wykonaniem infrastruktury ciepłowniczej	marginalne	średni	Niski	Prawidłowo przeprowadzone postępowanie wyboru wykonawcy powinno praktycznie całkowicie wyeliminować możliwość wystąpienia tego czynnika ryzyka. Natomiast w Polsce jest wystarczająco dużo podmiotów, prezentujących odpowiedni poziom przygotowania fachowego i doświadczenia zawodowego.
3	wzrost kosztów inwestycji	Ceny materiałów, energii i robocizny w ostatnich latach są stabilne, brak jest istotnych czynników koniunkturalnych mogących istotnie wpłynąć na obecne tendencje na rynku cen. Zauważalny jest natomiast stały wzrost kosztów robocizny, tendencja ta będzie mieć charakter długoterminowy	średnie	niewielki	Średni	Prawidłowo przeprowadzone postępowanie wyboru wykonawcy powinno również zagwarantować praktycznie stałą wartość wykonywanych prac, co oznacza przesunięcie ciężaru ryzyka tego czynnika na wykonawcę. Wykonawca składając ofertę powinien przewidzieć ewentualne wzrosty cen i odpowiednio do tego dobrać wartość ostateczną oferty.
4	opóźnienia/przestoje w realizacji inwestycji	Czynnik ten może wystąpić w przypadku, gdyby wykonawca nie był odpowiednio przygotowany do realizacji inwestycji.	niskie	niewielki	Niski	Prawidłowo przeprowadzone postępowanie wyboru wykonawcy powinno praktycznie całkowicie wyeliminować możliwość wystąpienia tego czynnika ryzyka w części dotyczącej wykonawcy.
5	utrata kluczowego personelu podczas realizacji projektu	Czynnik ten mógłby wystąpić w przypadku wymiany personelu Wnioskodawcy.	niskie	niewielki	Niski	Na rynku pracy w Polsce jest szereg odpowiednio przygotowanych merytorycznie osób, które bez kłopotów objęłyby odpowiednie stanowiska przy nadzorowaniu realizacji projektu. Bez trudu będzie zatem można znaleźć odpowiednią osobę na takie stanowiska.
6	opóźnienia w doprowadzeniu urządzeń i instalacji do pełnego i niezawodnego funkcjonowania	Czynnik ten mógłby wystąpić, gdyby któreś z urządzeń wchodzących w skład inwestycji nie zostało należycie zainstalowane lub uruchomione.	marginalne	niewielki	Niski	Wybranie odpowiednio fachowego wykonawcy prac, posiadającego odpowiednie doświadczenie w prowadzeniu podobnych prac, powinno praktycznie wyeliminować ten czynnik ryzyka. Obecnie stosowane technologie niosą niskie ryzyko techniczne wynikające z wieloletniej obecności na rynku i ciągłego doskonalenia.
7	niższe zapotrzebowanie na energię ciepłą	Spadek jednostkowy zapotrzebowania na energię ciepłą ma stały charakter.	Średnie	średni	Niski	Spółka skupia się na poprawie efektywności wytwarzania energii oraz podłączaniu nowych odbiorców korzystających z niskiej jakości kotłów węglowych

12.4.3 Identyfikacja działań zapobiegawczych i minimalizujących

L. P.	CZYNNIK RYZYKA	DZIAŁANIA ZAPOBIEGAWCZE I MINIMALIZUJĄCE
1	nie uzyskanie zakładanych parametrów wydajnościowych i jakościowych otworu geotermalnego	Dla otworu zatłaczającego ryzyko ma charakter marginalny. Inwestor nie jest w stanie zapobiec negatywnym wynikom odwiertów geotermalnych. Aby zminimalizować ryzyko inwestor przeprowadził – zgodnie z najlepszą wiedzą branżową szczegółową analizę prawdopodobieństwa uzyskania odpowiednich zasobów.
2	trudności w wyłonieniu wykonawcy prac wiertniczych oraz prac instalatorskich związanych z wykonaniem infrastruktury ciepłowniczej	Prawidłowo przeprowadzone postępowanie wyboru wykonawcy powinno praktycznie całkowicie wyeliminować możliwość wystąpienia tego czynnika ryzyka. Natomiast w Polsce jest wystarczająco dużo podmiotów, prezentujących odpowiedni poziom przygotowania fachowego i doświadczenia zawodowego.
3	wzrost kosztów inwestycji	Prawidłowo przeprowadzone postępowanie wyboru wykonawcy powinno również zagwarantować praktycznie stałą wartość wykonywanych prac, co oznacza przesunięcie ciężaru ryzyka tego czynnika na wykonawcę. Wykonawca składając ofertę powinien przewidzieć ewentualne wzrosty cen i odpowiednio do tego dobrać wartość ostateczną oferty.
4	opóźnienia/przestoje w realizacji inwestycji	Prawidłowo przeprowadzone postępowanie wyboru wykonawcy powinno praktycznie całkowicie wyeliminować możliwość wystąpienia tego czynnika ryzyka w części dotyczącej wykonawcy.
5	utrata kluczowego personelu podczas realizacji projektu	Na rynku pracy w Polsce jest szereg odpowiednio przygotowanych merytorycznie osób, które bez kłopotów objęłyby odpowiednie stanowiska przy nadzorowaniu realizacji projektu. Bez trudu będzie zatem można znaleźć odpowiednią osobę na takie stanowiska.
6	opóźnienia w doprowadzeniu urządzeń i instalacji do pełnego i niezawodnego funkcjonowania	Wybranie odpowiednio fachowego wykonawcy prac, posiadającego odpowiednie doświadczenie w prowadzeniu podobnych prac, powinno praktycznie wyeliminować ten czynnik ryzyka.
7	niższe zapotrzebowanie na energię cieplną	Spółka skupia się na poprawie efektywności wytwarzania energii oraz podłączaniu nowych odbiorców głównie zbiorowych oraz w mniejszym stopniu indywidualnych. Spadek zapotrzebowania ma charakter stały, cechujący się relatywnie niską dynamiką a więc stwarzający możliwości dostosowania się spółki do zmian zachodzących na rynku

12.4.4 Interpretacja matrycy ryzyk, w tym ocena ryzyk rezydualnych, czyli ryzyk nadal pozostałych po zastosowaniu działań zapobiegawczych i minimalizujących

Po analizie stwierdzono, że poziom ryzyka dla czynnika nr 3 i 7 jest średni, a dla pozostałych czynników jest niski. Biorąc pod uwagę działania zapobiegawcze i minimalizujące, przewidziane dla każdego ryzyka, żadnego z ryzyk nie można zakwalifikować jako ryzyka rezydualnego. Analiza ryzyka wskazuje, że poziom ryzyka, jakim jest obłożone przedsięwzięcie, jest niski.

13. STRESZCZENIE

Przedmiotem niniejszego opracowania jest kompleksowa analiza możliwości zrealizowania inwestycji polegającej na budowie ciepłowni geotermalno-biomasowej wraz z otworem zatłaczającym SIERADZ GT-2 przez Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Sieradzu. Studium to ma służyć jako załącznik do wniosku o dofinansowanie, składanego w ramach naboru w trybie konkursowym Działanie 1.1. Wspieranie wytwarzania i dystrybucji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych Poddziałanie 1.1.1. Wspieranie inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej Konkurs nr POIS.01.01.01-IW.03-00-005/19

W 2018 r. spółka osiągnęła 24 mln obrotów przy sumie bilansowej na poziomie 30,2 mln zł. Zatrudnienie w spółce wyniosło na koniec 2018 r. 96 pracowników. Zadaniem spółki jest przede wszystkim zapewnienie ciągłości i powszechnej dostępności dostaw energii cieplnej dla celów centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla Miasta Sieradza oraz gazu na cele bytowe dla odbiorców Miasta Sieradza. Niniejsze przedsięwzięcie będzie realizowane samodzielnie przez Wnioskodawcę, bez dodatkowych partnerów.

Właścicielem aktywów, powstałych w wyniku realizacji Przedsięwzięcia, będzie Wnioskodawca. W okresie trwałości przedsięwzięcia nie będą dokonane żadne zmiany w zakresie struktury własnościowej aktywów powstałych w wyniku realizacji przedsięwzięcia. Zakłada się, że takowe zmiany nie będą również dokonane w okresie do 20 lat od daty rozpoczęcia realizacji przedsięwzięcia, czyli do 2039 roku.

Przedsięwzięcie będzie polegać na budowie Ciepłowni geotermalno-biomasowej w Sieradzu, która będzie zlokalizowana na działce nr 462/2 obręb 24 przy ul. Zachodniej 2. Planowana do realizacji Ciepłownia geotermalno-biomasowa w Sieradzu wraz z otworem zatłaczającym Sieradz GT-2 będzie się mieścić w pobliżu istniejącej Ciepłowni Miejskiej nr 1, położonej przy ul. Zachodniej 2 w Sieradzu, 98-200 Sieradz. Taka lokalizacja Ciepłowni geotermalnej wynika z bezpośredniego sąsiedztwa otworu badawczo-eksploatacyjnego Sieradz GT-1, realizowanego przez Miasto Sieradz na działce nr 462/2 obręb 24 w 2018 roku.

CEL OGÓLNY PRZEDSIĘWZIĘCIA polega na poprawie jakości powietrza poprzez ograniczenie emisji zanieczyszczeń szczególnie szkodliwych dla jakości życia ludzi. Kolejnym celem na poziomie ogólnym jest wykorzystywanie ciepła systemowego z efektywnych systemów ciepłowniczych.

CELAMI SZCZEGÓŁOWYMI (BEZPOŚREDNIMI) PRZEDSIĘWZIĘCIA SĄ:

- zmniejszenie zużycia nieodnawialnej energii pierwotnej,
- uniknięcie i/lub zmniejszenie emisji CO₂.
- poprawa efektywności wykorzystania infrastruktury sieci ciepłowniczej
- pozyskanie nowych odbiorców.

Bieżąca działalność operacyjna firmy jest bezpośrednio związana z branżą ciepłowniczą, inwestor posiada praktyczne doświadczenie w realizacji projektów w zakresie ciepłownictwa. Struktura organizacyjna Wnioskodawcy jest przygotowana na organizację realizacji i następnie eksploatację przedsięwzięcia. Bezpośrednio zakres merytoryczny projektu będzie nadzorował prezes zarządu spółki.

Tabela. Harmonogram realizacji projektu:

	DATA ROZPOCZĘCIA	DATA UKOŃCZENIA
1. Studia wykonalności:	01.01.2019	30.04.2019
2. Analiza kosztów i korzyści:	nie dotyczy	nie dotyczy
3. Ocena oddziaływania na środowisko:	nie dotyczy	nie dotyczy
4. Studia projektowe:	01.12.2019	31.12.2019
5. Opracowanie dokumentacji przetargowej:	01.01.2020	31.01.2020
6. Postępowanie lub postępowania o udzielenie zamówienia:	01.02.2020	31.05.2020
7. Nabycie gruntów:	nie dotyczy	nie dotyczy
8. Zezwolenie na inwestycję:	nie dotyczy	nie dotyczy
9. Etap budowy/umowa/ dostawy urządzeń:	01.07.2020	30.06.2022
10. Etap operacyjny:	01.07.2022	nie dotyczy

Wartość brutto nakładów inwestycyjnych wynosi 76.924.202,21 zł

łącznie nakłady inwestycyjne netto to 62.540.001,80 zł.

łącznie koszty kwalifikowane to 62.530.001,80 zł.

Poziom dofinansowania 32.936.401,08 zł tj. 52,67% kosztów kwalifikowanych

W wariacie z uwzględnieniem dotacji efektywność projektu przy 4% stopie dyskontowej wynosi mierzona wartością FRR 16,2% a wartość FNPV 40,3 mln zł. Przy wsparciu dotacyjnym projekt posiada dodatnią wartość NPV przy 4% stopie dyskontowej. Należy podkreślić wyłącznie kosztowy charakter projektu – oszacowana nadwyżka to wyłącznie oszczędność kosztowa w relacji do obecnego sposobu wytwarzania ciepła za pomocą kotłów węglowych (redukcja kosztów eksploatacji i zużycia paliwa oraz oszacowanie korzyści z tyt. uniknięcia kosztów opłat z tyt. emisji CO₂).

Analiza trwałości finansowej na poziomie przedsiębiorstwa pozwala na zapewnienie odpowiednich zasobów finansowych gwarantujących trwałość finansową projektu.

Trwałość dla Wnioskodawcy z projektem jest zapewniona, gdyż przepływy liczone dla całego przedsiębiorstwa z uwzględnieniem projektu we wszystkich badanych latach wykazują dodatnie saldo. Analiza finansowa wykazuje pełną wykonalność przedsięwzięcia pod względem finansowym, a także prawidłowe funkcjonowanie przedsięwzięcia oraz Wnioskodawcy w analizowanym okresie, to jest do 2039 roku.

Przeprowadzona analiza wrażliwości projektu wskazuje, że dwa z głównych parametrów ekonomicznych przedsięwzięcia - koszty operacyjne oraz nakłady inwestycyjne przy zmianie wartości o 1% przyczyniają się do większych niż 1% zmian wartości FNPV /zmiennie krytyczne/.

Po przeprowadzonej analizie ryzyka stwierdzono, że poziom ryzyka dla dwóch z 7 badanych czynników ryzyka jest średni, a dla pozostałych czynników jest niski. Biorąc pod uwagę działania zapobiegawcze i minimalizujące, przewidziane dla każdego ryzyka, żadnego z ryzyk nie można zakwalifikować jako ryzyka rezydualnego. Analiza ryzyka wskazuje, że poziom ryzyka, jakim jest obciążone przedsięwzięcie, jest niski.