

SUPLEMENT - KONCEPCJA TECHNICZNO EKONOMICZNA

**BUDOWA ŹRÓDŁA CIEPŁA O MOCY DO 20MWt, ZASTĘPUJĄCEGO
DO 2030 ROKU MOCE JEDNOSTEK NA PALIWO WĘGLOWE
W SYSTEMIE CIEPŁOWNICZYM MIASTA CIECHANOWA.**

Tytuł projektu: „Budowa źródła ciepła o mocy do 20MWt, zastępującego do 2030 roku moce jednostek na paliwo węglowe w systemie ciepłowniczym miasta Ciechanowa dla wskazanej lokalizacji przy ul. Augustańskiej na terenie miasta Ciechanowa.

***Inwestor: Elektrociepłownia Ciechanów Spółka z o. o.
06-400 Ciechanów, ul. Tysiąclecia 18***



***Opracowanie: „JUWA” Sp. z o.o.,
15-182 Białystok, ul. Gen. S. Sosabowskiego 22***

Białystok Luty 2024r.

Spis treści

1.	Wstęp.....	5
1.1	Cel i zakres opracowania.....	5
2.	Warianty modernizacyjne.....	6
2.1	Wariant IV - modernizacja istniejących kotłów węglowych w celu spełnienia norm emisyjnych od 1 stycznia 2030 roku.....	6
2.2	Wariant V – Budowa kotłowni o mocy cieplnej 15,0MW w paliwie 17,44MW w oparciu o jeden kocioł opalany biomasą zlokalizowaną przy ul. Augustiańskiej oraz budowa instalacji kogeneracyjnej o mocy elektrycznej ok. 0,999MWel i mocy cieplnej Ht+Lt 1,163MWth opalanej gazem ziemnym w zabudowie kontenerowej zlokalizowanej przy ul. Opinogórskiej.....	14
3.	Wstępna analiza techniczno - ekonomiczna wariantów budowy nowego źródła ciepła ze wskazaniem optymalnego.....	21
3.1	Dobór optymalnych źródeł finansowania inwestycji.....	21
3.2	Analiza ekonomiczno – finansowa zaproponowanych rozwiązań.....	22
3.3	Wstępne analizy – warianty z dotacją - zestawienie lata 2028 -2062.....	35
3.4	Wstępne analizy – warianty bez dotacji - zestawienie lata 2028 -2045.....	38
3.5	Przedstawienie i szczegółowe opisanie harmonogramu rzeczowo – finansowego realizacji inwestycji.....	43
3.6	Analizy dla wszystkich wariantów.....	49
	Sposób wykorzystania istniejącej infrastruktury technicznej.....	49
3.7	Analiza rynku dla produktów energetycznych, surowców i nośników energetycznych.....	53
3.8	Analiza trendów świadectw pochodzenia, analiza bez wsparcia.....	54
3.9	Analiza trendów cen energii elektrycznej.....	54
3.10	Analiza trendów cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.....	55
3.11	Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko.....	57
3.12	Analiza trendu zmian w ustawie o efektywności energetycznej.....	58
3.13	Analiza ryzyka.....	58
3.14	Analiza instytucjonalna.....	58
3.15	Analiza prawna wykonalności inwestycji.....	58
3.16	Porównanie wariantów budowy nowego źródła ciepła w Elektrociepłowni Sp. z o.o. w Ciechanowie.....	59
4.	Wnioski.....	66

Spis tabel

Tabela nr 1. Zestawienie standardów emisyjnych wraz z okresem ich obowiązywania.....	7
Tabela nr 2. Zakres modernizacji instalacji oczyszczania spalin do 31.12.2029r.....	7
Tabela nr 3. Charakterystyka źródła ciepła – plan produkcji energii cieplnej i elektrycznej na rok 2028.....	12
Tabela nr 4. Elektrociepłownia Sp. z o.o. - Bilans mocy, energii i opału – plan na 2028r.....	12
Tabela nr 5. Elektrociepłownia Sp. z o.o. - Emisja zanieczyszczeń – wariant IV stan na 2028r.....	13
Tabela nr 6. Charakterystyka źródła ciepła - Wariant V.....	19
Tabela nr 7. Bilans mocy, energii i opału - Wariant V.....	19
Tabela nr 8. Redukcja emisji zanieczyszczeń - Wariant V.....	20
Tabela nr 9. Koszty inwestycyjne oraz źródła finansowania.....	22
Tabela nr 10. Produkcja energii elektrycznej w systemie ciepłowniczym w latach 2022-2028.....	22
Tabela nr 11. Koszty energii elektrycznej - bilans zużycia, produkcji i zakupu energii elektrycznej w latach 2022- 2028.....	23
Tabela nr 12. Przychody energii elektrycznej - bilans produkcji i sprzedaży energii elektrycznej w latach 2022- 2028.....	24

Tabela nr 13.	Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej – Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant I.	24
Tabela nr 14.	Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej – Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant IA.	25
Tabela nr 15.	Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej – Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant IB.	25
Tabela nr 16.	Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej – Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant II.	25
Tabela nr 17.	Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej – Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant IIA.	26
Tabela nr 18.	Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej – Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant IIB.	26
Tabela nr 19.	Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej – Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant III.	26
Tabela nr 20.	Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej – Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant IV.	27
Tabela nr 21.	Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej – Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant V.	27
Tabela nr 22.	Zestawienie kosztów opału.	28
Tabela nr 23.	Zestawienie kosztów eksploatacyjnych produkcji energii cieplnej.	29
Tabela nr 24.	Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO ₂ i kosztu produkcji energii - WARIANT I.	31
Tabela nr 25.	Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO ₂ i kosztu produkcji energii - WARIANT IA.	31
Tabela nr 26.	Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO ₂ i kosztu produkcji energii - WARIANT IB.	32
Tabela nr 27.	Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO ₂ i kosztu produkcji energii - WARIANT II.	32
Tabela nr 28.	Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO ₂ i kosztu produkcji energii - WARIANT IIA.	33
Tabela nr 29.	Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO ₂ i kosztu produkcji energii - WARIANT IIB.	33
Tabela nr 30.	Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO ₂ i kosztu produkcji energii - WARIANT III.	34
Tabela nr 31.	Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO ₂ i kosztu produkcji energii - WARIANT IV.	34
Tabela nr 32.	Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO ₂ i kosztu produkcji energii - WARIANT V.	35
Tabela nr 33.	Wstępna analiza finansowa –Wariant I.	35
Tabela nr 34.	Wstępna analiza finansowa –Wariant IA.	36
Tabela nr 35.	Wstępna analiza finansowa –Wariant IB.	36
Tabela nr 36.	Wstępna analiza finansowa –Wariant II.	36
Tabela nr 37.	Wstępna analiza finansowa –Wariant IIA.	37
Tabela nr 38.	Wstępna analiza finansowa –Wariant IIB.	37
Tabela nr 39.	Wstępna analiza finansowa – Wariant III - zestawienie lata 2028 -2045.	37
Tabela nr 40.	Wstępna analiza finansowa –Wariant V.	38
Tabela nr 41.	Wstępna analiza finansowa –Wariant I.	38
Tabela nr 42.	Wstępna analiza finansowa –Wariant IA.	39
Tabela nr 43.	Wstępna analiza finansowa –Wariant IB.	39

Tabela nr 44.	Wstępna analiza finansowa –Wariant II.	40
Tabela nr 45.	Wstępna analiza finansowa –Wariant IIA.	40
Tabela nr 46.	Wstępna analiza finansowa –Wariant IIB.	41
Tabela nr 47.	Wstępna analiza finansowa –Wariant III.	41
Tabela nr 48.	Wstępna analiza finansowa –Wariant IV.	42
Tabela nr 49.	Wstępna analiza finansowa –Wariant V.	42
Tabela nr 50.	Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant I, IA.	43
Tabela nr 51.	Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant IB.	44
Tabela nr 52.	Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant II, IIA.	45
Tabela nr 53.	Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant IIB.	46
Tabela nr 54.	Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant III.	47
Tabela nr 55.	Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant IV.	48
Tabela nr 56.	Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant V.	48
Tabela nr 57.	Prognoza uprawnień emisji CO2 - zestawienie lata 2023-2034 – Dla wariantów I, IA, IB , II, IIA, IIB , III, V.	55
Tabela nr 58.	Prognoza uprawnień emisji CO2 - zestawienie lata 2023-2034 –Wariant IV.	55
Tabela nr 59.	Zestawienie emisji zanieczyszczeń oraz opłat za korzystanie ze środowiska.	56
Tabela nr 60.	Porównanie wariantów budowy nowego źródła ciepła w Elektrociepłowni Sp. z o.o. w Ciechanowie.	59
Tabela nr 61.	Charakterystyka nowego źródła ciepła – porównanie wariantów.	59
Tabela nr 62.	Przewidywane do uzyskania efekty ekologiczne projektu przedstawiono w tabeli poniżej. 61	
Tabela nr 63.	Porównanie wariantów budowy nowego źródła ciepła.	62

Spis wykresów

Wykres nr 1	Zużycie paliwa (gaz ziemny, wodór).	60
Wykres nr 2	Zużycie paliwa (olej opałowy, biomasa, węgiel).	60
Wykres nr 3	Energia w paliwie, energia cieplna i elektryczna.	60
Wykres nr 4	Cena jednostkowa 1GJ energii cieplnej.	63
Wykres nr 5	Porównanie redukcji emisji CO2.	63
Wykres nr 6	Porównanie redukcji zużycia energii pierwotnej.	63
Wykres nr 7	Porównanie dynamicznego wskaźnika kosztów redukcji CO2.	64
Wykres nr 8	Porównanie kosztów inwestycyjnych.	64
Wykres nr 9	Porównanie przychodów i kosztów eksploatacyjnych.	64
Wykres nr 10	Porównanie dynamicznego wskaźnika wzrostu kosztów produkcji energii cieplnej i elektrycznej.	65
Wykres nr 11	Koszt zakupu uprawnień do emisji CO2.	65
Wykres nr 12	Porównanie wskaźnika NPV.	65
Wykres nr 13	Porównanie wskaźnika IRR.	66
Wykres nr 14	Porównanie wariantów pod względem przyjętych kryteriów	72

1. Wstęp.

1.1 Cel i zakres opracowania.

Niniejsze opracowanie jest suplementem „**Koncepcji techniczno – ekonomicznej Budowy źródła ciepła o mocy do 20MWt, zastępującego do 2030r. moce jednostek na paliwo węglowe w systemie ciepłowniczym miasta Ciechanowa**” mającym na celu wskazanie koniecznych do prowadzenia dalszej działalności ciepłowniczej prac modernizacyjnych dotyczących istniejących kotłów węglowych w celu spełnienia obowiązujących ciepłownię standardów emisyjnych zawartych w *Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) [2015/2193](#) z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (dyrektywa MCP)*.

Zakres niezbędnych prac przewidzianych do realizacji ze względu na modernizację instalacji oczyszczania spalin kotłów opalanych miałem węglowym opisano w **Wariantcie IV**.

Ponadto z uwagi na „*Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Ciechanów*”, przyjęte Uchwałą Nr 309/XXIV/2016 Rady Miasta Ciechanów z dnia 27 października 2016 r. w niniejszym opracowaniu przedstawiono wariant budowy nowego źródła ciepła w oparciu o spalanie biomasy wraz z instalacją wysokosprawnej kogeneracji w zabudowie kontenerowej opalaną gazem ziemnym -**Wariant V**.

2. Warianty modernizacyjne.

2.1 Wariant IV - modernizacja istniejących kotłów węglowych w celu spełnienia norm emisyjnych od 1 stycznia 2030 roku.

Przeprowadzone w ostatnich latach działania modernizacyjne istniejących kotłów węglowych oraz instalacji oczyszczania spalin spowodowały ograniczenie zainstalowanej mocy cieplnej w taki sposób, aby ciepłownia należała do średnich źródeł spalania paliw, czyli zainstalowana moc cieplna kotłów (wynikająca z zasady łączenia) wynosiła poniżej 50MW.

Zrealizowana w 2019r. modernizacja kotła wodnego WR-25 nr 3 na kocioł o ścianach szczelnych WR-12M (13,9MW) wraz z instalacją odpalania spalin była jednym z działań mających na celu przejście ciepłowni z obowiązujących ją restrykcyjnych wymagań standardów emisyjnych (Dyrektywa IED) dla dużych źródeł spalania do średnich źródeł (MCP) spalania paliw (zainstalowana moc cieplna poniżej 50MW).

Kotły wodne zostały zmodernizowane w następującym zakresie:

- ✓ kocioł KW1 wyposażony jest w nową instalację odpylania gwarantującą emisję pyłów poniżej 100mg/Nm³ przy 6% zawartości tlenu w spalinach. Instalacja składa się z odpylaczy przelotowych i baterii bicyklonów z filtrem workowym produkcji ZUK „Stąporków” S.A.
- ✓ kocioł KW2 wyposażony jest w nową instalację odpylania gwarantującą emisję pyłów poniżej 30mg/Nm³ przy 6% zawartości tlenu w spalinach. Instalacja składa się z odpylaczy wstępnych typu MOS oraz filtra workowego
- ✓ kocioł wodny KW3 w roku 2019 został przebudowany na ściany szczelne, obniżona została zainstalowana moc cieplna do 12,0MW. Kocioł został wyposażony w nową instalację odpylania spalin z zastosowaniem filtra workowego gwarantującego emisję pyłów poniżej 30mg/Mm3 przy 6% zawartości tlenu w spalinach.

Kotły parowe KP1 i KP2 mają zmodernizowaną w 2021r. instalację odpylania z zastosowaniem wspólnego filtra workowego, zapewniającą emisję poniżej 100mg/Nm³ przy 6% zawartości tlenu w spalinach.

Kotły parowe OR-10 nr 1 i 2:

- ✓ - filtr mechaniczny – szt.2,
- ✓ - iltr workowy typ PO-210202, 120 worków,
- ✓ - skuteczność całego układu odpylania – 98%,

Kocioł biomasowy parowy KB1:

- ✓ - filtr elektrostatyczny (elektrofiltr) typ 19017, AIC Birstono – 1 szt,
- ✓ - skuteczność całego układu odpylania – 97%,

Obecnie Spółkę obowiązują standardy emisyjne określone w pozwoleniu zintegrowanym z dnia 15.05.2023r. nr WRS-GOŚ.6222.2.2023 wydanym przez Starostwo Powiatowe w Ciechanowie. Poniżej w tabeli zestawiono standardy emisyjne określone dla przedsiębiorstwa w w/w pozwoleniu zintegrowanym łącznie z okresem ich obowiązywania.

Tabela nr 1. Zestawienie standardów emisyjnych wraz z okresem ich obowiązywania.

LP.	Źródło emisji	Oznaczenie	Emitor	do 31.12.2024r.			od 01.01.2025 do 31.12.2029r.			od 01.01.2030r.		
				SO ₂	NO _x	Pył	SO ₂	NO _x	Pył	SO ₂	NO _x	Pył
1	Kocioł parowy OR-10 Nr1	KP1	A1	1500	400	100	1100	400	100	1100	400	50
2	Kocioł parowy OR-10 Nr2	KP2	A1	1500	400	100	1100	400	100	1100	400	50
3	Kocioł wodny WR-25M Nr 1	KW1	A1	1500	400	100	1100	400	100	1100	400	50
4	Kocioł wodny WR-25M Nr 2	KW2	A1	1500	400	100	1100	400	100	400	400	50
5	Kocioł wodny WR-12M Nr 3	KW3	A1	1500	400	100	1100	400	100	1100	400	50
6	Kocioł parowy biomasowy KB1	KB1	A2	200	300	30	200	300	30	200	300	30

W związku obowiązującym pozwoleniem zintegrowanym do 31.12.2029r należy dostosować instalację:

- ✓ - odpylania dla dwóch kotłów parowych OR-10 nr 1 i nr 2 o mocy cieplnej w paliwie 6,5MW oraz modernizację instalacji odpylania dla kotła wodnego WR-25 nr 1 o mocy cieplnej w paliwie 20,0MW - obecnie 100mg/Nm³ po modernizacji poniżej 50mg/Nm³
- ✓ - odsiarczania dla kotła WR-25 nr 2 o mocy cieplnej w paliwie 29,0MW – obecnie 1100mg/Nm³ po modernizacji poniżej 400mg/Nm³

Tabela nr 2. Zakres modernizacji instalacji oczyszczania spalin do 31.12.2029r.

LP.	Źródło emisji	Oznaczenie	Emitor	obecnie zapewnione standardy			od 01.01.2030r.			modernizacja instalacji do 31.12.2029		
				SO ₂	NO _x	Pył	SO ₂	NO _x	Pył	SO ₂	NO _x	Pył
1	Kocioł parowy OR-10 Nr1	KP1	A1	1100	400	100	1100	400	50			X
2	Kocioł parowy OR-10 Nr2	KP2	A1	1100	400	100	1100	400	50			X
3	Kocioł wodny WR-25M Nr 1	KW1	A1	1100	400	100	1100	400	50			X
4	Kocioł wodny WR-25M Nr 2	KW2	A1	1100	400	30	400	400	50	X		
5	Kocioł wodny WR-12M Nr 3	KW3	A1	1100	400	30	1100	400	50			
6	Kocioł parowy biomasowy KB1	KB1	A2	200	300	30	200	300	30			

W ramach modernizacji instalacji odpylania przewidziano następujące prace:

- demontaż istniejącej instalacji odpylania kotłów węglowych,
- dobór i dostawa nowej kompletnej instalacji odpylania i odsiarczania dla kotłów parowych OR-10 i kotła wodnego WR-25,
- montaż i uruchomienie dostarczonych instalacji,
- pomiary emisji pyłu i SO₂.

Realizacja wariantu IV pozwoli na redukcję emitowanych do atmosfery zanieczyszczeń, tj. pyłu, dwutlenku siarki oraz dotrzymanie standardów emisyjnych po 1 stycznia 2030 roku określonych w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) [2015/2193](#) z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (dyrektywa MCP).

Modernizacja instalacji odpylania kotłów parowych R-10 nr 1 i OR-10 Nr 2 oraz kotła wodnego WR-25 Nr 1 poprzez zastosowanie filtrów workowych.

Z uwagi na konieczność dostosowania instalacji odpylania do obowiązujących przepisów w wariantcie założono produkcję energii cieplnej z instalacji węglowych na poziomie z planowanego roku 2026-2027 wynoszącą ok. 116 471,35GJ/rok(5994,44Mg/rok). Rozdział produkowanej energii cieplnej z węgla przyjęto proporcjonalnie jak w roku 2022.

W związku z tym ilość energii produkowanej przez kotły objęte modernizacją instalacji odpylania wynosi:

- ✓ Kotły parowe OR-10 nr 1 i Nr 2 każdy o mocy 6,5MW– 6 828,2GJ/r. – 351,43Mg/r.
- ✓ Kocioł wodny WR-25 - M nr 1 o mocy 20MW – 26 836,0 GJ/r. – 1 381,2Mg/r.

oraz instalacją odsiarczania wynosi:

✓ Kocioł wodny WR-25 nr 2 o mocy 29MW – 50 222,3GJ/r. – 2 584,8Mg/r.

Powyższe wartości opału przyjęto przy obliczaniu efektu ekologicznego w postaci redukcji emisji pyłu i siarki.

System regenerujący składa się z dysz przedmuchujących i zbiornika sprężonego powietrza, zaworów elektromagnetycznych, systemu sterowania i regulacji ciśnienia.

Instalacja odpylania spalin

W ramach powyższego wariantu nr IV projektuje się indywidualny układ odpylania spalin dla każdego kotła objętego modernizacją działający w układzie dwustopniowym, składający się z:

I stopień odpylania wstępnego –multicyklon-jego zadaniem jest oddzielenie grubych frakcji powodujących nadmierne zużycie erozyjne instalacji. Zabezpiecza on urządzenia II stopnia odpylania przed szybkim zużyciem, a tym samym obniża koszty eksploatacyjne i ma wpływ na żywotność instalacji. Odbiór pyłu z lejów zsypowych realizowany do odzūżlacza ślimakowego.

II stopień odpylania – filtr workowy wraz z wentylatorami spalin oraz przenośnikiem pyłu. Przewiduje się wymianę wentylatorów spalin ze względu na wzrost oporów oraz niewystarczająca moc elektryczną.

Kompletna instalacja odpylająca zostanie posadowiona na zewnątrz budynku kotłowni. Przewiduje się adaptację istniejących fundamentów pod zaprojektowane urządzenia oraz projektuje się wymianę wraz z dostosowaniem przekroju kanałów spalin od filtrów workowych do istniejącego komina z uwzględnieniem pracy pozostałych kotłów na odcinkach wspólnych.

W celu wydłużenia żywotności instalacji oraz zapewnienia pracy powyżej punktu rosy, nowe kanały spalin oraz urządzenia będą izolowane termicznie za pomocą wełny mineralnej o odpowiedniej grubości z poszyciem w postaci blachy ocynkowanej.

Instalacje oparte na technologii filtrów workowych są jednymi z najskuteczniejszych, jeżeli chodzi o skuteczność i wydajność odpylania spalin. Zasada działania jest bardzo prosta: w filtrze workowym pulsacyjnym, druciana siatka chroni worki filtracyjne przed zapadnięciem się podczas normalnej filtracji. Gazy spalinowe przechodzą od zewnątrz worka przez tkaninę filtracyjną, oddzielone cząstki stałe formują placek filtracyjny na powierzchni worka. Czyszczenie worków filtracyjnych jest realizowane poprzez wprowadzanie kontrolowanych impulsów sprężonego powietrza do każdego worka filtracyjnego przez układ rury i kryzy zamontowany tuż powyżej worka. Te krótkotrwałe impulsy powietrza wychodzą z kryzy i przepływają w dół worka filtracyjnego. Zakumulowany pył (placek filtracyjny) jest usuwany poprzez powstałą falę uderzeniową i spada do lejów zsypowych. Pył jest transportowany z lejów przez system transportowy do ewentualnego wykorzystania lub utylizacji.

Systemy sterowania układów odpylania opartych na filtrach workowych zapewnią obsłudze elastyczność, umożliwiającą wybór najskuteczniejszych kombinacji trybów pracy i sposobów oczyszczania, tak by zmaksymalizować dostępność i zminimalizować koszty eksploatacyjne.

Instalacja odsiarczania spalin dla kotła WR-25 nr 2

W energetyce cieplnej najbardziej rozpowszechnione **metody odsiarczania spalin** o wysokiej skuteczności to:

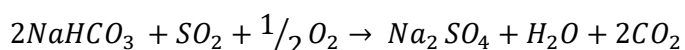
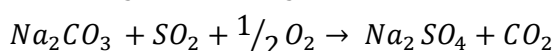
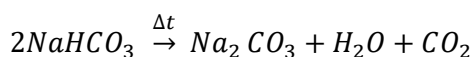
- - odsiarczanie metodą mokrą wapienno-gipsową,
- - wapienne metody półsuche i suche.

Metoda mokra pozwala na zastosowanie taniego sorbentu w postaci mączki kamienia wapiennego, a zbywalnym produktem odsiarczania jest gips, co jest szczególnie istotne przy dużych instalacjach o wysokim czasie wykorzystania. Instalacje oparte na metodzie mokrej wymagają jednak znacznych nakładów inwestycyjnych związanych z realizacją, obok części absorpcyjnej, magazynów sorbentu i gipsu, budowy układów wytwarzania zawiesiny sorbentu, odwadniania gipsu i oczyszczania ścieków. Technologia wymaga znacznych ilości wody i energii, a ubocznym efektem pracy instalacji są wysoko zasolone ścieki. Metoda mokra ma głównie zastosowanie w przypadku dużych obiektów energetycznych.

Metody półsuche wymagają zastosowania droższego sorbentu – najczęściej stosowanym jest wapno palone CaO lub hydratyzowane Ca(OH)₂. Na rynku są również obecne technologie magnezowe z udziałem magnezytu i bazujące na wodzie amoniakalnej. Wyższe koszty eksploatacyjne instalacji półsuchych związane z zastosowaniem droższego sorbentu są rekompensowane przez niższe niż w metodzie mokrej nakłady inwestycyjne oraz możliwość realizacji jednoczesnego odsiarczania oraz głębokiego odpylania. Metody półsuche nie powodują powstawania ścieków technologicznych, a jedynie odpadów stałych wymagających zagospodarowania.

Projektuje się zastosowanie technologii odsiarczania spalin tzw. **metodą suchą**. Sucha technologia odsiarczania spalin polega na wdmuchiwanie do kanałów spalin gazów sorbetu, który wiąże związki siarki tworząc produkt uboczny, który odbierany jest wraz z popiołem. Metoda bazuje na reakcji kwaśnych składników spalin (HCl, HF, SO₂, SO₃) z węglowodanem sodu Na₂CO₃. Możliwe jest również zastosowanie innego środka jakim jest wodorotlenek wapnia Ca(OH)₂, jednak jego reaktywność jest znacznie niższa niż Na₂CO₃. Sorbentem w metodzie suchej może być również wodorowęglan sodu NaHCO₃ tzw. bikarbonat sodowy. Bikarbonat sodu jest związkiem bardziej reaktywnym niż węglan sodu a na jego reaktywność wpływa proces aktywacji prowadzony w podwyższonej temperaturze ok. (140oC). Termiczna aktywacja bikarbonatu sodu, odbywa się poprzez utworzenie nowego produktu reakcji (węglan sodu) o rozwiniętej powierzchni, który następnie wchodzi w reakcję z SO₂.

Przebieg oraz schemat reakcji jest następujący:



Zalety technologii suchego odsiarczania spalin:

- ✓ niższe nakłady inwestycyjne niż w przypadku metod mokrych i półsuchych,
- ✓ mniejsze zużycie energii i wody,
- ✓ mniejsze zapotrzebowanie na teren pod instalację,
- ✓ prosta budowa instalacji – krótki termin realizacji inwestycji,
- ✓ łatwe transportowanie i składowanie odpadów,
- ✓ suchy produkt końcowy i brak ścieków,
- ✓ mniejsza korozyjność instalacji

Instalacje od odsiarczania spalin proponuje się zamontować w nowym budynku zlokalizowanym obok istniejącej kotłowni węglowej „za kotłem WR-25 nr 3”. Przewidywana powierzchnia zabudowy budynku instalacji odsiarczania oraz magazynu sorbentu to ok. 60m² o wysokości ok. 7m.

Surowy produkt wodorowęglan sodu/węglan sodu może być dostarczany w workach (25/1000kg) typu big-bag lub autocysternami.

Instalacja odsiarczania obejmuje system montowania big – bagów na specjalnej ramie z wanną zasypową. Transport środka do kanału spalin odbywa się za pomocą sprężonego powietrza przy pomocy dmuchawy. Pobierane powietrze przed kontaktem z sorbentem podgrzewane jest za pomocą podgrzewacza elektrycznego. Odpowiednia ilość sorbentu z worka big -bag dozowana jest poprzez ślimak dozujący, współpracujący z rozdrabniaczem. Na wannie zasypowej zamontowany został wibrator do strzepywania środka osadzonego na ściankach. Surowy rozdrobiony środek porywany jest przez sprężone powietrze i następnie poprzez zawór celkowy wprowadzany jest przewodem do kanału spalinowego bezpośrednio przez filtr workowy.

Zakres wariantu IV modernizacji instalacji odpylania (kotły parowe OR-10 nr 1 i nr 2, kocioł wodny WR-25 nr 1) i odsiarczania (kocioł WR-25 nr 2) obejmuje:

- ✓ Dokumentacja - wykonanie dokumentacji technicznej indywidualnych instalacji odpylania dla trzech kotłów oraz instalacji odsiarczania dla kotła wodnego WR-25 nr 2 – projektów wykonawczych i podwykonawczych,
- ✓ ***Instalacja odpylania spalin:***
 - wykonanie robót demontażowych istniejącej instalacji oczyszczania spalin dla kotłów parowych nr 1 i nr 2 oraz kotła wodnego WR-25 nr 1, oraz niezbędne roboty budowlane (adaptacja fundamentów pod montowane urządzenia i towarzyszące roboty budowlane)
 - dostawa i montaż wszystkich elementów instalacji odpylania spalin: filtrów workowych, multicyklonów, wentylatorów spalin, przenośników pyłu, kanałów spalin od kotła do kolektora. Izolacja termiczna oraz zabezpieczenie antykorozyjne,
 - wymiana (dostawa i montaż) wraz z dostosowaniem przekroju kanałów spalin od filtrów do istniejącego komina odcinkach wspólnych. Izolacja termiczna oraz zabezpieczenie antykorozyjne,

-
- dostawa i montaż AKPiA (Zasilanie elektryczne, automatyka i sterowanie, montaż elektryczny, montaż instalacji kablowych),
 - ✓ **Instalacja odsiarczania spalin:**
 - budowa budynku na potrzeby instalacji odsiarczania oraz magazynu sorbentu,
 - dostawa i montaż instalacji odsiarczania: rama podtrzymująca z workiem big-bag, wanna zasypowa z lejem i ręczna zasuwa nożową, wibrator do strzepywania środka, rozdrabniacz, ślimak dozujący wraz z wentylacją, zawór celkowy, dmuchawa powietrza, podgrzewacz elektryczny, zawór wtrysku środka pomocniczego, czujnik poziomu środka, czujniki ciśnienia;
 - dostawa i montaż AKPiA (Zasilanie elektryczne, automatyka i sterowanie, montaż elektryczny, montaż instalacji kablowych),
 - próby i uruchomienia instalacji odpylania, oraz instalacji odsiarczania, testy oraz optymalizacje. Regulacja wyciągu spalin, pomiary emisji pyłów i siarki. Przekazanie do eksploatacji.
 - nadzór inwestorski i autorski oraz promocja projektu.

Tabela nr 3. Charakterystyka źródła ciepła – plan produkcji energii cieplnej i elektrycznej na rok 2028.

Lp.	Wyszczególnienie	Rok	Moc nominalna	Moc zamówiona	Rodzaj opalu	Rodzaj energii	Zużycie opalu	WU	Energia w paliwie	Produkcja energii cieplnej	Produkcja energii elektrycznej	Potrzeby własne PEC [GJ/rok]		Sprawność produkcji	Zakup energii	Energia dostarczona do sieci	Sprzedaż energii	Straty ciepła	Sprawność przesyłu		
			MW	MW			Mg, m3/rok	GJ/Mg, m3	GJ/rok	GJ/rok	MWh/rok	zużycie w CC	cele admin.	%	GJ/rok	GJ/rok	GJ/rok	GJ/rok	%		
	Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. ul. Tysiąclecia 18	2028	75,900	76,167	miał	energia cieplna	5 994,44	22,29	133 644,69	116 471,35	0,00	7 052,00	0,00	87,15%	4 500,00	520 227,00	456 177,00	64 050,00	87,69%		
			7,340			gaz kogeneracja	energia cieplna/elek.	4 722 439,27	0,037	175 448,06	76 976,53									18 580,80	82,00%
			1,341			gaz kogeneracja	energia cieplna/elek.	742 178,05	0,037	27 573,4	12 437,2									2 825,74	
			13,000		biomasa	kondensacja	25 600,56	10,500	268 805,89	16 005,60	-									86,00%	
						energia cieplna/elek.			196 516,80	6 294,00											
						biomasa	energia cieplna	11 558,27	10,500	104 371,20	0,00										
			106,881	76,167			-	726 833,90	522 779,00	27 700,54	7 052,00	0,00	84,63%	4 500,00	520 227,00	456 177,00	64 050,00				

Tabela nr 4. Elektrociepłownia Sp. z o.o. - Bilans mocy, energii i opał u – plan na 2028r.

Miesiąc	Zużycie opału				Energia chemiczna w paliwie					Wartość opałowa			Bilans energii cieplnej					Kotły - miał	Produkcja kocioł wodny biomasa 8,0MW				Produkcja energii - silnik gazowy 0,530MWe(0,648MWc)			
	Miał - energia wodna	Biomasa kocioł wodny	Gaz kogeneracja	Biomasa kocioł parowy	Razem	Miał - energia wodna	Biomasa kocioł wodny	Gaz kogeneracja	Biomasa kocioł parowy	Miał	Gaz	Biomasa	sprzedaż	straty ciepła	potrzeby własne	Razem	zakup energii		Produkcja energii wodnej w CC	Biomasa - kocioł wodny do wniosku	MAX Produkcja energii (cieplnej)	Ilość godzin pracy kotła	Obciążenie kotła	Produkcja energii (cieplnej)	Produkcja energii (cieplnej)	Produkcja energii (elektrycznej)
	Mg	Mg	m3	Mg	GJ	GJ	GJ	MWh	GJ	GJ/Mg	kWh/m3	GJ/Mg	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ		GJ	GJ	GJ	GJ	godzin/m-c	%	GJ	MWh
I	1 640,68	2 372,89	610 214,69	3 286,45	102 299,14	36 578,61	24 915,35	6 297,42	34 507,76	22,29	10,320	10,500	76 687,00	10 767,00	1 235,00	88 689,00	0,00	88 689,00	31 878,26	21 427,20	21 427,20	744,00	100,00%	1735,60	482,11	394,32
II	1 030,89	2 143,26	551 135,07	2 968,41	82 343,56	22 983,36	22 504,19	5 687,71	31 168,30	22,29	10,320	10,500	63 890,00	8 970,00	1 240,00	74 100,00	0,00	74 100,00	20 030,00	19 353,60	19 353,60	720,00	100,00%	1567,64	435,46	356,16
III	443,28	2 372,89	610 214,69	3 286,45	75 603,35	9 882,83	24 915,35	6 297,42	34 507,76	22,29	10,320	10,500	59 245,00	8 318,00	914,00	68 477,00	0,00	68 477,00	8 612,89	21 427,20	21 427,20	744,00	100,00%	1735,60	482,11	394,32
IV	655,34	0,00	606 873,79	2 900,67	51 330,68	14 610,74	0,00	6 262,94	30 457,00	22,29	10,320	10,500	41 420,00	5 815,00	702,00	47 937,00	500,00	47 437,00	12 733,26	0,00	0,00	0,00	0,00%	1679,62	466,56	381,60
V	0,00	0,00	388 673,56	0,00	4 011,11	0,00	0,00	4 011,11	0,00	22,29	10,320	10,500	6 225,00	874,00	285,00	7 384,00	900,00	6 484,00	0,00	0,00	0,00	744,00	100,00%	0,00	0,00	0,00
VI	0,00	0,00	128 660,64	553,85	7 143,17	0,00	0,00	1 327,78	5 815,40	22,29	10,320	10,500	6 225,00	874,00	75,00	7 174,00	900,00	6 274,00	0,00	0,00	0,00	744,00	100,00%	0,00	0,00	0,00
VII	0,00	0,00	128 201,09	553,85	7 138,43	0,00	0,00	1 323,04	5 815,40	22,29	10,320	10,500	6 225,00	874,00	61,00	7 160,00	900,00	6 260,00	0,00	0,00	0,00	744,00	100,00%	0,00	0,00	0,00
VIII	0,00	0,00	129 317,14	553,85	7 149,95	0,00	0,00	1 334,55	5 815,40	22,29	10,320	10,500	6 225,00	874,00	95,00	7 194,00	900,00	6 294,00	0,00	0,00	0,00	744,00	100,00%	0,00	0,00	0,00
IX	0,00	0,00	484 260,86	1 734,12	23 205,87	0,00	0,00	4 997,57	18 208,30	22,29	10,320	10,500	19 540,00	2 744,00	225,00	22 509,00	400,00	22 109,00	0,00	0,00	0,00	744,00	100,00%	568,24	157,84	129,10
X	168,62	0,00	609 977,31	3 286,45	44 562,12	3 759,40	0,00	6 294,97	34 507,76	22,29	10,320	10,500	36 225,00	5 086,00	395,00	41 706,00	0,00	41 706,00	3 276,32	0,00	0,00	744,00	100,00%	1735,60	482,11	394,32
XI	533,06	2 296,35	606 873,79	3 190,01	75 754,17	11 884,53	24 111,63	6 262,94	33 495,07	22,29	10,320	10,500	59 500,00	8 355,00	700,00	68 555,00	0,00	68 555,00	10 357,37	20 736,00	20 736,00	720,00	100,00%	1679,62	466,56	381,60
XII	1 522,57	2 372,89	610 214,69	3 286,45	99 665,74	33 945,22	24 915,35	6 297,42	34 507,76	22,29	10,320	10,500	74 770,00	10 499,00	1 125,00	86 394,00	0,00	86 394,00	29 583,26	21 427,20	21 427,20	744,00	100,00%	1735,60	482,11	394,32
2025	5 994,44	11 558,27	5 464 617,32	25 600,56	580 207,29	133 644,69	121 361,86	56 394,85	268 805,89				456 177,00	64 050,00	7 052,00	527 279,00	4 500,00	522 779,00	116 471,35	104 371,20	104 371,20	3 624,00		12 437,52	3 454,87	2 825,74

Produkcja energii - silniki gazowe proj. 0,999MWe(1,163MWc)+1,99MWe(2,379MWc)				Sprawność produkcji				Całkowita produkcja energii w kogeneracji	Potrzeby własne - kocioł parowy	Produkcja energii cieplnej w kogeneracji 9,5MW	kondensacja 2,6MW	Sprawność pracy turbiny	Serwis	Ilość godzin pracy	Moc turbiny	Produkcja energii elektrycznej	Sprzedaż energii elektrycznej	Produkcja energii elektrycznej netto	Obciążenie kotła parowego	Obciążenie turbiny	Dni w miesiącu	Sprawność produkcji energii elektrycznej odniesiona do energii w paliwie Biomasa	Sprawność kogeneracji
Produkcja energii (cieplnej)	Produkcja energii (cieplnej)	Produkcja energii elektrycznej	Ilość godzin pracy	Miał - kotły wodne	Biomasa - kocioł wodny	Biomasa - kogeneracja	Gaz - silniki gazowy																
GJ	MWh	MWh	godzin/m-c	%	%	%	%	GJ	GJ	GJ	GJ	%	godzin/m-c	godzin/m-c	MWeł	MWh	MWh	MWh	%	%		%	%
8 203,14	2 278,65	2 008,80	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	29 676,67	1 553,47	25 444,80	0,00	89,00%		744,00	1,00	744,00	361,18	662,16	100,00%	90,9%	31	6,91%	80,64%
7 408,47	2 057,91	1 814,40	672,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	26 804,74	1 403,14	22 982,40	2 757,89	89,00%		672,00	1,00	672,00	326,23	598,08	100,00%	90,9%	28	6,91%	80,64%
8 203,14	2 278,65	2 008,80	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	29 676,67	1 553,47	25 444,80	3 053,38	89,00%		744,00	1,00	744,00	361,18	662,16	100,00%	90,9%	31	6,91%	80,64%
8 203,14	2 278,65	2 008,80	720,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	26 193,02	1 353,02	22 161,60	2 659,39	89,00%		720,00	1,03	744,00	361,18	662,16	90,00%	93,9%	30	7,83%	80,59%
6 484,00	1 801,11	1 488,00	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	89,00%	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,0%	31	0,00%	0,00%
2 191,60	608,78	480,00	720,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	5 001,24	249,24	4 082,40	0,00	89,00%		720,00	0,26	186,00	90,29	165,54	16,58%	23,5%	30	10,25%	80,45%
2 177,60	604,89	480,00	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	5 001,24	249,24	4 082,40	0,00	89,00%		744,00	0,25	186,00	90,29	165,54	16,04%	22,7%	31	10,25%	80,45%
2 211,60	614,33	480,00	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	5 001,24	249,24	4 082,40	0,00	89,00%		744,00	0,25	186,00	90,29	165,54	16,04%	22,7%	31	10,25%	80,45%
7 291,68	2 025,47	1 785,60	720,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	15 659,14	776,74	12 722,40	1 526,69	89,00%		720,00	0,83	600,00	291,27	534,00	51,67%	75,8%	30	10,56%	80,43%
8 195,90	2 276,64	2 008,80	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	29 676,67	1 553,47	25 444,80	3 053,38	89,00%		744,00	1,00	744,00	361,18	662,16	100,00%	90,9%	31	6,91%	80,64%
8 203,14	2 278,65	2 008,80	720,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	28 805,76	1 503,36	24 624,00	2 954,88	89,00%		720,00	1,03	744,00	361,18	662,16	100,00%	93,9%	30	7,12%	80,63%
8 203,14	2 278,65	2 008,80	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	29 676,67	1 553,47	25 444,80	0,00	89,00%		744,00	1,00	744,00	361,18	662,16	100,00%	90,9%	31	6,91%	80,64%
76 976,53	21 382,37	18 580,80	8 760,00					231 173,07	11 997,87	196 516,80	16 005,60		744,00	8 016,00		6 294,00	3 055,45	5 601,66	65,9%	65,6%	365,00	7,50%	80,61%

Tabela nr 5. Elektrociepłownia Sp. z o.o. - Emisja zanieczyszczeń – wariant IV stan na 2028r.

EMISJE ZANIECZYSZCZEN -ROK 2028								Opłata środowiskowa	
Nr kotła	Zużycie opału	Substancja		Wskaźnik [kg/Mg]	Emisja roczna	Współczynnik toksyczności	Emisja	Jedn. Stawka	Wysokość opłaty
	Mg/rok; m3/rok	Jednostka	Rodzaj						
Kotły parowe OR10	Prod. En.ciepłnej	kg/Mg	SO2	7,200	2,530	1,00	2,530	0,61	1 543,46
	6 828,17	kg/Mg	Nox	4,000	1,406	0,50	0,703	0,61	857,48
	[GJ/rok]	kg/Mg	Pył	0,451	0,158	0,50	0,079	0,41	64,97
	Zużycie opału [Mg/ro 351,43	kg/Mg	CO	10,000	3,514	0,00	0,000	0,12	421,71
		kg/Mg	CO2	1889,071	663,869	0,00	0,000	0,34	0,00
		kg/Mg	B-a-P	0,002	0,001	0,00	0,000	439,37	247,05
		kg/Mg	sadza	0,058	0,020	0,00	0,000	1,68	34,08
Kocioł wodny WR 25M Nr1		Prod. En.ciepłnej	kg/GJ	SO2	0,317	8,494	1,00	8,494	0,61
	26 835,97	kg/GJ	Nox	0,136	3,638	0,50	1,819	0,61	2 219,30
	[GJ/rok]	kg/GJ	Pył	0,016	0,416	0,50	0,208	0,41	170,66
	Zużycie opału [Mg/ro 1 381,17	kg/GJ	CO	0,016	0,439	0,00	0,000	0,12	52,72
		kg/Mg	CO2	1889,071	2 609,128	0,00	0,000	0,34	0,00
		kg/Mg	B-a-P	0,000	0,001	0,00	0,000	439,37	242,74
		kg/Mg	sadza	0,029	0,040	0,00	0,000	1,68	66,97
Kotły wodne WR 25 Nr2		Prod. En.ciepłnej	kg/GJ	SO2	0,061	3,084	1,00	3,084	0,61
	50 222,31	kg/GJ	Nox	0,097	4,847	0,50	2,423	0,61	2 956,60
	[GJ/rok]	kg/GJ	Pył	0,007	0,375	0,50	0,188	0,41	153,77
	Zużycie opału [Mg/ro 2 584,80	kg/GJ	CO	0,015	0,750	0,00	0,000	0,12	90,01
		kg/Mg	CO2	1889,071	4 882,865	0,00	0,000	0,34	0,00
		kg/Mg	B-a-P	0,000	0,001	0,00	0,000	439,37	454,27
		kg/Mg	sadza	0,029	0,075	0,00	0,000	1,68	125,32
Kotły wodne WR 25 Nr 3		Prod. En.ciepłnej	kg/GJ	SO2	0,180	5,878	1,00	5,878	0,61
	32 584,90	kg/GJ	Nox	0,078	2,546	0,50	1,273	0,61	1 552,89
	[GJ/rok]	kg/GJ	Pył	0,007	0,243	0,50	0,122	0,41	99,77
	Zużycie opału [Mg/ro 1 677,05	kg/GJ	CO	0,009	0,281	0,00	0,000	0,12	33,69
		kg/Mg	CO2	1889,071	3 168,068	0,00	0,000	0,34	0,00
		kg/Mg	B-a-P	0,000	0,001	0,00	0,000	439,37	294,74
		kg/Mg	sadza	0,029	0,048	0,00	0,000	1,68	81,31
Kogeneracja gazowa 0,648MW		Prod. En.ciepłnej [GJ/ro]	kg/m3	SO2	0,00002	0,09989	1,00	0,100	0,61
	203 021,46	kg/m3	Nox	0,00494	26,97137	0,50	13,486	0,61	16 452,53
	Zużycie opału [m3/ro 5 464 617,32	kg/m3	CO	0,00205	11,18804	0,00	0,000	0,12	1 342,56
		kg/m3	CO2	2,02616	11 072,16280	0,00	0,000	0,34	0,00
Biomasa	Prod. En.ciepłnej	kg/Mg	SO2	0,038	1,41	1,00	1,412	0,61	861,34
	390 167,75	kg/Mg	Nox	1,041	38,68	0,50	19,341	0,61	23 596,23
	Zużycie opału 37 158,83 [m3/rok]	kg/Mg	Pył	5,000	7,43	0,50	3,716	0,41	3 047,02
		kg/Mg	CO	0,137	5,09	0,00	0,000	0,12	610,89
		kg/GJ	CO2	101,100	39 445,96	0,00	0,000	0,34	0,00
		RAZEM EMISJE			SO2		21,498	1,00	21,498
			Nox		78,090	0,50	39,045	0,61	47635,03
			Pył		8,625	0,50	4,312	0,41	3536,20
			CO		21,263	0,00	0,000	0,12	2551,60
			CO2*		22 396,093	0,00	0,000	0,34	0,00
			B-a-P		0,003	0,00	0,000	439,37	1238,80
			sadza		0,183	0,00	0,000	1,68	307,68
					22 525,7559		64,8560		68 383,36
opłata za bezp. przydział CO2 -									0,00
									68 383,36

REDUKCJA ZANIECZYSZCZEŃ - WARIANT IV

Substancja	2027	2028	Redukcja	
	Mg/rok	Mg/rok	Mg/rok	%
SO ₂	26,74	21,50	5,25	19,62%
Nox	78,02	78,09	-0,07	-0,09%
Pył	9,19	8,62	0,57	6,15%
CO	21,25	21,26	-0,01	-0,05%
CO ₂	22 396,09	22 396,09	0,00	0,00%
Ba-P	0,00	0,00	0,00	0,00%
Sadza	0,18	0,18	0,00	0,00%
Emisja równoważna	70,35	64,86	5,49	7,808%

Obliczenia emisji zanieczyszczeń po modernizacji wykonano na podstawie:

-istniejących wskaźników zanieczyszczeń w Centralnej Ciepłowni przy spalaniu mialu węglowego oraz gazu ziemnego.

Przewidywane nakłady finansowe na realizację przedsięwzięcia wg wariantu IV wynoszą ok. 21 602,0 tys. zł.

2.2 Wariant V – Budowa kotłowni o mocy cieplnej 15,0MW w paliwie 17,44MW w oparciu o jeden kocioł opalany biomasą zlokalizowaną przy ul. Augustiańskiej oraz budowa instalacji kogeneracyjnej o mocy elektrycznej ok. 0,999MW_{el} i mocy cieplnej H_t+L_t 1,163MW_{th} opalanej gazem ziemnym w zabudowie kontenerowej zlokalizowanej przy ul. Opinogórskiej.

Przedsięwzięcie będzie polegało na budowie kotłowni o mocy cieplnej ok. 15,0MW w oparciu o jeden kocioł opalany biomasą, zlokalizowaną na działce o nr. geod. 789/1 przy ul. Augustiańskiej oraz budowie instalacji wysokosprawnej kogeneracji o mocy elektrycznej ok. 0,999MW_{el} i mocy cieplnej H_t+L_t 1,163MW_{th} opalanej gazem ziemnym w zabudowie kontenerowej zlokalizowanej na działce o nr. geod. 4302/24 przy ul. Opinogórskiej.

Przedsięwzięcie zlokalizowane przy ul. przy ul. Augustiańskiej polega na budowie kotłowni w oparciu o kocioł opalany biomasą o mocy znamionowej ok. 15,0MW wraz z ekonomizerem suchym oraz kondensacyjnym, układem magazynowania i podawania paliwa, odprowadzeniem spalin i odpopielaniem oraz kompletną instalacją technologiczno-hydrauliczną. Ponadto wybudowany zostanie magazyn biomasy z podłoga ruchomą wyposażony w urządzenia do przygotowywania i podawania paliwa.

Kocioł opalany biomasą pracować będzie w sezonie grzewczym przez **ok. 4300 godz./rok** i produkować **ok. 80 168,9 GJ/rok**. Kocioł na biomasę w sezonie grzewczym będzie produkować energię cieplną na potrzeby centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej.

Budowa instalacji wysokosprawnej kogeneracji na paliwo gazowe - budowa układu będzie polegała na montażu agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej ok. 0,999 MW_{el} i mocy cieplnej H_t+L_t 1,163 MW_{th} w oparciu o spalanie gazu ziemnego zabudowie kontenerowej zlokalizowanej na działce o nr. geod. 4302/24 przy ul. Opinogórskiej.

Powyższa instalacja pracować będzie w sezonie grzewczym **ok. 3 6000 godz./rok** i produkować **ok. 21 302,44GJ/rok** energii cieplnej oraz **ok. 5 082,91 MWh/rok** energii elektrycznej.

Razem produkcja energii w wariantcie V wynosi:

- - **101 471,35GJ energii cieplnej,**
- - **5 082,91MWh energii elektrycznej.**

Lokalizacja źródła ciepła opalanego biomasą przewidziana jest na działce o nr. geod. 789/1 przy ul. Augustiańskiej w Ciechanowie.

Zakres rzeczowy inwestycji obejmuje budowę budynku kotłowni wraz z wiatą magazynową, budowę komina, budowę wewnętrznych i zewnętrznych instalacji sanitarnych i elektrycznych oraz zagospodarowanie terenu kotłowni.

Dane techniczne kotła przedstawiają się następująco:

Moc kotła w paliwie	-	17,44 MW
Moc zainstalowana	-	15,0 MW
Maksymalne ciśnienie wody	-	1,6 MPa

Maksymalna temperatura wody wylotowej z kotła	-	150 °C
Minimalna temperatura wody zasilającej kocioł		70 °C
Temperatura spalin na wylocie przy mocy max		160 - 180°C
Sprawność kotła dla $W_d = 8,0$ MJ/kg przy założonej wilgotności paliwa 50% i mocy kotła 15,0 MW		$\geq 86 \%$,

Paliwo – biomasa

Kaloryczność paliwa przy wilgotności 50%	-	$Q_r - 8000$ kJ/kg
Wilgotność paliwa	-	35 – 60%
Zawartość popiołu	-	1,5 – 3,5 %

Przewidywana roczna produkcja energii cieplnej - ***ok. 80 168,9 GJ***

Przewidywana dyspozycyjność kotła - ***ok. 4 300 godz./rok***

Projektowany kocioł wodny – opalany biomasą, rusztowy, w technologii ścian szczelnych o mocy $17,44$ MW_{th} – w paliwie. Komora spalania znajduje się w dolnej części kotła, nad rusztem, strefa zapłonu paliwa wykonana z wymurówki z cegieł ceramicznych. Do komory spalania jest doprowadzona biomasa (biomasa leśna) oraz powietrze pierwotne i wtórne. Kocioł wykonany będzie w technologii ścian szczelnych. Doprowadzenie powietrza do procesu spalania, będzie realizowane przez wentylatory powietrza pierwotnego i wtórnego. Kocioł wyposażony będzie w olejowy palnik rozpałkowy uruchamiany przez operatora.

W celu podwyższenia efektywności wytwarzania energii cieplnej na wylocie spalin z kotła na biomasę zostanie zabudowany ekonomizer suchy - wymiennik ciepła spaliny/woda oraz ekonomizer kondensacyjny w celu odzysku energii cieplnej zawartej w spalinach wylotowych z kotła. Spaliny, powstałe na skutek utlenienia biomasy na ruszcie, po przepływie przez kocioł, będą skierowane do układu odpylającego. Wyposażenie systemu odpylającego w multicyklon i elektrofiltr pracujące w zespole ze sprawnością min. 99 %. Zakłada się utrzymanie stężenia pyłu na poziomie ≤ 25 mg/Nm³ (przy tlenie 6%). Ciąg spalin zapewni wentylator wyciągowy, który skieruje spaliny do przypisanego niezależnego komina ze stali nierdzewnej. Popioły z układu odpylania będą skierowane do zbiornika popiołu a żużel z rusztu kotła powstały z procesu spalania, na istniejące składowisko żużla.

Technologia kotła biomasowego wyposażona będzie w instalację kondensacji spalin, która umożliwi odzysk energii cieplnej pochodzącej z kondensacji strumienia spalin wychodzących z kotła. Ponadto instalacja ta przyczyni się do redukcji emisji pyłu, który zostanie zatrzymany w płuczce, co przełoży się na wzrost skuteczności instalacji odpylania.

Z uwagi na montaż instalacji kondensacji spalin, kocioł będzie miał możliwość spalania biomasy tj. zrębków drzewnych niższej jakości (tj. o niższej wartości opałowej) i wyższej wilgotności (ponad 50%), pochodzącej z odpadów leśnych i tartacznych. Zastosowanie instalacji kondensacji spalin umożliwi odzysk energii cieplnej, z kolei przełoży się na obniżenie kosztu zakupu paliwa, a w konsekwencji na obniżenie całkowitych kosztów eksploatacyjnych.

W projekcie przewiduje się zastosowanie pneumatycznego systemu samooczyszczania kotła, który ma za zadanie strzepywanie pyłów z rur kotłowych po stronie spalin, w efekcie czego wydłuży się czas pracy kotła między kolejnymi odstawieniami w celu oczyszczenia powierzchni wymiany ciepła.

Dla kotła przewidziano dwie pompy obiegowe - jedna podstawowa, druga jako pompa rezerwowa. W kotłowni przewidziano również pompownię na potrzeby sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istniejącym systemem ciepłowniczym.

Produkcja energii ciepłej będzie kontrolowana w dyspozytorni oraz na zdalnych urządzeniach (ethernet), zgodnie z nadanymi uprawnieniami dla poszczególnych pracowników.

Przewiduje się, że kocioł biomasowy będzie pracował ok. **4 300** godzin w ciągu roku z obciążeniem zależnym od zapotrzebowania na ciepło i produkował ok. **80 168,91** GJ/rok

Kocioł na biomasę wraz z wentylatorami podmuchowymi, wygarniaczami popiołu, instalacją oczyszczania i odprowadzania spalin, ekonomizerem suchym oraz kondensacyjnym, podajnikami paliwa umieszczone zostaną w nowo wybudowanym budynku. Zrębki, w które zasilany będzie kocioł magazynowane będą w wiacie. Wiata zostanie wyposażona w podłogę ruchomą, z której opał transportowany będzie przez przenośniki do kotła.

Sterowanie pracą kotłów i urządzeń podających paliwo realizowane będzie poprzez układ automatyki - dostarczany razem z kotłem z szafy zasilającej wyposażonej w regulator mikroprocesorowy. Wszystkie zastosowane materiały, urządzenia, armatura i inne elementy będą nowymi, nie pochodzącymi z leasingu ani nie używane wcześniej w jakikolwiek inny sposób.

Magazyn biomasy

Magazyn biomasy wykonany zostanie w postaci boksu żelbetowego zabudowanego zadaszeniem i ścianami oddzielającymi, z systemem przenośników do transportu biomasy leśnej do paleniska kotła przez 24/dobę. Magazyn będzie wyposażony w urządzenie do rozdrabniania zbrylonej biomasy leśnej (w okresie zimowym) gwarantujące stabilną pracę napaliwiania i paleniska. Paliwo biomasowe wymagać będzie stałego monitorowania w zakresie ryzyka pożaru.

Przyłącza sanitarne i energetyczne

Teren działki pod projektowaną inwestycję przy ul. Augustiańskiej jest niezagospodarowany, zarośnięty przez samosiejki oraz jest to terenu nieuzbrojony.

W ramach przedsięwzięcia planowane jest doprowadzenie wszystkich mediów na potrzeby projektowanej kotłowni:

- ✓ - przyłącze wodno – kanalizacyjne (sanitarne, deszczowe)
- ✓ - przyłącze ciepłownicze jako wyprowadzenie energii ciepłej i połączenie jej z istniejącym systemem ciepłowniczym,
- ✓ - przyłącze elektroenergetyczne.

Zakres robót wg wariantu V:

1. Dokumentacja projektowa:

- ✓ Projekt kotłowni na biomasę, hala kotła, technologia kotłowni i instalacje wewnętrzne kotłowni (wod.-kan., ogrzewania, wentylacji, elektryczna), instalacje zewnętrzne przyłącza (wod.-kan., sieć cieplna, elektryczne), magazyn przygotowania i składowania biomasy.
- ✓ Projekt budowlany instalacji kogeneracyjnej silnika gazowego wraz z instalacjami wewnętrznymi: wod.-kan., ogrzewania, wentylacji, elektryczna, gazowa; oraz z przyłączami: wod.-kan., sieć cieplna, elektryczna i gazowa.

2. Kotłownia opalana biomasą.

- ✓ Budowa budynku kotłowni na biomasę wraz z instalacjami wewnętrznymi, przykotłowego magazynu wraz z podłogą ruchomą.
- ✓ Dostawa i montaż kotła wodnego (o mocy cieplnej paleniska ok.17,44MW, moc cieplna ok.15,0MW), opalanych biomasą wraz z układem przygotowania i podawania paliwa do kotłów: podłoga ruchoma z przenośnikiem hydraulicznym, kłapa odcinająca, popychacz oraz układ p. poż., Dostawa i montaż ekonomizera suchego oraz kondensacyjnego wraz z niezbędnymi instalacjami.
- ✓ Dostawa i montaż układu odpopielania: podajnik do usuwania popiołów, kanały do usuwania popiołów, kontener popiołu.
- ✓ Dostawa i montaż układu odprowadzania i oczyszczania spalin: instalacja kominowa z kanałami spalin, multicyklon, elektrofiltr, wentylator wyciągowy i recyrkulacyjny spalin.
- ✓ Instalacja technologiczno – hydrauliczna kotła na biomasę: system pomp oraz wymienników, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje. Pompownia na potrzeby pracy sieci cieplnej.
- ✓ Dostawa i montaż AKPiA - kompletny układ automatyki i opomiarowania kotła wraz z szafą automatyki łącznie ze sterownikami, niezbędnym oprogramowaniem i sprzętem komputerowym i systemem wizualizacji pracy instalacji, wraz ze stanowiskiem obsługi. Ujednolicenie i kompatybilność z istn. systemem AKPiA istn. kotłowni.
- ✓ Budowa magazynu biomasy - roboty konstrukcyjne i ogólnobudowlane.
- ✓ Budowę niezbędnych przyłączy: wodociągowe, kanalizacyjne, elektroenergetyczne, sieci cieplnej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym (2x ϕ 200/315mm, dł. ok. L=1200mb)
- ✓ Zagospodarowanie terenu kotłowni i magazynu opału: roboty budowlane dróg dojazdowych. p. poż, oświetlenie zewnętrzne.

3. Budowa instalacji kogeneracyjnej w zabudowie kontenerowej.

- ✓ Przygotowanie podbudowy pod płytę oraz budowa płyty fundamentowej na potrzeby kontenera kogeneracyjnego
- ✓ Dostawa i montaż kompletnego agregatu kogeneracyjnego (mocy elektrycznej ok. 0,999MWel i mocy cieplnej Ht+Lt 1,163MWth). Kontener, wentylatory obiegu

powietrza, zbiornik oleju smarowniczego, instalacja oleju smarowniczego z pompą olejową, instalacja płynu chłodniczego z pompą. Układ chłodzenia i produkcji ciepłej wody z bloku silnika – chłodnica dachowa z naczyniem wyrównawczym, moduł kogeneracyjny odzysku ciepła z bloku silnika, armatura i orurowanie, wymiennik płytowy separacyjny z płynem chłodniczym. Instalacja technologiczno – hydrauliczna.

- ✓ Układ odprowadzenia spalin – czopuch, komin z fundamentem i konstrukcją wsporczą. Tłumik do agregatu.
- ✓ Budowa stacji transformatorowej (budynek +fundament). Przyłącze elektroenergetyczne do agregatu, wykonanie wewnętrznej instalacji elektrycznej. Dostawa transformatora.
- ✓ Wykonanie instalacji AKPiA - PktLAN), szafa zasilania potrzeb własnych, szafa wyłącznika głównego, instalacje bezpieczeństwa, detekcja wycieku gazu i sterowanie zaworem bezpieczeństwa, okablowanie, instalacje nn., sygnalizacja i monitoring, układy pomiarowo-rozliczeniowe wytworzonej energii elektrycznej, ciepłej i zużytego gazu.
- ✓ Budowę niezbędnych przyłączy: wodociągowe, kanalizacyjne, przyłącze sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym.
- ✓ Budowa stacji gazowej oraz przyłącza do agregatu, wewnętrzna instalacja gazowa.
- ✓ Zagospodarowanie terenu, ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.

4. Próby, rozruch, uruchomienie i osiągnięcie założonych parametrów, instrukcja obsługi.

5. -Nadzór nad realizacją projektu - Inżynier kontraktu (Inwestor Zastępczy)

Przewidywane nakłady finansowe na realizację przedsięwzięcia wg wariantu V wynoszą ok. 63 762,0 tys. zł.

Tabela nr 6. Charakterystyka źródła ciepła - Wariant V.

Lp.	Wyszczególnienie	Rok	Moc nominalna	Moc zamówiona	Rodzaj opalu	Rodzaj energii	Zużycie opalu	WU	Energia w paliwie	Produkcja energii cieplnej	Produkcja energii elektrycznej	Potrzeby własne PEC [GJ/rok]		Sprawność produkcji	Zakup energii	Energia dostarczona do sieci	Sprzedaż energii	Straty ciepła	Sprawność przesyłu											
			MW				Mg, m3/rok	GJ/Mg, m3		GJ/rok	GJ/rok	MWh/rok	zuzycie w CC	cele admin.	%	GJ/rok	GJ/rok	GJ/rok	GJ/rok	%										
	Elektrociepłownia Ciechanów Sp. z o.o. ul. Tysiąclecia 18	2028	69,400	76,167	miał	energia cieplna	772,01	22,29	17 211,70	15 000,00	0,00	7 052,00	0,00	87,15%	4 500,00	520 227,00	456 177,00	64 050,00	87,69%											
			gaz kogeneracja			energia cieplna/elek.	4 722 439,27	0,037	175 448,06	76 976,53	18 580,80			82,00%																
					gaz kogeneracja	energia cieplna/elek.	742 178,05	0,037	27 573,40	12 437,52	2 825,74			82,00%																
			biomasa			kondensacja	25 600,56	10,500	268 805,89	16 005,60	-			86,00%																
					energia cieplna/elek.	11 558,27	10,500	121 361,86	196 516,80	6 294,00	86,00%																			
			1x silnik gazowy ul. Opinogórska		2,562	gaz kogeneracja	energia cieplna/elek.	1 320 946,58	0,037	48 293,81	21 302,44			5 082,91						82,00%										
							biomasa	energia cieplna	8 878,06	10,500	93 219,66			80 168,91						-	86,00%									
			17,44																											
							120,385	76,167						-						751 914,39	522 779,00	32 783,45	7 052,00	0,00	85,22%	4 500,00	520 227,00	456 177,00	64 050,00	

Tabela nr 7. Bilans mocy, energii i opatu - Wariant V.

Miesiąc	Ilość opatu						Energia chemiczna w paliwie						Wartość opałowa			Bilans energii cieplnej						Kotły - miał	Augustańska- kocioł biomasa 1x15,0MW			
	Miał - energia wodna	Biomasa kocioł wodny	Augustańska- kocioł biomasa 1x15,0MW	Gaz kogeneracja- Opiniogórska	Gaz kogeneracja	Biomasa kocioł parowy	Razem	Augustańska- kocioł biomasa 1x15,0MW	Gaz kogeneracja- Opiniogórska	Miał - energia wodna	Biomasa kocioł wodny	Gaz kogeneracja	Biomasa kocioł parowy	Miał	Gaz	Gaz	Biomasa	sprzedaż	straty ciepła	potrzeby własne	Razem		zakup energii	Produkcja energii wodnej w CC	Produkcja energii cieplnej	Ociążenie kotła
-	Mg	Mg	Mg	m3	m3	Mg	GJ	GJ	GJ	GJ	MWh	GJ	GJ/Mg	GJ/m3	kWh/m3	GJ/Mg	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ	GJ	%
I	772,01	2 372,89	1 524,17	193 157,28	610 214,69	3 286,45	122 371,15	16 003,82	7 061,83	17 211,70	24 915,35	6 297,42	34 507,76	22,29	0,037	10 320	10 500	76 687,00	10 767,00	1 235,00	88 689,00	0,00	88 689,00	15 000,00	13 763,28	34,26%
II	0,00	2 143,26	1 906,59	174 464,64	551 135,07	2 968,41	100 545,83	20 019,15	6 378,43	0,00	22 504,19	5 687,71	31 168,30	22,29	0,037	10 320	10 500	63 890,00	8 970,00	1 240,00	74 100,00	0,00	74 100,00	0,00	17 216,47	47,44%
III	0,00	2 372,89	608,85	193 157,28	610 214,69	3 286,45	95 548,55	6 392,91	7 061,83	0,00	24 915,35	6 297,42	34 507,76	22,29	0,037	10 320	10 500	59 245,00	8 318,00	914,00	68 477,00	0,00	68 477,00	0,00	5 497,91	13,68%
IV	0,00	0,00	1 076,27	186 926,40	606 873,79	2 900,67	71 388,49	11 300,88	6 834,03	0,00	0,00	6 262,94	30 457,00	22,29	0,037	10 320	10 500	41 420,00	5 815,00	702,00	47 937,00	500,00	47 437,00	0,00	9 718,76	25,00%
V	0,00	0,00	0,00	0,00	388 673,56	0,00	14 440,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 011,11	0,00	22,29	0,037	10 320	10 500	6 225,00	874,00	285,00	7 384,00	900,00	6 484,00	0,00	0,00	
VI	0,00	0,00	0,00	0,00	128 660,64	553,85	10 595,40	0,00	0,00	0,00	0,00	1 327,78	5 815,40	22,29	0,037	10 320	10 500	6 225,00	874,00	75,00	7 174,00	900,00	6 274,00	0,00	0,00	
VII	0,00	0,00	0,00	0,00	128 201,09	553,85	10 578,32	0,00	0,00	0,00	0,00	1 323,04	5 815,40	22,29	0,037	10 320	10 500	6 225,00	874,00	61,00	7 160,00	900,00	6 260,00	0,00	0,00	
VIII	0,00	0,00	0,00	0,00	129 317,14	553,85	10 619,79	0,00	0,00	0,00	0,00	1 334,55	5 815,40	22,29	0,037	10 320	10 500	6 225,00	874,00	95,00	7 194,00	900,00	6 294,00	0,00	0,00	
IX	0,00	0,00	0,00	0,00	484 260,86	1 734,12	36 199,56	0,00	0,00	0,00	0,00	4 997,57	18 208,30	22,29	0,037	10 320	10 500	19 540,00	2 744,00	225,00	22 509,00	400,00	22 109,00	0,00	0,00	
X	0,00	0,00	178,7	193 157,28	609 977,31	3 286,45	64 419,07	187,60	7 061,83	0,00	0,00	6 294,97	34 507,76	22,29	0,037	10 320	10 500	36 225,00	5 086,00	395,00	41 706,00	0,00	41 706,00	0,00	161,34	0,40%
XI	0,00	2 296,35	813,16	186 926,40	606 873,79	3 190,01	95 525,53	8 538,22	6 834,03	0,00	24 111,63	6 262,94	33 495,07	22,29	0,037	10 320	10 500	59 500,00	8 355,00	700,00	68 555,00	0,00	68 555,00	0,00	7 342,87	18,89%
XII	0,00	2 372,89	2 931,15	193 157,28	610 214,69	3 286,45	119 932,71	30 777,07	7 061,83	0,00	24 915,35	6 297,42	34 507,76	22,29	0,037	10 320	10 500	74 770,00	10 499,00	1 125,00	86 394,00	0,00	86 394,00	0,00	26 468,28	65,88%
2027	772,01	11 558,27	8 878,06	1 320 946,58	5 464 617,32	25 600,56	751 914,39	93 219,66	48 293,81	17 211,70	121 361,86	56 394,85	268 805,89					456 177,00	64 050,00	7 052,00	527 279,00	4 500,00	522 779,00	15 000,00	80 168,91	

Opiniogórska-silnik 1x1,163MWc +0,999MWc			Produkcja kocioł wodny biomasa 8,0MW						Produkcja energii - silnik gazowe proj. 0,999MWc(1,163MWc)+1,999MWc(2,379MWc) +0,530MWc(0,648MWc)						Sprawność produkcji															
Produkcja energii(ciepłej)	Produkcja energii(ciepłej)	Produkcja energii elektrycznej	Biomasa - kocioł wodny do wniosku	MAX Produkcja energii(ciepłej)	Ilość godzin pracy kotła	Obciążenie kotła	Produkcja energii(ciepłej)	Produkcja energii(ciepłej)	Produkcja energii elektrycznej	Ilość godzin pracy	Miał - kalory wodne	Biomasa - kocioł wodny	Biomasa - kogeneracja	Gaz - silnik gazowy	Całkowita produkcja energii w kogeneracji	Potrzeby własne - kocioł parowy	Produkcja energii cieplnej w kogeneracji 9,5MW	kondensacja 2,6MW	Sprawność pracy turbin	Service	Ilość godzin pracy	MWel	MWh	MWh	MWh	Obciążenie kotła parowego	Obciążenie turbin	Dni w miesiącu	Sprawność produkcji energii elektrycznej (obciążenie kotła parowego w paliwie-biomasa)	Sprawność kogeneracji
GJ	MWh	MWh	GJ	GJ	godzin/m-c	%	GJ	MWh	MWh	godzin/m-c	%	%	%	%	GJ	GJ	GJ	GJ	%	godzin/m-c	godzin/m-c	MWel	MWh	MWh	MWh	%	%	%	%	%
3 114,98	865,27	743,26	21 427,20	21 427,20	744,00	100,00%	9 938,74	2 760,76	2 403,12	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	29 676,67	1 553,47	25 444,80	0,00	89,00%	0,00	744,00	1,00	744,00	361,18	662,16	100,00%	90,9%	31	6,91%	80,64%
2 813,53	781,54	671,33	19 353,60	19 353,60	672,00	100,00%	8 976,12	2 493,37	2 170,56	672,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	26 804,74	1 403,14	22 982,40	2 757,89	89,00%	0,00	744,00	1,00	672,00	326,23	598,08	100,00%	90,9%	28	6,91%	80,64%
3 114,98	865,27	743,26	21 427,20	21 427,20	744,00	100,00%	9 938,74	2 760,76	2 403,12	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	29 676,67	1 553,47	25 444,80	3 053,38	89,00%	0,00	744,00	1,00	744,00	361,18	662,16	100,00%	90,9%	31	6,91%	80,64%
3 014,50	837,36	719,28	0,00	0,00	720,00		9 882,75	2 745,21	2 390,40	720,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	26 193,02	1 353,02	22 161,60	2 659,39	89,00%	0,00	744,00	1,03	744,00	361,18	662,16	90,00%	93,9%	30	7,83%	80,59%
			0,00	0,00	0,00		6 484,00	1 801,11	1 488,00	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	89,00%	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,0%	31	0,00%	0,00%
			0,00	0,00	0,00		2 191,60	608,78	480,00	720,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	5 001,24	249,24	4 082,40	0,00	89,00%	0,00	720,00	0,26	186,00	90,29	165,54	16,58%	23,5%	30	10,25%	80,45%
			0,00	0,00	0,00		2 177,60	604,89	480,00	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	5 001,24	249,24	4 082,40	0,00	89,00%	0,00	744,00	0,25	186,00	90,29	165,54	16,04%	22,7%	31	10,25%	80,45%
			0,00	0,00	0,00		2 211,60	614,33	480,00	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	5 001,24	249,24	4 082,40	0,00	89,00%	0,00	744,00	0,25	186,00	90,29	165,54	16,04%	22,7%	31	10,25%	80,45%
			0,00	0,00	0,00		7 859,91	2 183,31	1 914,70	720,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	15 659,14	776,74	12 722,40	1 526,69	89,00%	0,00	720,00	0,83	600,00	291,27	534,00	51,67%	75,8%	30	10,56%	80,43%
3 114,98	865,27	743,26	0,00	0,00	744,00		9 931,51	2 758,75	2 403,12	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	29 676,67	1 553,47	25 444,80	3 053,38	89,00%	0,00	744,00	1,00	744,00	361,18	662,16	100,00%	90,9%	31	6,91%	80,64%
3 014,50	837,36	719,28	20 736,00	20 736,00	720,00	100,00%	9 882,75	2 745,21	2 390,40	720,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	28 905,74	1 503,36	24 624,00	2 954,88	89,00%	0,00	720,00	1,03	744,00	361,18	662,16	100,00%	93,9%	30	7,12%	80,53%
3 114,98	865,27	743,26	21 427,20	21 427,20	744,00	100,00%	9 938,74	2 760,76	2 403,12	744,00	87,15%	86,00%	86,00%	82,00%	29 676,67	1 553,47	25 444,80	0,00	89,00%	0,00	744,00	1,00	744,00	361,18	662,16	100,00%	90,9%	31	6,91%	80,64%
21 302,44	5 917,34	5 082,91	104 371,20	104 371,20	5 088,00		89 414,05	24 837,24	21 466,54	8 760,00					231 173,67	11 997,87	196 516,80	16 005,60		744,00	8 016,00	6 294,00	3 055,45	5 601,66	65,9%	65,6%	36,50	7,50%	80,61%	

Tabela nr 8. Redukcja emisji zanieczyszczeń - Wariant V.

WARIANT V EMISJE zanieczyszczeń - STAN na 2028r.								Opłata środowiskowa		
RODZAJ OPALU	Zużycie opalu m3/rok Mg/rok		Substancja		Wskaźnik	Emisja roczna Mg/rok	Współczynnik toksyczności	Emisja Równoważna	Opłata	
			Jednostka	Rodzaj					jedn. Stawka zł/kg	Wysokość opłaty [zł]
BIOMASA	483 387,41 GJ/rok 46 036,90 Mg/rok	kg/Mg	SO2	0,038	1,75	1,00	1,749	0,61	1 067,14	
		kg/Mg	Nox	1,041	47,92	0,50	23,962	0,61	29 233,89	
		kg/Mg	Pył	5,000	9,21	0,50	4,604	0,41	3 775,03	
		kg/Mg	CO	0,137	6,31	0,00	0,000	0,12	756,85	
		kg/GJ	CO2	101,100	48 870,47	0,00	0,000	0,34	0,00	
gaz ziemny	6 785 563,90	kg/m3	SO2	0,000	0,124040	1,00	0,124	0,61	75,66	
		kg/m3	Nox	0,005	33,491077	0,50	16,746	0,61	20 429,56	
		kg/m3	CO	0,002	13,892492	0,00	0,000	0,12	1 667,10	
		kg/m3	CO2	2,026	13 748,606	0,00	0,000	0,34	0,00	
Miał węgla kamiennego	772,01	kg/Mg	SO2	4,209	3,25	1,00	3,250	0,61	1 982,30	
		kg/Mg	Nox	2,062	1,59	0,50	0,796	0,61	971,28	
		kg/Mg	Pył	0,293	0,23	0,50	0,113	0,41	92,84	
		kg/Mg	CO	0,830	0,64	0,00	0,000	0,12	76,88	
		kg/Mg	CO2	1 889,071	1 458,38	0,00	0,000	0,34	0,00	
		kg/Mg	B-a-P	0,000	0,0004	0,00	0,000	439,37	159,54	
		kg/Mg	Sadza	0,031	0,0236	0,00	0,000	1,68	39,62	
Razem - emisje po modernizacji			SO2		5,12	1,00	5,123	0,61	3 125,10	
			Nox		83,01	0,50	41,504	0,61	50 634,72	
			Pył		9,43	0,50	4,717	0,41	3 867,86	
			CO		20,84	0,00	0,000	0,12	2 500,83	
			CO2		15 206,98	0,00	0,000	0,34	0,00	
			B-a-P		0,00	0,00	0,000	439,37	159,54	
			Sadza		0,02	0,00	0,000	1,68	39,62	
									60 327,68	
opłata za bezpłatny przydział emisji CO2 (...) MgCO2									0,00	
									60 327,68	

REDUKCJA ZANIECZYSZCZEŃ - WARIANT V

Substancja	2027	2028	Redukcja	
	Mg/rok	Mg/rok	Mg/rok	%
SO ₂	26,74	5,12	21,62	80,84%
Nox	78,02	83,01	-4,99	-6,40%
Pył	9,19	9,43	-0,24	-2,65%
CO	21,25	20,84	0,41	1,94%
CO ₂	22 396,09	15 206,98	7 189,11	32,10%
Ba-P	0,00	0,00	0,00	87,12%
Sadza	0,18	0,02	0,16	87,12%
Emisja równoważna	70,35	51,34	19,00	27,015%

3. Wstępna analiza techniczno - ekonomiczna wariantów budowy nowego źródła ciepła ze wskazaniem optymalnego.

3.1 Dobór optymalnych źródeł finansowania inwestycji

Na podstawie dostępnych w poprzednich latach programów możliwość pozyskania dofinansowania w formie dotacji można było uzyskać na realizację instalacji wysokosprawnej kogeneracji, natomiast budowa instalacji/kotłowni opalanej gazem ziemnym nie były objęte dofinansowaniem w formie dotacji.

Przedstawione w opracowaniu rozwiązania dotyczące modernizacji instalacji oczyszczania spalin (wariant IV) również nie kwalifikują się do uzyskania dofinansowania w formie dotacji.

W związku z brakiem dostępnych na dzień dzisiejszy programów i konkursów przewidzianych dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, na potrzeby analizy przyjęto wysokość pomocy (dotacji) do nakładów przewidzianych na budowę instalacji kogeneracyjnych na poziomie 30% kosztów kwalifikowalnych.

Po ogłoszeniu konkursów oraz naborów na rok 2024, na podstawie regulaminu oraz kryteriów będzie możliwość ustalenia realnego poziomu dofinansowania w formie dotacji jak i pożyczki.

Aktualnie intensywność pomocy na inwestycje wysokosprawnej kogeneracji (art. 41 rozporządzenia UE nr 651/2014) dla dużych przedsiębiorstw nie może przekroczyć 30% kosztów kwalifikowalnych.

Tabela nr 9. Koszty inwestycyjne oraz źródła finansowania.

Lp	Źródło finansowania	Wariant I / IA		Wariant IB		Wariant II / IIA		Wariant II B		Wariant III		Wariant IV		Wariant V	
		[tys.PLN]	[%]	[tys.PLN]	[%]	[tys.PLN]	[%]	[tys.PLN]	[%]	[tys.PLN]	[%]	[tys.PLN]	[%]	[tys.PLN]	[%]
1.	Dotacja	3 390,00	14,59%	3 480,00	14,54%	2 388,00	10,97%	2 409,00	10,86%	10 584,00	24,15%	0,00	0,00%	2 388,00	3,75%
2.	Pożyczka	19 850,00	85,41%	20 450,00	85,45%	19 372,00	89,02%	19 781,00	89,14%	33 236,00	75,84%	18 352,00	84,96%	61 372,00	96,25%
3.	Środki własne	2,00	0,01%	2,00	0,01%	2,00	0,01%	2,00	0,01%	2,00	0,00%	3 250,00	15,04%	2,00	0,00%
	Koszt inwestycyjny	23 242,00	100,00%	23 932,00	100,00%	21 762,00	100,00%	22 192,00	100,00%	43 822,00	100,00%	21 602,00	100,00%	63 762,00	100,00%

3.2 Analiza ekonomiczno – finansowa zaproponowanych rozwiązań.

Prognozy dotyczące przychodów Elektrociepłowni Sp. z o.o. w Ciechanowie - osiągniętych z tytułu planowanej inwestycji - oszacowano przyjmując następujące założenia:

- ✓ Założono stały poziom przychodów w rozpatrywanym okresie – bez uwzględniania poziomu inflacji.
- ✓ Ceny energii cieplnej i mocy zamówionej przyjęto na podstawie cen obowiązujących w Elektrociepłowni Sp. z o.o. w Ciechanowie w roku 2023.
- ✓ Ceny jednostkowe sprzedaży i zakupu energii elektrycznej przyjęto na podstawie informacji z pracujących instalacji kogeneracyjnych oraz informacji uzyskanych od Zamawiającego.

W tabeli poniżej zestawiono istniejące, planowane wg. oddzielnego opracowania (panele PV) oraz projektowane wg niniejszej koncepcji źródła produkcji energii elektrycznej w Elektrociepłowni Sp. z o.o. w Ciechanowie.

Tabela nr 10. Produkcja energii elektrycznej w systemie ciepłowniczym w latach 2022-2028.

lp.	Produkcja energii elektrycznej w PEC	jedn.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 - W I	2028 - W II	2028 - W III	2028 - W IV	2028 - W V
1	Silnik gazowy 0,530MWel	[MWh]/rok	352,85	741,65	0,00	0,00	2 825,74	2 825,74	2 825,74	2 825,74	2 825,74	2 825,74	2 825,74
2	Silnik gazowy 0,999MWel	[MWh]/rok	0,00	7 126,08	6 532,80	6 532,80	6 532,80	6 532,80	6 532,80	6 532,80	6 532,80	6 532,80	6 532,80
3	Silnik gazowy 1,998MWel	[MWh]/rok	0,00	7 491,33	12 048,00	12 048,00	12 048,00	12 048,00	12 048,00	12 048,00	12 048,00	12 048,00	12 048,00
4	Turbina biomasowa 1,1 MWel	[MWh]/rok	0,00	2 422,11	6 294,00	6 294,00	6 294,00	6 294,00	6 294,00	6 294,00	6 294,00	6 294,00	6 294,00
5	Panele PV	[MWh]/rok	0,00	0,00	0,00	0,00	1 031,09	1 031,09	1 031,09	1 031,09	1 031,09	1 031,09	1 031,09
6	Silnik gazowy 1,998MWel - wariant I	[MWh]/rok							9 443,65	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Silnik gazowy 0,999MWel - wariant II	[MWh]/rok								5 082,91	0,00	0,00	0,00
8	Silnik gaz 2*1,998MWel+ 1*0,999MWel - wariant III	[MWh]/rok									20 692,06	0,00	0,00
7	Silnik gazowy 0,999MWel - wariant V	[MWh]/rok										0,00	5 082,91
	Razem produkcja energii elektrycznej	[MWh]/rok	352,85	17 781,17	24 874,80	24 874,80	28 731,63	28 731,63	38 175,27	33 814,54	49 423,68	28 731,63	33 814,54

Tabela nr 11. Koszty energii elektrycznej - bilans zużycia, produkcji i zakupu energii elektrycznej w latach 2022- 2028.

lp.	Bilans zużycia, produkcji i zakupu e.e. w PEC	jedn.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 - W I	2028 - W II	2028 - W III	2028 - W IV	2028 - W V
1.	Energia elektryczna zużyta przez PEC	MWh/rok	2 734,917	2 907,181	3 464,917	3 964,917	3 964,917	3 964,917	4 264,917	4 264,917	4 264,917	4 014,917	4 264,917
	Energia elektryczna zużyta w węzłach	MWh/rok	539,723	539,723	539,723	539,723	539,723	539,723	539,723	539,723	539,723	539,723	539,723
	Energia elektryczna - kocioł biomasowy parowy	MWh/rok			730,000								
	Energia elektryczna - kocioł biomasowy wodny	MWh/rok				500,000							
	nowe źródło - koncepcja	MWh/rok							300,000	300,000	300,000	50,000	300,000
	Energia elektryczna zużyta przez PEC	MWh/rok	2 226,000	2 907,181	3 464,917	3 964,917	3 964,917	3 964,917	4 264,917	4 264,917	4 264,917	4 014,917	4 264,917
	Energia pobrana z sieci OSD-R, OSD-P zużyta przez PEC	MWh/rok	1 985,382	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000
	Energia elektryczna wytworzona i zużyta przez PEC	MWh/rok	240,618	2 607,181	3 164,917	3 664,917	3 664,917	3 664,917	3 664,917	3 664,917	3 664,917	3 664,917	3 664,917
2.	Produkcja energii elektrycznej brutto	MWh/rok	352,846	17 781,166	24 874,800	24 874,800	28 731,626	28 731,626	38 175,275	33 814,538	49 423,683	28 731,626	33 814,538
	Energia elektryczna wyprodukowana i oddana do sieci	MWh/rok	93,596	15 173,984	21 709,883	21 209,883	25 066,709	25 066,709	34 510,357	30 149,621	45 758,765	25 066,709	30 149,621
3.	Zakup energii elektrycznej na potrzeby PEC	MWh/rok	2 525,105	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000
	koszt jednostkowy zakupu energii elektrycznej	PLN/MWh	926,098	772,000	772,000	772,000	772,000	772,000	772,000	772,000	772,000	772,000	772,000
4.	Koszt zakupu energii elektrycznej na potrzeby PEC	PLN/rok	2 338 494,51	231 600,00	231 600,00	231 600,00	231 600,00	231 600,00	231 600,00	231 600,00	231 600,00	231 600,00	231 600,00
5.	Koszt dystrybucji energii elektrycznej na potrzeby PEC	PLN/rok		524 807,00	524 807,00	524 807,00	524 807,00	524 807,00	574 807,00	594 807,00	599 807,00	524 807,00	594 807,00
	RAZEM KOSZTY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	[PLN/rok]	2 338 494,51	756 407,00	756 407,00	756 407,00	756 407,00	756 407,00	806 407,00	826 407,00	831 407,00	756 407,00	826 407,00

W związku z autobilansowaniem produkcji i zużyciem energii elektrycznej przyjęto następujące założenia kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej:

- ✓ Zużycie ee 2024r : zużycie w roku 2022 czyli 2734,917MWh + 730 MWh (potrzeby kotła parowego) – razem 3 464,9MWh
- ✓ Zużycie ee 2025r i 2026 - 3 964,9MWh (500 MWh - potrzeby kotła wodnego biomasowego)
- ✓ Zużycie ee 2027r - 4 264,9MWh (300 MWh - potrzeby nowego źródła)
- ✓ Energia elekt. na potrzeby węzłów cieplnych w 2024r i kolejne lata przyjęto na poziomie zużycia w roku 2022, czyli 539,723 MWh
- ✓ Ilość energii pobranej z sieci OSD-R, OSD-P i zużytej w CC – przyjęto 300,0 MWh

Planowane koszty zawiązane z dystrybucją energii elektrycznej:

- ✓ - centralna ciepłownia – 222 243PLN/rok
- ✓ - węzły ciepłne – 302 564 PLN/rok

Razem koszty dystrybucji energii elektrycznej w latach 2024- 2026 – 524 807 PLN/rok

Razem koszty dystrybucji energii elektrycznej dla nowego źródła ciepła:

- ✓ - wariant I – 50 000 PLN/rok
- ✓ - wariant II – 70 000 PLN/rok
- ✓ - wariant III – 75 000 PLN/rok
- ✓ - wariant IV – przyjęto jak w roku 2026 -2027.
- ✓ - wariant V – 70 000 PLN/rok

Tabela nr 12. Przychody energii elektrycznej - bilans produkcji i sprzedaży energii elektrycznej w latach 2022- 2028.

Lp.	Przychody z energii elektrycznej	jedn.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 - W I	2028 - W II	2028 - W III	2028 - W IV	2028 - W V
I.	Przychody z tytułu wyprodukowanej energii elektrycznej												
1	Energia elektryczna wyprodukowana silnik 0,53 MWeI	MWh/rok	352,85	741,65	0,00	0,00	2 825,74	2 825,74	2 825,74	2 825,74	2 825,74	2 825,74	2 825,74
	Przychody premia gwar. do e. wyprodukowanej	PLN/MWh	80,80	90,00			90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
	Przychody z tytułu energii wyprodukowanej	PLN/rok	28 509,17	66 748,37	0,00	0,00	254 316,62	254 316,62	254 316,62	254 316,62	254 316,62	254 316,62	254 316,62
2	Energia elektryczna wyprodukowana silnik 0,999 MWeI	MWh/rok		7 126,08	6 532,80	6 532,80	6 532,80	6 532,80	6 532,80	6 532,80	6 532,80	6 532,80	6 532,80
	Przychody premia gwar. do e. wyprodukowanej	PLN/MWh		140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00
	Przychody z tytułu energii wyprodukowanej	PLN/rok		997 651,42	914 592,00	914 592,00	914 592,00	914 592,00	914 592,00	914 592,00	914 592,00	914 592,00	914 592,00
3	Energia elektryczna wyprodukowana silnik 1,998 MWeI	MWh/rok		7 491,33	12 048,00	12 048,00	12 048,00	12 048,00	12 048,00	12 048,00	12 048,00	12 048,00	12 048,00
	Przychody premia gwar. do e. wyprodukowanej	PLN/MWh		40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
	Przychody z tytułu energii wyprodukowanej	PLN/rok		299 653,04	481 920,00	481 920,00	481 920,00	481 920,00	481 920,00	481 920,00	481 920,00	481 920,00	481 920,00
4	Energia elektryczna - wyprodukowana - wariant I	MWh/rok							9 443,65	-	-	-	-
	Przychody premia gwar. do e. wyprodukowanej	PLN/MWh							40,00				
	Przychody z tytułu energii wyprodukowanej	PLN/rok							377 745,93				
5	Energia elektryczna - wyprodukowana - wariant II	MWh/rok								5 082,91			
	Przychody premia gwar. do e. wyprodukowanej	PLN/MWh								140,00			
	Przychody z tytułu energii wyprodukowanej	PLN/rok								711 607,68			
6	Energia elektryczna - wyprodukowana - wariant III	MWh/rok									20 692,06		
	Przychody premia gwar. do e. wyprodukowanej	PLN/MWh									40/140		
	Przychody z tytułu energii wyprodukowanej	PLN/rok									1 261 647,85		
7	Energia elektryczna - wyprodukowana - wariant V	MWh/rok										0,00	5 082,91
	Przychody premia gwar. do e. wyprodukowanej	PLN/MWh										0,00	140,00
	Przychody z tytułu energii wyprodukowanej	PLN/rok										0,00	711 607,68
	Razem przychody z tytułu ee wyprodukowanej	[PLN/rok]	28 509,17	1 364 052,84	1 396 512,00	1 396 512,00	1 650 828,62	1 650 828,62	2 028 574,55	2 362 436,30	2 912 476,47	1 650 828,62	2 362 436,30
II.	Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej												
	Energia elektryczna sprzedana	MWh/rok	93,60	15 173,98	21 709,88	21 209,88	25 066,71	25 066,71	34 510,36	30 149,62	45 758,77	25 066,71	30 149,62
	Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	PLN/MWh	1 194,44	543,00	543,00	543,00	543,00	543,00	543,00	543,00	543,00	543,00	543,00
	Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	PLN/rok	111 803,93	8 239 473,49	11 788 466,25	11 516 966,25	13 611 222,94	13 611 222,94	18 739 123,92	16 371 244,16	24 847 009,53	13 611 222,94	16 371 244,16
	RAZEM PRZYCHODY Z ENERGII ELEKTRYCZNEJ	[PLN/rok]	140 313,10	9 603 526,33	13 184 978,25	12 913 478,25	15 262 051,56	15 262 051,56	20 767 698,47	18 733 680,46	27 759 486,00	15 262 051,56	18 733 680,46

Tabela nr 13. Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej -Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant I.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE - WI	JEDNOST.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Moc zamówiona - energia wodna	MW/m-c	78,00	75,37	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17
2	Sprzedaż energii cieplnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii wodnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii parowej	GJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Cena jednostkowa za energię ciepłą	Żł/GJ	101,90	127,26	129,35	112,70	112,01	112,01	117,04	117,04	117,04	117,04	117,04	117,04	117,04	117,04
4	Cena jednostkowa za energię ciepłą - para		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej wodnej	TYS. PLN	45 552	54 229	59 005	51 413	51 098	51 098	53 391	53 391	53 391	53 391	53 391	53 391	53 391	53 391
6	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej parowej	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Produkcja brutto energii elektrycznej instalacje kogeneracyjne	MWh	353	17 781	24 875	24 875	28 732	28 732	38 175	38 175	38 175	38 175	38 175	38 175	38 175	38 175
8	Potrzeby własne CC / PEC Ciechanów	MWh	2 226	2 907	3 465	3 965	3 965	3 965	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265
9	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	94	15 174	21 710	21 210	25 067	25 067	34 510	34 510	34 510	34 510	34 510	34 510	34 510	34 510
10	Cena jednostkowa za energię elektryczną (średnia)	Żł/MWh	1 499	633	607	609	609	609	602	602	602	602	602	602	602	602
11	Przychody - sprzedaż energii elektrycznej	TYS. PLN	140	9 604	13 185	12 913	15 262	15 262	20 768	20 768	20 768	20 768	20 768	20 768	20 768	20 768
	PRZYCHODY OGÓŁEM	TYS PLN	45 692	63 832	72 190	64 327	66 360	66 360	74 159	74 159	74 159	74 159	74 159	74 159	74 159	74 159

Tabela nr 14. Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej –Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant IA.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE - WIA	JEDNOST.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Moc zamówiona - energia wodna	MW/m-c	78,00	75,37	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17
2	Sprzedaż energii cieplnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii wodnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii parowej	GJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Cena jednostkowa za energię ciepłą	zł/GJ	101,90	127,26	129,35	112,70	112,01	112,01	124,03	124,03	124,03	124,03	124,03	124,03	124,03	124,03
4	Cena jednostkowa za energię ciepłą - para		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej wodnej	TYS. PLN	45 552	54 229	59 005	51 413	51 098	51 098	56 582	56 582	56 582	56 582	56 582	56 582	56 582	56 582
6	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej parowej	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Produkcja brutto energii elektrycznej instalacje kogeneracyjne	MWh	353	17 781	24 875	24 875	28 732	28 732	38 175	38 175	38 175	38 175	38 175	38 175	38 175	38 175
8	Potrzeby własne CC / PEC Ciechanów	MWh	2 226	2 907	3 465	3 965	3 965	3 965	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265
9	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	94	15 174	21 710	21 210	25 067	25 067	34 510	34 510	34 510	34 510	34 510	34 510	34 510	34 510
10	Cena jednostkowa za energię elektryczną (średnia)	zł/MWh	1 499	633	607	609	609	609	602	602	602	602	602	602	602	602
11	Przychody - sprzedaż energii elektrycznej	TYS. PLN	140	9 604	13 185	12 913	15 262	15 262	20 768	20 768	20 768	20 768	20 768	20 768	20 768	20 768
	PRZYCHODY OGÓŁEM	TYS PLN	45 692	63 832	72 190	64 327	66 360	66 360	77 349	77 349	77 349	77 349	77 349	77 349	77 349	77 349

Tabela nr 15. Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej –Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant IB.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE - WIB	JEDNOST.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Moc zamówiona - energia wodna	MW/m-c	78,00	75,37	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17
2	Sprzedaż energii cieplnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii wodnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii parowej	GJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Cena jednostkowa za energię ciepłą	zł/GJ	101,90	127,26	129,35	112,70	112,01	112,01	120,11	120,11	120,11	120,11	120,11	120,11	120,11	120,11
4	Cena jednostkowa za energię ciepłą - para		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej wodnej	TYS. PLN	45 552	54 229	59 005	51 413	51 098	51 098	54 790	54 790	54 790	54 790	54 790	54 790	54 790	54 790
6	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej parowej	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Produkcja brutto energii elektrycznej instalacje kogeneracyjne	MWh	353	17 781	24 875	24 875	28 732	28 732	38 175	38 175	38 175	38 175	38 175	38 175	38 175	38 175
8	Potrzeby własne CC / PEC Ciechanów	MWh	2 226	2 907	3 465	3 965	3 965	3 965	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265
9	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	94	15 174	21 710	21 210	25 067	25 067	34 510	34 510	34 510	34 510	34 510	34 510	34 510	34 510
10	Cena jednostkowa za energię elektryczną (średnia)	zł/MWh	1 499	633	607	609	609	609	602	602	602	602	602	602	602	602
11	Przychody - sprzedaż energii elektrycznej	TYS. PLN	140	9 604	13 185	12 913	15 262	15 262	20 768	20 768	20 768	20 768	20 768	20 768	20 768	20 768
	PRZYCHODY OGÓŁEM	TYS PLN	45 692	63 832	72 190	64 327	66 360	66 360	75 558	75 558	75 558	75 558	75 558	75 558	75 558	75 558

Tabela nr 16. Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej –Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant II.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE - WII	JEDNOST.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Moc zamówiona - energia wodna	MW/m-c	78,00	75,37	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17
2	Sprzedaż energii cieplnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii wodnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii parowej	GJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Cena jednostkowa za energię ciepłą	zł/GJ	101,90	127,26	129,35	112,70	112,01	112,01	116,68	117,04	117,04	117,04	117,04	117,04	117,04	117,04
4	Cena jednostkowa za energię ciepłą - para		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej wodnej	TYS. PLN	45 552	54 229	59 005	51 413	51 098	51 098	53 225	53 391	53 391	53 391	53 391	53 391	53 391	53 391
6	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej parowej	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Produkcja brutto energii elektrycznej instalacje kogeneracyjne	MWh	353	17 781	24 875	24 875	28 732	28 732	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815
8	Potrzeby własne CC / PEC Ciechanów	MWh	2 226	2 907	3 465	3 965	3 965	3 965	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265
9	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	94	15 174	21 710	21 210	25 067	25 067	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150
10	Cena jednostkowa za energię elektryczną (średnia)	zł/MWh	1 499	633	607	609	609	609	621	621	621	621	621	621	621	621
11	Przychody - sprzedaż energii elektrycznej	TYS. PLN	140	9 604	13 185	12 913	15 262	15 262	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734
	PRZYCHODY OGÓŁEM	TYS PLN	45 692	63 832	72 190	64 327	66 360	66 360	71 959	72 125	72 125	72 125	72 125	72 125	72 125	72 125

Tabela nr 17. Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej –Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant IIA.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE - WIIA	JEDNOST.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Moc zamówiona - energia wodna	MW/m-c	78,00	75,37	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17
2	Sprzedaż energii cieplnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii wodnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii parowej	GJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Cena jednostkowa za energię ciepłą	zł/GJ	101,90	127,26	129,35	112,70	112,01	112,01	125,87	125,87	125,87	125,87	125,87	125,87	125,87	125,87
4	Cena jednostkowa za energię ciepłą - para		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej wodnej	TYS. PLN	45 552	54 229	59 005	51 413	51 098	51 098	57 419	57 419	57 419	57 419	57 419	57 419	57 419	57 419
6	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej parowej	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Produkcja brutto energii elektrycznej instalacje kogeneracyjne	MWh	353	17 781	24 875	24 875	28 732	28 732	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815
8	Potrzeby własne CC / PEC Ciechanów	MWh	2 226	2 907	3 465	3 965	3 965	3 965	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265
9	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	94	15 174	21 710	21 210	25 067	25 067	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150
10	Cena jednostkowa za energię elektryczną (średnia)	zł/MWh	1 499	633	607	609	609	609	621	621	621	621	621	621	621	621
11	Przychody - sprzedaż energii elektrycznej	TYS. PLN	140	9 604	13 185	12 913	15 262	15 262	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734
	PRZYCHODY OGÓŁEM	TYS PLN	45 692	63 832	72 190	64 327	66 360	66 360	76 153	76 153	76 153	76 153	76 153	76 153	76 153	76 153

Tabela nr 18. Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej –Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant IIB.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE - WIIIB	JEDNOST.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Moc zamówiona - energia wodna	MW/m-c	78,00	75,37	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17
2	Sprzedaż energii cieplnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii wodnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii parowej	GJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Cena jednostkowa za energię ciepłą	zł/GJ	101,90	127,26	129,35	112,70	112,01	112,01	120,26	120,26	120,26	120,26	120,26	120,26	120,26	120,26
4	Cena jednostkowa za energię ciepłą - para		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej wodnej	TYS. PLN	45 552	54 229	59 005	51 413	51 098	51 098	54 862	54 862	54 862	54 862	54 862	54 862	54 862	54 862
6	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej parowej	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Produkcja brutto energii elektrycznej instalacje kogeneracyjne	MWh	353	17 781	24 875	24 875	28 732	28 732	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815
8	Potrzeby własne CC / PEC Ciechanów	MWh	2 226	2 907	3 465	3 965	3 965	3 965	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265
9	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	94	15 174	21 710	21 210	25 067	25 067	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150
10	Cena jednostkowa za energię elektryczną (średnia)	zł/MWh	1 499	633	607	609	609	609	621	621	621	621	621	621	621	621
11	Przychody - sprzedaż energii elektrycznej	TYS. PLN	140	9 604	13 185	12 913	15 262	15 262	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734
	PRZYCHODY OGÓŁEM	TYS PLN	45 692	63 832	72 190	64 327	66 360	66 360	73 596	73 596	73 596	73 596	73 596	73 596	73 596	73 596

Tabela nr 19. Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej –Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant III.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE - WIIII	JEDNOST.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Moc zamówiona - energia wodna	MW/m-c	78,00	75,37	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17
2	Sprzedaż energii cieplnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii wodnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii parowej	GJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Cena jednostkowa za energię ciepłą	zł/GJ	101,90	127,26	129,35	112,70	112,01	112,01	114,85	114,85	114,85	114,85	114,85	114,85	114,85	114,85
4	Cena jednostkowa za energię ciepłą - para		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej wodnej	TYS. PLN	45 552	54 229	59 005	51 413	51 098	51 098	52 392	52 392	52 392	52 392	52 392	52 392	52 392	52 392
6	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej parowej	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Produkcja brutto energii elektrycznej instalacje kogeneracyjne	MWh	353	17 781	24 875	24 875	28 732	28 732	49 424	49 424	49 424	49 424	49 424	49 424	49 424	49 424
8	Potrzeby własne CC / PEC Ciechanów	MWh	2 226	2 907	3 465	3 965	3 965	3 965	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265
9	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	94	15 174	21 710	21 210	25 067	25 067	45 759	45 759	45 759	45 759	45 759	45 759	45 759	45 759
10	Cena jednostkowa za energię elektryczną (średnia)	zł/MWh	1 499	633	607	609	609	609	607	607	607	607	607	607	607	607
11	Przychody - sprzedaż energii elektrycznej	TYS. PLN	140	9 604	13 185	12 913	15 262	15 262	27 759	27 759	27 759	27 759	27 759	27 759	27 759	27 759
	PRZYCHODY OGÓŁEM	TYS PLN	45 692	63 832	72 190	64 327	66 360	66 360	80 151	80 151	80 151	80 151	80 151	80 151	80 151	80 151

Tabela nr 20. Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej –Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant IV.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE - W IV	JEDNOST.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Moc zamówiona - energia wodna	MW/m-c	78,00	75,37	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17
2	Sprzedaż energii cieplnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii wodnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii parowej	GJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Cena jednostkowa za energię ciepłą	zł/GJ	101,90	127,26	129,35	112,70	112,01	112,01	115,38	115,38	115,38	115,38	115,38	115,38	115,38	115,38
4	Cena jednostkowa za energię ciepłą - para		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej wodnej	TYS. PLN	45 552	54 229	59 005	51 413	51 098	51 098	52 633	52 633	52 633	52 633	52 633	52 633	52 633	52 633
6	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej parowej	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Produkcja brutto energii elektrycznej instalacje kogeneracyjne	MWh	353	17 781	24 875	24 875	28 732	28 732	28 732	28 732	28 732	28 732	28 732	28 732	28 732	28 732
8	Potrzeby własne CC / PEC Ciechanów	MWh	2 226	2 907	3 465	3 965	3 965	3 965	3 965	3 965	3 965	3 965	3 965	3 965	3 965	3 965
9	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	94	15 174	21 710	21 210	25 067	25 067	25 067	25 067	25 067	25 067	25 067	25 067	25 067	25 067
10	Cena jednostkowa za energię elektryczną (średnia)	zł/MWh	1 499	633	607	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609
11	Przychody - sprzedaż energii elektrycznej	TYS. PLN	140	9 604	13 185	12 913	15 262	15 262	15 262	15 262	15 262	15 262	15 262	15 262	15 262	15 262
	PRZYCHODY OGÓŁEM	TYS PLN	45 692	63 832	72 190	64 327	66 360	66 360	67 895	67 895	67 895	67 895	67 895	67 895	67 895	67 895

Tabela nr 21. Sprzedaż energii i przychody z produkcji energii cieplnej i elektrycznej –Elektrociepłownia Sp. z o.o. w Ciechanowie -Wariant V.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE - W V	JEDNOST.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Moc zamówiona - energia wodna	MW/m-c	78,00	75,37	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17	76,17
2	Sprzedaż energii cieplnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii wodnej	GJ	447 024	426 127	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177	456 177
	energii parowej	GJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Cena jednostkowa za energię ciepłą	zł/GJ	101,90	127,26	129,35	112,70	112,01	112,01	115,39	115,39	115,39	115,39	115,39	115,39	115,39	115,39
4	Cena jednostkowa za energię ciepłą - para		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej wodnej	TYS. PLN	45 552	54 229	59 005	51 413	51 098	51 098	52 640	52 640	52 640	52 640	52 640	52 640	52 640	52 640
6	Przychody - sprzedaż mocy i energii cieplnej parowej	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Produkcja brutto energii elektrycznej instalacje kogeneracyjne	MWh	353	17 781	24 875	24 875	28 732	28 732	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815	33 815
8	Potrzeby własne CC / PEC Ciechanów	MWh	2 226	2 907	3 465	3 965	3 965	3 965	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265	4 265
9	Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	94	15 174	21 710	21 210	25 067	25 067	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150	30 150
10	Cena jednostkowa za energię elektryczną (średnia)	zł/MWh	1 499	633	607	609	609	609	621	621	621	621	621	621	621	621
11	Przychody - sprzedaż energii elektrycznej	TYS. PLN	140	9 604	13 185	12 913	15 262	15 262	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734	18 734
	PRZYCHODY OGÓŁEM	TYS PLN	45 692	63 832	72 190	64 327	66 360	66 360	71 373	71 373	71 373	71 373	71 373	71 373	71 373	71 373

Prognozy dotyczące poniesionych kosztów eksploatacyjnych z tytułu produkcji energii cieplnej przez Przedsiębiorstwo - generowanych z tytułu planowanej inwestycji - oszacowano przyjmując następujące założenia:

- ✓ Jako bazę do porównania kosztów zmiennych eksploatacyjnych przyjęto koszty poniesione na eksploatację w roku 2023.
- ✓ W kosztach stałych uwzględniono koszty ogólne zarządu.
- ✓ Założono stały poziom kosztów w rozpatrywanym okresie – bez uwzględniania poziomu inflacji.
- ✓ Planowana amortyzację od nowego majątku przyjęto zgodnie z obowiązującymi stawkami amortyzacyjnymi.
- ✓ Koszty jednostkowy paliwa – węgla, biomasy, gazu – przyjęto na podstawie planowanych kosztów na rok 2024 przez Zamawiającego.
- ✓ Koszt dla stacji magazynowania wraz z dostawami wodoru – na podstawie oferty firmy Linde Gaz Polska Sp. z o.o.

(koszt dostawy wodoru 7,4 zł/m³; opłata drogowa – 260zł/dostawę: wariant IB – 60 dostaw, wariant II – 79 dostaw)

Tabela nr 22. Zestawienie kosztów opału.

Lp	Wyszczególnienie	Rodzaj opału	Jednostka	2022	2023	2024	2025	2026-2027	Wariant I	Wariant IA	Wariant IB	Wariant II	Wariant IIA	Wariant IIB	Wariant III	Wariant IV	Wariant V
	Zużycie opału	miał	Mg/rok	26 792,35	17 955,84	12 006,23	6 634,57	5 994,44	772,01	772,01	772,01	772,01	772,01	772,01	772,01	5 994,44	772,01
		gaz	m ³ /rok	90 984,05	4 026 124,46	4 722 439,27	4 722 439,27	5 464 617,32	9 693 749,60	7 909 327,12	9 634 268,85	9 110 017,92	6 764 515,22	9 031 834,50	11 285 158,05	5 464 617,32	6 785 563,90
		olej opałowy	Mg/rok	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 850,70	0,00	0,00	2 432,62	0,00	0,00	0,00	0,00
		wodór	m ³ /rok	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	178 442,25	0,00	0,00	234 550,27	0,00	0,00	0,00
		biomasa	Mg/rok	0,00	9 280,32	25 600,56	37 158,83	37 158,83	37 158,83	37 158,83	37 158,83	37 158,83	37 158,83	37 158,83	37 158,83	37 158,83	46 036,90
	Cena jednostkowa	miał - cena średnioroczna	PLN/Mg	653,50	651,76	651,76	651,76	651,76	651,76	651,76	651,76	651,76	651,76	651,76	651,76	651,76	651,76
		gaz	PLN/m ³	5,69	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
		olej opałowy	PLN/Mg	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 759,50	4 759,50	4 759,50	4 759,50	4 759,50	4 759,50	4 759,50	4 759,50	4 759,50
		wodór	PLN/m ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40	7,40
		biomasa	PLN/Mg	400,00	409,50	409,50	409,50	409,50	409,50	409,50	409,50	409,50	409,50	409,50	409,50	409,50	409,50
	Koszt opału	miał	PLN	17 508 682,0	11 702 900,6	7 825 182,9	4 324 145,5	3 906 938,7	503 163,1	503 163,1	503 163,1	503 163,1	503 163,1	503 163,1	503 163,1	3 906 938,7	503 163,1
		gaz	PLN	517 644,7	12 676 514,3	14 868 906,7	14 868 906,7	17 205 702,4	30 521 400,0	24 903 030,0	30 334 121,0	28 683 482,9	21 298 515,4	28 437 317,3	35 532 052,9	17 205 702,4	21 364 788,5
		olej opałowy	PLN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8 808 408,5	0,0	0,0	11 578 057,4	0,0	0,0	0,0	0,0
		wodór	PLN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 336 072,6	0,0	0,0	1 756 212,0	0,0	0,0	0,0
		biomasa	PLN	0,0	3 800 289,5	10 483 429,8	15 216 542,4	15 216 542,4	15 216 542,4	15 216 542,4	15 216 542,4	15 216 542,4	15 216 542,4	15 216 542,4	15 216 542,4	15 216 542,4	18 852 109,1
		RAZEM	PLN	18 026 326,7	28 179 704,4	33 177 519,4	34 409 594,6	36 329 183,6	46 241 105,5	49 431 144,0	47 389 899,1	44 403 188,4	48 596 278,3	45 913 234,8	51 251 758,3	36 329 183,6	40 720 060,7

Na potrzeby analizy rozważanych rozwiązań alternatywnych, średnią cenę jednostkową 1GJ energii cieplnej obliczono przy założeniu pełnego zwrotu kosztów eksploatacyjnych produkcji energii cieplnej przychodami z jej sprzedaży.

Tabela nr 23. Zestawienie kosztów eksploatacyjnych produkcji energii cieplnej.

Lp.	Wyszczególnienie	2022	2023	2024 - kogeneracja	2025 - kocioł wodny	2026 - 2027	2028 - WI	2028 - WI A	2028 - WI B	2028 - WII	2028 - WII A	2028 - WII B	2028 - WIII	2028 - WIV	2028 - WV
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
A.	Koszty stałe przed modernizacją- w tym:	16 464 387	16 016 776	20 097 695	21 566 851	21 566 851	21 566 851	21 566 851	21 566 851	21 566 851	21 566 851	21 566 851	21 566 851	21 566 851	21 566 851
A1.	Amortyzacja	3 384 241	2 936 630	7 017 549	8 486 705	8 486 705	8 486 705	8 486 705	8 486 705	8 486 705	8 486 705	8 486 705	8 486 705	8 486 705	8 486 705
A2.	Pozostałe koszty stałe	13 080 146	13 080 146	13 080 146	13 080 146	13 080 146	13 080 146	13 080 146	13 080 146	13 080 146	13 080 146	13 080 146	13 080 146	13 080 146	13 080 146
B.	Dodatkowe koszty stałe po modernizacji - w tym :	0	0	0	0	0	1 334 140	1 334 140	1 359 340	1 198 140	1 198 140	1 209 940	2 551 540	1 538 390	4 327 140
B1.	Amortyzacja od nowego majątku (stanowiąca koszt uzyskania przychodu)	0	0	0	0	0	1 334 140	1 334 140	1 359 340	1 198 140	1 198 140	1 209 940	2 551 540	1 538 390	4 327 140
C.	Umorzenie praw do emisji CO2	12 933 104	16 333 638	15 574 051	4 924 053	5 039 768	1 163 772	1 163 772	1 163 772	1 163 772	1 163 772	1 163 772	1 163 772	5 039 768	1 163 772
	Razem koszty stałe:	29 397 491	32 350 414	35 671 746	26 490 904	26 606 619	24 064 763	24 064 763	24 089 963	23 928 763	23 928 763	23 940 563	25 282 163	28 145 009	27 057 763
C1.	Paliwo z transportem (miał)	17 508 682	11 702 901	7 825 183	4 324 146	3 906 939	503 163	503 163	503 163	503 163	503 163	503 163	503 163	3 906 939	503 163
	biomasa z transportem		3 800 290	10 483 430	15 216 542	15 216 542	15 216 542	15 216 542	15 216 542	15 216 542	15 216 542	15 216 542	15 216 542	15 216 542	18 852 109
C1.1	Paliwo gaz	548 845	12 676 514	14 868 907	14 868 907	17 205 702	30 521 400	24 903 030	30 334 121	28 683 483	21 298 515	28 437 317	35 532 053	17 205 702	21 364 789
	w tym centralna ciepłownia	517 645	12 676 514	14 868 907	14 868 907	17 205 702	30 521 400	24 903 030	30 334 121	28 683 483	21 298 515	28 437 317	35 532 053	17 205 702	21 364 789
C1.2	Paliwo olej opałowy					0	0	8 808 409	0	0	11 578 057	0	0	0	0
C1.2.3	Paliwo - wodór					0	0	0	1 336 073	0	0	1 756 212	0	0	0
C2.	Energia elektryczna	2 338 495	756 407	756 407	756 407	756 407	806 407	806 407	806 407	826 407	826 407	826 407	831 407	756 407	826 407
C3.	Zakup ciepła	180 132	170 000	225 000	225 000	225 000	225 000	225 000	225 000	225 000	225 000	225 000	225 000	225 000	225 000
C4..	Woda i ścieki	38 683	38 683	38 683	38 683	38 683	38 683	38 683	38 683	38 683	38 683	38 683	38 683	38 683	38 683
C5.	Opłata za gospodarcze korzystanie ze środowiska, w tym:	112 542	105 917	89 196	74 761	72 279	63 622	64 259	64 259	61 715	62 552	62 552	68 822	68 892	60 837
C5.1.	za emisję zanieczyszczeń (SO2, CO2, pył, Nox) z produkcji energii cieplnej	112 033	105 408	88 687	74 252	71 770	63 113	63 750	63 750	61 206	62 043	62 043	68 313	68 383	60 328
C6.	Pozostałe usługi obce	172 481	756 915	756 915	857 162	857 162	1 439 297	1 439 297	1 439 297	1 132 190	1 132 190	1 132 190	1 595 491	857 162	1 132 190
C6.1	Serwis- instalacja kogeneracji gazowej	172 481	756 915	756 915	857 162	857 162	857 162	857 162	857 162	857 162	857 162	857 162	857 162	857 162	857 162
C6.2	Serwis- instalacja kogeneracji gazowej * nowe źródło	0	0	0	0	0	582 134	582 134	582 134	275 028	275 028	275 028	738 328	0	275 028
C6.3	Koszt dzierżawy i serwisu zbiornika z szafa armaturową -wodór	0	0	0	0	0	0	0	114 000			114 000	0	0	0
C6.4	Pozostałe koszty zmienne	1 474 334	1 474 334	1 474 334	1 474 334	1 474 334	1 474 334	1 474 334	1 474 334	1 474 334	1 474 334	1 474 334	1 474 334	1 474 334	1 474 334
	Razem koszty zmienne:	22 374 194	31 481 960	36 518 054	37 835 942	39 753 049	50 288 448	53 479 124	51 551 879	48 161 517	52 355 445	49 786 401	55 485 495	39 749 662	44 477 512
C.	Koszty ogółem:	51 771 685	63 832 374	72 189 800	64 326 846	66 359 668	74 353 211	77 543 887	75 641 842	72 090 281	76 284 208	73 726 964	80 767 658	67 894 672	71 535 275
	Średnia cena jednostkowa 1 GJ energii cieplnej wodnej	101,90	127,26	129,35	112,70	112,01	117,04	124,03	119,86	116,68	125,87	120,26	114,85	115,38	115,39
D.	Przychody ogółem:	45 719 013	63 832 374	72 189 800	64 326 846	66 359 668	74 353 211	77 543 887	75 641 842	72 090 281	76 284 208	73 726 964	80 767 658	67 894 672	71 535 275
	Przychody woda	45 553 817	54 228 847	59 004 822	51 413 368	51 097 616	53 390 920	56 581 595	54 676 479	53 225 125	57 419 052	54 861 942	52 391 918	52 632 620	52 639 535
	Przychody woda -kotlewnie lokalne	24 882	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Przychody energia elektryczna	140 313	9 603 526	13 184 978	12 913 478	15 262 052	20 767 698	20 767 698	20 767 698	18 733 680	18 733 680	18 733 680	27 759 486	15 262 052	18 733 680
E.	Pozostałe przychód operacyjne z tytułu rozliczenia dotacji [zł]	0	0	0	0	0	194 593	194 593	197 664	131 475	131 475	131 342	616 254	0	162 059
F.	Zmiana stanu produktów (z tytułu rezerw utworzonych na zakup praw do emisji CO2)	-6 514 828	2 709 118	6 663 247	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G.	Pozostałe przychody operacyjne z tytułu otrzymanych praw do emisji CO2	2 559 538	2 630 343	2 559 232	2 487 727	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I.	Wynik brutto [zł]	-6 052 673	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Wstępną analizę finansową przeprowadzono w oparciu o DGC oraz wyliczono podstawowe wskaźniki finansowe tj. NPV i IRR, przy założonej stopie dyskonta 4,0%. Zaproponowane warianty modernizacyjne porównano metodą dynamicznego kosztu jednostkowego. Jako miary rezultatu przyjęto redukcję emisji równoważnej CO₂ oraz koszt produkcji ciepła i energii elektrycznej. Na tej podstawie dokonano wyboru wariantu efektywnego ekonomicznie.

$$LOG = PE = \frac{\sum_{t=0}^{t=n} \frac{KI_t + KE_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^{t=n} \frac{EE_t}{(1+i)^t}} \cdot$$

KI_t – nakłady inwestycyjne poniesione w danym roku;

KE_t – koszty eksploatacyjne poniesione w danym roku;

i – stopa dyskontowa;

t – rok, przyjmuje wartości od 0 do n, gdzie 0 jest rokiem, w którym ponosimy pierwsze koszty, natomiast n jest ostatnim rokiem, działania instalacji.

EE_t – miara rezultatu np. redukcja emisji równoważnej CO₂, produkcja ciepła i energii elektrycznej.

Tabela nr 24. Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO2 i kosztu produkcji energii - WARIANT I.

Rok		Stopa dyskonta	Nakłady inwestycyjne (netto zł)	Koszty eksploatacyjne (zł/rok)	Zdyskontowane Ki+Ke	Efekt ekologiczny (końcowy efekt redukcji emisji MgCO2/rok)	Zdyskontowana redukcja emisji CO2	DGC CO2	Produkcja energii cieplnej i elektrycznej [GJ/rok]	Zdyskontowana produkcja energii cieplnej i elektrycznej	wzrost DGC koszt produkcji energii cieplnej i elektrycznej
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WARIANT I											
2025	0	1,00	14 651 000,00	0,00	14 651 000,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
2026	1	0,96	8 591 000,00	0,00	8 260 576,92	0,00	0,00		0,00	0,00	
2027	2	0,92		6 659 403,53	6 156 992,91	23 009,67	21 273,73		135 468,48	125 248,22	
2028	3	0,89		6 659 403,53	5 920 185,49	23 009,67	20 455,51		135 468,48	120 430,98	
2029	4	0,85		6 659 403,53	5 692 486,05	23 009,67	19 668,76		135 468,48	115 799,02	
2030	5	0,82		6 659 403,53	5 473 544,28	23 009,67	18 912,27		135 468,48	111 345,21	
2031	6	0,79		6 659 403,53	5 263 023,34	23 009,67	18 184,88		135 468,48	107 062,71	
2032	7	0,76		6 659 403,53	5 060 599,37	23 009,67	17 485,46		135 468,48	102 944,91	
2033	8	0,73		6 659 403,53	4 865 960,93	23 009,67	16 812,94		135 468,48	98 985,49	
2034	9	0,70		6 659 403,53	4 678 808,59	23 009,67	16 166,29		135 468,48	95 178,36	
2035	10	0,68		6 659 403,53	4 498 854,41	23 009,67	15 544,51		135 468,48	91 517,65	
2036	11	0,65		6 659 403,53	4 325 821,55	23 009,67	14 946,64		135 468,48	87 997,74	
2037	12	0,62		6 659 403,53	4 159 443,80	23 009,67	14 371,77		135 468,48	84 613,21	
2038	13	0,60		6 659 403,53	3 999 465,19	23 009,67	13 819,01		135 468,48	81 358,86	
2039	14	0,58		6 659 403,53	3 845 639,61	23 009,67	13 287,51		135 468,48	78 229,67	
2040	15	0,56		6 659 403,53	3 697 730,39	23 009,67	12 776,45		135 468,48	75 220,84	
2041	16	0,53		6 659 403,53	3 555 509,99	23 009,67	12 285,05		135 468,48	72 327,73	
2042	17	0,51		6 659 403,53	3 418 759,61	23 009,67	11 812,55		135 468,48	69 545,89	
2043	18	0,49		6 659 403,53	3 287 268,85	23 009,67	11 358,22		135 468,48	66 871,05	
2044	19	0,47		6 659 403,53	3 160 835,43	23 009,67	10 921,37		135 468,48	64 299,09	
2045	20	0,46		6 659 403,53	3 039 264,84	23 009,67	10 501,31		135 468,48	61 826,05	
			23 242 000,00		107 011 771,54		290 584,23	368,26		1 710 802,68	62,55

Tabela nr 25. Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO2 i kosztu produkcji energii - WARIANT IA.

Rok		Stopa dyskonta	Nakłady inwestycyjne (netto zł)	Koszty eksploatacyjne (zł/rok)	Zdyskontowane Ki+Ke	Efekt ekologiczny (końcowy efekt redukcji emisji MgCO2/rok)	Zdyskontowana redukcja emisji CO2	DGC CO2	Produkcja energii cieplnej i elektrycznej [GJ/rok]	Zdyskontowana produkcja energii cieplnej i elektrycznej	wzrost DGC koszt produkcji energii cieplnej i elektrycznej
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WARIANT IA											
2026	0	1,00	14 651 000,00	0,00	14 651 000,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
2027	1	0,96	8 591 000,00	0,00	8 260 576,92	0,00	0,00		0,00	0,00	
2028	2	0,92		9 850 078,99	9 106 951,73	21 238,01	19 635,73		135 468,48	125 248,22	
2029	3	0,89		9 850 078,99	8 756 684,36	21 238,01	18 880,51		135 468,48	120 430,98	
2030	4	0,85		9 850 078,99	8 419 888,81	21 238,01	18 154,34		135 468,48	115 799,02	
2031	5	0,82		9 850 078,99	8 096 046,93	21 238,01	17 456,09		135 468,48	111 345,21	
2032	6	0,79		9 850 078,99	7 784 660,51	21 238,01	16 784,70		135 468,48	107 062,71	
2033	7	0,76		9 850 078,99	7 485 250,49	21 238,01	16 139,14		135 468,48	102 944,91	
2034	8	0,73		9 850 078,99	7 197 356,24	21 238,01	15 518,40		135 468,48	98 985,49	
2035	9	0,70		9 850 078,99	6 920 534,85	21 238,01	14 921,54		135 468,48	95 178,36	
2036	10	0,68		9 850 078,99	6 654 360,43	21 238,01	14 347,64		135 468,48	91 517,65	
2037	11	0,65		9 850 078,99	6 398 423,49	21 238,01	13 795,80		135 468,48	87 997,74	
2038	12	0,62		9 850 078,99	6 152 330,28	21 238,01	13 265,20		135 468,48	84 613,21	
2039	13	0,60		9 850 078,99	5 915 702,19	21 238,01	12 755,00		135 468,48	81 358,86	
2040	14	0,58		9 850 078,99	5 688 175,18	21 238,01	12 264,42		135 468,48	78 229,67	
2041	15	0,56		9 850 078,99	5 469 399,21	21 238,01	11 792,71		135 468,48	75 220,84	
2042	16	0,53		9 850 078,99	5 259 037,71	21 238,01	11 339,14		135 468,48	72 327,73	
2043	17	0,51		9 850 078,99	5 056 767,03	21 238,01	10 903,02		135 468,48	69 545,89	
2044	18	0,49		9 850 078,99	4 862 275,99	21 238,01	10 483,68		135 468,48	66 871,05	
2045	19	0,47		9 850 078,99	4 675 265,37	21 238,01	10 080,46		135 468,48	64 299,09	
2046	20	0,46		9 850 078,99	4 495 447,47	21 238,01	9 692,75		135 468,48	61 826,05	
			23 242 000,00		147 306 135,18		268 210,26	549,22		1 710 802,68	86,10

Tabela nr 26. Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO2 i kosztu produkcji energii - WARIANT IB.

Rok		Stopa dyskonta	Nakłady inwestycyjne (netto zł)	Koszty eksploatacyjne (zł/rok)	Zdyskontowane Ki+Ke	Efekt ekologiczny (końcowy efekt redukcji emisji MgCO2/rok)	Zdyskontowana redukcja emisji CO2	DGC CO2	Produkcja energii cieplnej i elektrycznej [GJ/rok]	Zdyskontowana produkcja energii cieplnej i elektrycznej	wzrost DGC koszt produkcji energii cieplnej i elektrycznej
		4,00%	Ki	Ke							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WARIANT IB											
2026	0	1,00	14 351 000,00	0,00	14 351 000,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
2027	1	0,96	9 581 000,00	0,00	9 212 500,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
2028	2	0,92		7 922 834,16	7 325 105,55	23 156,79	21 409,75		135 468,48	125 248,22	
2029	3	0,89		7 922 834,16	7 043 370,72	23 156,79	20 586,30		135 468,48	120 430,98	
2030	4	0,85		7 922 834,16	6 772 471,85	23 156,79	19 794,52		135 468,48	115 799,02	
2031	5	0,82		7 922 834,16	6 511 992,16	23 156,79	19 033,19		135 468,48	111 345,21	
2032	6	0,79		7 922 834,16	6 261 530,92	23 156,79	18 301,15		135 468,48	107 062,71	
2033	7	0,76		7 922 834,16	6 020 702,81	23 156,79	17 597,26		135 468,48	102 944,91	
2034	8	0,73		7 922 834,16	5 789 137,32	23 156,79	16 920,44		135 468,48	98 985,49	
2035	9	0,70		7 922 834,16	5 566 478,19	23 156,79	16 269,65		135 468,48	95 178,36	
2036	10	0,68		7 922 834,16	5 352 382,88	23 156,79	15 643,90		135 468,48	91 517,65	
2037	11	0,65		7 922 834,16	5 146 522,00	23 156,79	15 042,21		135 468,48	87 997,74	
2038	12	0,62		7 922 834,16	4 948 578,84	23 156,79	14 463,66		135 468,48	84 613,21	
2039	13	0,60		7 922 834,16	4 758 248,89	23 156,79	13 907,37		135 468,48	81 358,86	
2040	14	0,58		7 922 834,16	4 575 239,31	23 156,79	13 372,47		135 468,48	78 229,67	
2041	15	0,56		7 922 834,16	4 399 268,57	23 156,79	12 858,14		135 468,48	75 220,84	
2042	16	0,53		7 922 834,16	4 230 065,93	23 156,79	12 363,60		135 468,48	72 327,73	
2043	17	0,51		7 922 834,16	4 067 371,09	23 156,79	11 888,08		135 468,48	69 545,89	
2044	18	0,49		7 922 834,16	3 910 933,74	23 156,79	11 430,84		135 468,48	66 871,05	
2045	19	0,47		7 922 834,16	3 760 513,21	23 156,79	10 991,20		135 468,48	64 299,09	
2046	20	0,46		7 922 834,16	3 615 878,09	23 156,79	10 568,46		135 468,48	61 826,05	
			23 932 000,00		123 619 292,09		292 442,20	422,71		1 710 802,68	72,26

Tabela nr 27. Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO2 i kosztu produkcji energii - WARIANT II.

Rok		Stopa dyskonta	Nakłady inwestycyjne (netto zł)	Koszty eksploatacyjne (zł/rok)	Zdyskontowane Ki+Ke	Efekt ekologiczny (końcowy efekt redukcji emisji MgCO2/rok)	Zdyskontowana redukcja emisji CO2	DGC CO2	Produkcja energii cieplnej i elektrycznej [GJ/rok]	Zdyskontowana produkcja energii cieplnej i elektrycznej	wzrost DGC koszt produkcji energii cieplnej i elektrycznej
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WARIANT II											
2026	0	1,00	14 681 000,00	0,00	14 681 000,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
2027	1	0,96	7 081 000,00	0,00	6 808 653,85	0,00	0,00		0,00	0,00	
2028	2	0,92		4 532 472,64	4 190 525,74	15 634,10	14 454,61		119 769,83	110 733,94	
2029	3	0,89		4 532 472,64	4 029 351,68	15 634,10	13 898,66		119 769,83	106 474,94	
2030	4	0,85		4 532 472,64	3 874 376,61	15 634,10	13 364,10		119 769,83	102 379,75	
2031	5	0,82		4 532 472,64	3 725 362,13	15 634,10	12 850,09		119 769,83	98 442,07	
2032	6	0,79		4 532 472,64	3 582 078,97	15 634,10	12 355,86		119 769,83	94 655,84	
2033	7	0,76		4 532 472,64	3 444 306,70	15 634,10	11 880,63		119 769,83	91 015,23	
2034	8	0,73		4 532 472,64	3 311 833,37	15 634,10	11 423,69		119 769,83	87 514,64	
2035	9	0,70		4 532 472,64	3 184 455,16	15 634,10	10 984,31		119 769,83	84 148,69	
2036	10	0,68		4 532 472,64	3 061 976,11	15 634,10	10 561,84		119 769,83	80 912,20	
2037	11	0,65		4 532 472,64	2 944 207,80	15 634,10	10 155,61		119 769,83	77 800,20	
2038	12	0,62		4 532 472,64	2 830 969,04	15 634,10	9 765,01		119 769,83	74 807,88	
2039	13	0,60		4 532 472,64	2 722 085,62	15 634,10	9 389,44		119 769,83	71 930,66	
2040	14	0,58		4 532 472,64	2 617 390,02	15 634,10	9 028,30		119 769,83	69 164,09	
2041	15	0,56		4 532 472,64	2 516 721,17	15 634,10	8 681,06		119 769,83	66 503,93	
2042	16	0,53		4 532 472,64	2 419 924,20	15 634,10	8 347,18		119 769,83	63 946,09	
2043	17	0,51		4 532 472,64	2 326 850,19	15 634,10	8 026,13		119 769,83	61 486,63	
2044	18	0,49		4 532 472,64	2 237 355,95	15 634,10	7 717,43		119 769,83	59 121,76	
2045	19	0,47		4 532 472,64	2 151 303,80	15 634,10	7 420,61		119 769,83	56 847,84	
2046	20	0,46		4 532 472,64	2 068 561,35	15 634,10	7 135,20		119 769,83	54 661,39	
			21 762 000,00		78 729 289,45		197 439,77	398,75		1 512 547,76	52,05

Tabela nr 28. Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO2 i kosztu produkcji energii - WARIANT IIA.

Rok		Stopa dyskonta	Nakłady inwestycyjne (netto zł)	Koszty eksploatacyjne (zł/rok)	Zdyskontowane Ki+Ke	Efekt ekologiczny (końcowy efekt redukcji emisji MgCO2/rok)	Zdyskontowana redukcja emisji CO2	DGC CO2	Produkcja energii cieplnej i elektrycznej [G]/rok	Zdyskontowana produkcja energii cieplnej i elektrycznej	wzrost DGC koszt produkcji energii cieplnej i elektrycznej
1	2	4,00%	Ki	Ke	6	7	8	9	10	11	12
WARIANT IIA											
2026	0	1,00	14 681 000,00	0,00	14 681 000,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
2027	1	0,96	7 081 000,00	0,00	6 808 653,85	0,00	0,00		0,00	0,00	
2028	2	0,92		8 726 399,80	8 068 047,15	13 305,37	12 301,56		119 769,83	110 733,94	
2029	3	0,89		8 726 399,80	7 757 737,65	13 305,37	11 828,43		119 769,83	106 474,94	
2030	4	0,85		8 726 399,80	7 459 363,12	13 305,37	11 373,49		119 769,83	102 379,75	
2031	5	0,82		8 726 399,80	7 172 464,54	13 305,37	10 936,04		119 769,83	98 442,07	
2032	6	0,79		8 726 399,80	6 896 600,52	13 305,37	10 515,43		119 769,83	94 655,84	
2033	7	0,76		8 726 399,80	6 631 346,65	13 305,37	10 110,99		119 769,83	91 015,23	
2034	8	0,73		8 726 399,80	6 376 294,86	13 305,37	9 722,10		119 769,83	87 514,64	
2035	9	0,70		8 726 399,80	6 131 052,75	13 305,37	9 348,18		119 769,83	84 148,69	
2036	10	0,68		8 726 399,80	5 895 243,03	13 305,37	8 988,63		119 769,83	80 912,20	
2037	11	0,65		8 726 399,80	5 668 502,91	13 305,37	8 642,91		119 769,83	77 800,20	
2038	12	0,62		8 726 399,80	5 450 483,57	13 305,37	8 310,49		119 769,83	74 807,88	
2039	13	0,60		8 726 399,80	5 240 849,59	13 305,37	7 990,86		119 769,83	71 930,66	
2040	14	0,58		8 726 399,80	5 039 278,45	13 305,37	7 683,52		119 769,83	69 164,09	
2041	15	0,56		8 726 399,80	4 845 460,05	13 305,37	7 388,00		119 769,83	66 503,93	
2042	16	0,53		8 726 399,80	4 659 096,20	13 305,37	7 103,85		119 769,83	63 946,09	
2043	17	0,51		8 726 399,80	4 479 900,19	13 305,37	6 830,62		119 769,83	61 486,63	
2044	18	0,49		8 726 399,80	4 307 596,34	13 305,37	6 567,90		119 769,83	59 121,76	
2045	19	0,47		8 726 399,80	4 141 919,55	13 305,37	6 315,29		119 769,83	56 847,84	
2046	20	0,46		8 726 399,80	3 982 614,96	13 305,37	6 072,40		119 769,83	54 661,39	
			21 762 000,00		131 693 505,93		168 030,70	783,75		1 512 547,76	87,07

Tabela nr 29. Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO2 i kosztu produkcji energii - WARIANT IIB.

Rok		Stopa dyskonta	Nakłady inwestycyjne (netto zł)	Koszty eksploatacyjne (zł/rok)	Zdyskontowane Ki+Ke	Efekt ekologiczny (końcowy efekt redukcji emisji MgCO2/rok)	Zdyskontowana redukcja emisji CO2	DGC CO2	Produkcja energii cieplnej i elektrycznej [G]/rok	Zdyskontowana produkcja energii cieplnej i elektrycznej	wzrost DGC koszt produkcji energii cieplnej i elektrycznej
1	2	4,00%	Ki	Ke							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WARIANT IIB											
2026	0	1,00	14 651 000,00	0,00	14 651 000,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
2027	1	0,96	7 541 000,00	0,00	7 250 961,54	0,00	0,00		0,00	0,00	
2028	2	0,92		6 157 356,35	5 692 822,07	15 827,48	14 633,40		119 769,83	110 733,94	
2029	3	0,89		6 157 356,35	5 473 867,37	15 827,48	14 070,58		119 769,83	106 474,94	
2030	4	0,85		6 157 356,35	5 263 334,01	15 827,48	13 529,40		119 769,83	102 379,75	
2031	5	0,82		6 157 356,35	5 060 898,09	15 827,48	13 009,04		119 769,83	98 442,07	
2032	6	0,79		6 157 356,35	4 866 248,16	15 827,48	12 508,69		119 769,83	94 655,84	
2033	7	0,76		6 157 356,35	4 679 084,77	15 827,48	12 027,59		119 769,83	91 015,23	
2034	8	0,73		6 157 356,35	4 499 119,97	15 827,48	11 564,99		119 769,83	87 514,64	
2035	9	0,70		6 157 356,35	4 326 076,89	15 827,48	11 120,18		119 769,83	84 148,69	
2036	10	0,68		6 157 356,35	4 159 689,32	15 827,48	10 692,48		119 769,83	80 912,20	
2037	11	0,65		6 157 356,35	3 999 701,27	15 827,48	10 281,23		119 769,83	77 800,20	
2038	12	0,62		6 157 356,35	3 845 866,61	15 827,48	9 885,80		119 769,83	74 807,88	
2039	13	0,60		6 157 356,35	3 697 948,66	15 827,48	9 505,58		119 769,83	71 930,66	
2040	14	0,58		6 157 356,35	3 555 719,87	15 827,48	9 139,98		119 769,83	69 164,09	
2041	15	0,56		6 157 356,35	3 418 961,41	15 827,48	8 788,44		119 769,83	66 503,93	
2042	16	0,53		6 157 356,35	3 287 462,89	15 827,48	8 450,42		119 769,83	63 946,09	
2043	17	0,51		6 157 356,35	3 161 022,01	15 827,48	8 125,41		119 769,83	61 486,63	
2044	18	0,49		6 157 356,35	3 039 444,24	15 827,48	7 812,89		119 769,83	59 121,76	
2045	19	0,47		6 157 356,35	2 922 542,54	15 827,48	7 512,40		119 769,83	56 847,84	
2046	20	0,46		6 157 356,35	2 810 137,06	15 827,48	7 223,46		119 769,83	54 661,39	
			22 192 000,00		99 661 908,75		199 881,94	498,60		1 512 547,76	65,89

Tabela nr 30. Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO2 i kosztu produkcji energii - WARIANT III.

Rok		Stopa dyskonta	Nakłady inwestycyjne (netto zł)	Koszty eksploatacyjne (zł/rok)	Zdyskontowane Ki+Ke	Efekt ekologiczny (końcowy efekt redukcji emisji MgCO2/rok)	Zdyskontowana redukcja emisji CO2	DGC CO2	Produkcja energii cieplnej i elektrycznej [GJ/rok]	Zdyskontowana produkcja energii cieplnej i elektrycznej	wzrost DGC koszt produkcji energii cieplnej i elektrycznej
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WARIANT III											
2026	0	1,00	20 631 000,00	0,00	20 631 000,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
2027	1	0,96	23 191 000,00	0,00	22 299 038,46	0,00	0,00		0,00	0,00	
2028	2	0,92		11 856 450,13	10 961 954,64	42 090,02	38 914,59		275 684,69	254 886,00	
2029	3	0,89		11 856 450,13	10 540 341,00	42 090,02	37 417,88		275 684,69	245 082,69	
2030	4	0,85		11 856 450,13	10 134 943,27	42 090,02	35 978,73		275 684,69	235 656,43	
2031	5	0,82		11 856 450,13	9 745 137,76	42 090,02	34 594,93		275 684,69	226 592,72	
2032	6	0,79		11 856 450,13	9 370 324,76	42 090,02	33 264,36		275 684,69	217 877,62	
2033	7	0,76		11 856 450,13	9 009 927,66	42 090,02	31 984,96		275 684,69	209 497,71	
2034	8	0,73		11 856 450,13	8 663 391,98	42 090,02	30 754,77		275 684,69	201 440,10	
2035	9	0,70		11 856 450,13	8 330 184,60	42 090,02	29 571,89		275 684,69	193 692,41	
2036	10	0,68		11 856 450,13	8 009 792,88	42 090,02	28 434,51		275 684,69	186 242,70	
2037	11	0,65		11 856 450,13	7 701 723,92	42 090,02	27 340,88		275 684,69	179 079,52	
2038	12	0,62		11 856 450,13	7 405 503,77	42 090,02	26 289,30		275 684,69	172 191,85	
2039	13	0,60		11 856 450,13	7 120 676,70	42 090,02	25 278,18		275 684,69	165 569,08	
2040	14	0,58		11 856 450,13	6 846 804,52	42 090,02	24 305,94		275 684,69	159 201,04	
2041	15	0,56		11 856 450,13	6 583 465,89	42 090,02	23 371,10		275 684,69	153 077,92	
2042	16	0,53		11 856 450,13	6 330 255,66	42 090,02	22 472,21		275 684,69	147 190,31	
2043	17	0,51		11 856 450,13	6 086 784,29	42 090,02	21 607,89		275 684,69	141 529,15	
2044	18	0,49		11 856 450,13	5 852 677,20	42 090,02	20 776,82		275 684,69	136 085,72	
2045	19	0,47		11 856 450,13	5 627 574,23	42 090,02	19 977,71		275 684,69	130 851,65	
2046	20	0,46		11 856 450,13	5 411 129,07	42 090,02	19 209,34		275 684,69	125 818,90	
			43 822 000,00		192 662 632,26		531 545,98	362,46		3 481 563,51	55,34

Tabela nr 31. Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO2 i kosztu produkcji energii - WARIANT IV.

Rok		Stopa dyskonta	Nakłady inwestycyjne (netto zł)	Koszty eksploatacyjne (zł/rok)	Zdyskontowane Ki+Ke	Efekt ekologiczny (końcowy efekt redukcji emisji pyłu i siarki Mg/rok)	Zdyskontowana redukcja emisji zanieczyszczeń	DGC (Pył+SO2)	Produkcja energii cieplnej i elektrycznej [GJ/rok]	Zdyskontowana produkcja energii cieplnej i elektrycznej	wzrost DGC koszt produkcji energii cieplnej i elektrycznej
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WARIANT IV											
2026	0	1,00	2 451 000,00	0,00	2 451 000,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
2027	1	0,96	19 151 000,00	0,00	18 414 423,08	0,00	0,00		0,00	0,00	
2028	2	0,92		-3 386,30	-3 130,83	5,81	5,37		83 886,44	77 557,73	
2029	3	0,89		-3 386,30	-3 010,41	5,81	5,17		83 886,44	74 574,74	
2030	4	0,85		-3 386,30	-2 894,63	5,81	4,97		83 886,44	71 706,48	
2031	5	0,82		-3 386,30	-2 783,30	5,81	4,78		83 886,44	68 948,54	
2032	6	0,79		-3 386,30	-2 676,25	5,81	4,59		83 886,44	66 296,67	
2033	7	0,76		-3 386,30	-2 573,31	5,81	4,42		83 886,44	63 746,80	
2034	8	0,73		-3 386,30	-2 474,34	5,81	4,25		83 886,44	61 295,00	
2035	9	0,70		-3 386,30	-2 379,17	5,81	4,08		83 886,44	58 937,50	
2036	10	0,68		-3 386,30	-2 287,67	5,81	3,93		83 886,44	56 670,68	
2037	11	0,65		-3 386,30	-2 199,68	5,81	3,78		83 886,44	54 491,03	
2038	12	0,62		-3 386,30	-2 115,08	5,81	3,63		83 886,44	52 395,22	
2039	13	0,60		-3 386,30	-2 033,73	5,81	3,49		83 886,44	50 380,02	
2040	14	0,58		-3 386,30	-1 955,51	5,81	3,36		83 886,44	48 442,33	
2041	15	0,56		-3 386,30	-1 880,29	5,81	3,23		83 886,44	46 579,16	
2042	16	0,53		-3 386,30	-1 807,98	5,81	3,10		83 886,44	44 787,66	
2043	17	0,51		-3 386,30	-1 738,44	5,81	2,98		83 886,44	43 065,06	
2044	18	0,49		-3 386,30	-1 671,57	5,81	2,87		83 886,44	41 408,71	
2045	19	0,47		-3 386,30	-1 607,28	5,81	2,76		83 886,44	39 816,06	
2046	20	0,46		-3 386,30	-1 545,47	5,81	2,65		83 886,44	38 284,68	
			21 602 000,00		20 822 658,16		73,39	283 716,80		1 059 384,09	19,66

Tabela nr 32. Dynamiczny koszt jednostkowy redukcji emisji CO2 i kosztu produkcji energii - WARIANT V.

Rok		Stopa dyskonta	Nakłady inwestycyjne (netto zł)	Koszty eksploatacyjne (zł/rok)	Zdyskontowane Ki+Ke	Efekt ekologiczny (końcowy efekt redukcji emisji MgCO2/rok)	Zdyskontowana redukcja emisji CO2	DGC CO2	Produkcja energii cieplnej i elektrycznej [GJ/rok]	Zdyskontowana produkcja energii cieplnej i elektrycznej	wzrost DGC koszt produkcji energii cieplnej i elektrycznej
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WARIANT V											
2026	0	1,00	34 081 000,00	0,00	34 081 000,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
2027	1	0,96	29 681 000,00	0,00	28 539 423,08	0,00	0,00		0,00	0,00	
2028	2	0,92		848 467,02	784 455,46	21 435,54	19 818,36		119 769,83	110 733,94	
2029	3	0,89		848 467,02	754 284,09	21 435,54	19 056,12		119 769,83	106 474,94	
2030	4	0,85		848 467,02	725 273,17	21 435,54	18 323,19		119 769,83	102 379,75	
2031	5	0,82		848 467,02	697 378,05	21 435,54	17 618,45		119 769,83	98 442,07	
2032	6	0,79		848 467,02	670 555,81	21 435,54	16 940,82		119 769,83	94 655,84	
2033	7	0,76		848 467,02	644 765,21	21 435,54	16 289,25		119 769,83	91 015,23	
2034	8	0,73		848 467,02	619 966,54	21 435,54	15 662,74		119 769,83	87 514,64	
2035	9	0,70		848 467,02	596 121,68	21 435,54	15 060,33		119 769,83	84 148,69	
2036	10	0,68		848 467,02	573 193,92	21 435,54	14 481,08		119 769,83	80 912,20	
2037	11	0,65		848 467,02	551 148,00	21 435,54	13 924,12		119 769,83	77 800,20	
2038	12	0,62		848 467,02	529 950,00	21 435,54	13 388,58		119 769,83	74 807,88	
2039	13	0,60		848 467,02	509 567,31	21 435,54	12 873,63		119 769,83	71 930,66	
2040	14	0,58		848 467,02	489 968,56	21 435,54	12 378,49		119 769,83	69 164,09	
2041	15	0,56		848 467,02	471 123,62	21 435,54	11 902,40		119 769,83	66 503,93	
2042	16	0,53		848 467,02	453 003,48	21 435,54	11 444,61		119 769,83	63 946,09	
2043	17	0,51		848 467,02	435 580,27	21 435,54	11 004,43		119 769,83	61 486,63	
2044	18	0,49		848 467,02	418 827,18	21 435,54	10 581,19		119 769,83	59 121,76	
2045	19	0,47		848 467,02	402 718,44	21 435,54	10 174,22		119 769,83	56 847,84	
2046	20	0,46		848 467,02	387 229,27	21 435,54	9 782,90		119 769,83	54 661,39	
			63 762 000,00		73 335 533,15		270 704,93	270,91		1 512 547,76	48,48

3.3 Wstępne analizy - warianty z dotacją - zestawienie lata 2028 -2062.

Tabela nr 33. Wstępna analiza finansowa -Wariant I.

WYSZCZEGÓLNIENIE		JEDNOST.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062
1	Przychody ze sprzedaży	TYS. PLN	0	0	8 494	8 447	8 401	8 355	8 308	8 262	8 216	8 169	8 123	8 077	8 031	7 984	7 938	7 892	7 845	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799	7 799
2	Koszty operacyjne	TYS. PLN	0	0	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994	7 994
3	Zysk/strata na sprzedaży	TYS. PLN	0	0	500	454	408	361	315	269	222	176	130	83	37	-9	-56	-102	-148	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195
4	Pozostałe przychody operacyjne - z rozliczenia dotacji	TYS. PLN	0	0	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	
5	Koszty finansowe	TYS. PLN	0	438	695	648	602	556	509	463	417	371	324	278	232	185	139	93	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	Dochód	TYS. PLN	0	-438	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Podatek	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	Dochód netto	TYS. PLN	0	-438	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	Nakłady inwestycyjne	TYS. PLN	23 242,00	14 651	8 591	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	Finansowanie	TYS. PLN	14,6%	2 137	1 253	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	dotacja	TYS. PLN	85,4%	12 513	7 337	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	potyczka preferencyjna	TYS. PLN	0,0%	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
13	środki własne	TYS. PLN	0	0	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	
14	Splata kredytu	TYS. PLN	15 lat	12 513	19 850	18 527	17 203	15 880	14 557	13 233	11 910	10 587	9 263	7 940	6 617	5 293	3 970	2 647	1 323	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
15	Saldo zadłużenia	TYS. PLN	12 513	19 850	18 527	17 203	15 880	14 557	13 233	11 910	10 587	9 263	7 940	6 617	5 293	3 970	2 647	1 323	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16	Splata odsetek	TYS. PLN	3,50%	0	438	695	648	602	556	509	463	417	371	324	278	232	185	139	93	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
17	Amortyzacja	TYS. PLN	0	0	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	
18	Nadwyżka/deficyt	TYS. PLN	14	-439	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	-319	-319	-319	-319	-874	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	
19	Saldo dla IRR i NPV	TYS. PLN	14	-439	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	-319	-319	-319	-319	-874	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	
20	IRR	4,20%																																					
21	NPV	40 466,86 zł																																					

Tabela nr 34. Wstępna analiza finansowa –Wariant IA.

WYSZCZEGÓLNIENIE				JEDNOSTA		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062		
1	Prychody ze sprzedaży	TYS. PLN	0	0	11 684	11 630	14 592	11 545	11 499	11 453	11 406	11 360	11 314	11 268	11 221	11 175	11 129	11 082	11 036	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	10 990	
2	Koszty operacyjne	TYS. PLN	0	0	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184
3	Zysk/strata na sprzedaży		0	0	500	454	408	361	315	269	222	176	130	83	37	-9	-56	-102	-148	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195
3	Pozostałe przychody operacyjne - z rozliczenia dotacji	TYS. PLN	0	0	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
4	Koszty finansowe	TYS. PLN	0	438	695	648	602	556	509	463	417	371	324	278	232	185	139	93	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	Dochód	TYS. PLN	0	-438	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	Podatek	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Dochód netto	TYS. PLN	0	-438	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	Nakłady inwestycyjne	23 242,00	TYS. PLN	14 651	8 591	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	Finansowanie																																											
	dotacja	14,6%	TYS. PLN	2 137	1 253	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	pożyczka preferencyjna	85,4%	TYS. PLN	12 513	7 337	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	środki własne	0,0%	TYS. PLN	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	Splata kredytu	15 lat	TYS. PLN	0	0	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	
11	Saldo zadłużenia		TYS. PLN	12 513	19 850	18 527	17 203	15 880	14 557	13 233	11 910	10 587	9 263	7 940	6 617	5 293	3 970	2 647	1 323	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	Splata odsetek	3,50%	TYS. PLN	0	438	695	648	602	556	509	463	417	371	324	278	232	185	139	93	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
13	Amortyzacja		TYS. PLN	0	0	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	
14	Nadwyżka/deficyt		TYS. PLN	0	-439	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	-319	-319	-319	-319	-874	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227		
15	Saldo dla IRR i NPV		TYS. PLN	-1	-439	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	-319	-319	-319	-874	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	
IRR				4,20%																																								
NPV				40 466,86 zł																																								

Tabela nr 35. Wstępna analiza finansowa –Wariant IB.

[illegible]

Tabela nr 36. Wstępna analiza finansowa – Wariant II.

[illegible]

Tabela nr 37. Wstępna analiza finansowa –Wariant IIA.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062
1	Przychody ze sprzedaży	TYS. PLN	0	0	10 471	10 426	10 381	10 335	10 290	10 245	10 200	10 155	10 109	10 064	10 019	9 974	9 929	9 883	9 838	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793	9 793
2	Koszty operacyjne	TYS. PLN	0	0	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925
3	Zysk/strata na sprzedaży		0	0	547	501	456	411	366	321	275	230	185	140	95	49	4	-41	-86	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131
4	Pozostałe przychody operacyjne - z rozliczenia dotacji	TYS. PLN	0	0	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
5	Koszty finansowe	TYS. PLN	0	457	678	633	588	542	497	452	407	362	316	271	226	181	136	90	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	Dochód	TYS. PLN	0	-457	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Podatek	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	Dochód netto	TYS. PLN	0	-457	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	Nakłady inwestycyjne	21 762,00	TYS. PLN	14 681	7 081	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	Finansowanie																																						
11	dotacja	TYS. PLN	1 611	777	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
12	pożyczka preferencyjna	89,0%	TYS. PLN	13 069	6 303	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
13	środki własne	0,0%	TYS. PLN	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
14	Splata zadłużenia	15 lat	TYS. PLN	0	0	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	1 291	
15	Saldo kredytu		TYS. PLN	13 069	19 372	18 081	16 789	15 498	14 206	12 915	11 623	10 332	9 040	7 749	6 457	5 166	3 874	2 583	1 291	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
16	Splata odsetek	3,50%	TYS. PLN	0	457	678	633	588	542	497	452	407	362	316	271	226	181	136	90	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
17	Amortyzacja		TYS. PLN	0	0	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	928	928	928	928	433	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	219	219	219	219	219	219	219		
18	Nadwyżka/deficyt		TYS. PLN	-1	-458	-93	-93	-93	-93	-93	-93	-93	-93	-93	-93	-363	-363	-363	-363	-858	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	219	219	219	219	219	219	219		
19	Saldo dla IRR i NPV		TYS. PLN	-1	-458	-93	-93	-93	-93	-93	-93	-93	-93	-93	-93	-363	-363	-363	-363	-858	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	219	219	219	219	219	219	219	219	
20	IRR		1,32%																																				
21	NPV		-794 516,71 zł																																				

Tabela nr 38. Wstępna analiza finansowa –Wariant IIB.

WYSZCZEGÓLNIENIE			JEDNOST.																																				
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062
1	Przychody ze sprzedaży	TYS. PLN	0	0	7 928	7 882	7 836	7 790	7 744	7 698	7 651	7 605	7 559	7 513	7 467	7 421	7 374	7 328	7 282	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236	7 236
2	Koszty operacyjne	TYS. PLN	0	0	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367
3	Zysk/strata na sprzedaży		0	0	561	515	469	423	376	330	284	238	192	146	99	53	7	-39	-85	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131
4	Pozostałe przychody operacyjne - z rozliczenia dotacji	TYS. PLN	0	0	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	
5	Koszty finansowe	TYS. PLN	0	457	692	646	600	554	508	462	415	369	323	277	231	185	138	92	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	Dochód	TYS. PLN	0	-457	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	Podatek	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	Dochód netto	TYS. PLN	0	-457	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
9	Nakłady inwestycyjne	22 192,00	TYS. PLN	14 651	7 541	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	Finansowanie																																						
11	dotacja	10,9%	TYS. PLN	1 590	819	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	pożyczka preferencyjna	89,1%	TYS. PLN	13 060	6 721	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
13	środki własne	0,0%	TYS. PLN	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
14	Splata kredytu	15 lat	TYS. PLN	0	0	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	1 319	
15	Saldo zadłużenia		TYS. PLN	13 060	19 781	18 462	17 144	15 825	14 506	13 187	11 869	10 550	9 231	7 912	6 594	5 275	3 956	2 637	1 319	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16	Splata odsetek	3,50%	TYS. PLN	0	457	692	646	600	554	508	462	415	369	323	277	231	185	138	92	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
17	Amortyzacja		TYS. PLN	0	0	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	940	940	940	940	445	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	228	228	228	228	228	228	228	228	
18	Nadwyżka/deficyt		TYS. PLN	-1	-458	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-379	-379	-379	-379	-874	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	228	228	228	228	228	228	228	
19	Saldo dla IRR i NPV		TYS. PLN	-1	-458	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-109	-379	-379	-379	-379	-874	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	228	228	228	228	228	228	228	
IRR			1,21%																																				
NPV			-878 751,45 zł																																				

Tabela nr 40. Wstępna analiza finansowa –Wariant V.

WYŚCISZCZENIE			IDNOŚĆ		2020	2027	2032	2037	2042	2047	2052	2057	2062	2067	2072	2077	2082	2087	2092	2097	2102	2107	2112	2117	2122	2127	2132	2137	2142	2147	2152	2157	2162	2167	2172	2177	2182	2187	2192	2197	2202	2207	2212	2217	2222	2227	2232	2237	2242	2247	2252	2257	2262	2267	2272	2277	2282	2287	2292	2297	2302	2307	2312	2317	2322	2327	2332	2337	2342	2347	2352	2357	2362	2367	2372	2377	2382	2387	2392	2397	2402	2407	2412	2417	2422	2427	2432	2437	2442	2447	2452	2457	2462	2467	2472	2477	2482	2487	2492	2497	2502	2507	2512	2517	2522	2527	2532	2537	2542	2547	2552	2557	2562	2567	2572	2577	2582	2587	2592	2597	2602	2607	2612	2617	2622	2627	2632	2637	2642	2647	2652	2657	2662	2667	2672	2677	2682	2687	2692	2697	2702	2707	2712	2717	2722	2727	2732	2737	2742	2747	2752	2757	2762	2767	2772	2777	2782	2787	2792	2797	2802	2807	2812	2817	2822	2827	2832	2837	2842	2847	2852	2857	2862	2867	2872	2877	2882	2887	2892	2897	2902	2907	2912	2917	2922	2927	2932	2937	2942	2947	2952	2957	2962	2967	2972	2977	2982	2987	2992	2997	3002	3007	3012	3017	3022	3027	3032	3037	3042	3047	3052	3057	3062	3067	3072	3077	3082	3087	3092	3097	3102	3107	3112	3117	3122	3127	3132	3137	3142	3147	3152	3157	3162	3167	3172	3177	3182	3187	3192	3197	3202	3207	3212	3217	3222	3227	3232	3237	3242	3247	3252	3257	3262	3267	3272	3277	3282	3287	3292	3297	3302	3307	3312	3317	3322	3327	3332	3337	3342	3347	3352	3357	3362	3367	3372	3377	3382	3387	3392	3397	3402	3407	3412	3417	3422	3427	3432	3437	3442	3447	3452	3457	3462	3467	3472	3477	3482	3487	3492	3497	3502	3507	3512	3517	3522	3527	3532	3537	3542	3547	3552	3557	3562	3567	3572	3577	3582	3587	3592	3597	3602	3607	3612	3617	3622	3627	3632	3637	3642	3647	3652	3657	3662	3667	3672	3677	3682	3687	3692	3697	3702	3707	3712	3717	3722	3727	3732	3737	3742	3747	3752	3757	3762	3767	3772	3777	3782	3787	3792	3797	3802	3807	3812	3817	3822	3827	3832	3837	3842	3847	3852	3857	3862	3867	3872	3877	3882	3887	3892	3897	3902	3907	3912	3917	3922	3927	3932	3937	3942	3947	3952	3957	3962	3967	3972	3977	3982	3987	3992	3997	4002	4007	4012	4017	4022	4027	4032	4037	4042	4047	4052	4057	4062	4067	4072	4077	4082	4087	4092	4097	4102	4107	4112	4117	4122	4127	4132	4137	4142	4147	4152	4157	4162	4167	4172	4177	4182	4187	4192	4197	4202	4207	4212	4217	4222	4227	4232	4237	4242	4247	4252	4257	4262	4267	4
---------------	--	--	--------	--	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	---

Z uwagi na brak możliwości pozyskania dofinansowania w formie dotacji nie sporządzono tabeli wstępnej analizy finansowej dla wariantu IV.

3.4 Wstępne analizy - warianty bez dotacji - zestawienie lata 2028-2045.

Tabela nr 41. Wstępna analiza finansowa –Wariant I.

[illegible]

Tabela nr 42. Wstępna analiza finansowa –Wariant IA.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2020	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Przychody ze sprzedaży	TYS. PLN	0	0	0	11 681	11 635	11 589	11 543	11 497	11 451	11 404	11 358	11 312	11 266	11 220	11 174	11 128	11 082	11 036	10 990	10 990	10 990
2	Koszty operacyjne	TYS. PLN	0	0	0	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184	11 184
	Zysk/strata na sprzedaży		0	0	0	497	451	405	359	312	266	220	174	128	82	36	-10	-56	-102	-148	-195	-195	-195
3	Pozostałe przychody operacyjne - z rozliczenia dotacji	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Koszty finansowe	TYS. PLN	0	0	436	691	645	599	553	507	461	415	369	323	277	230	184	138	92	46	0	0	0
4	Dochód	TYS. PLN	0	0	-436	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195
5	Podatek	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Dochód netto	TYS. PLN	0	0	-436	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195	-195
7	Nakłady inwestycyjne	23 242,00	0	14 651	8 591	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Finansowanie																						
	dotacja	0,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	pożyczka preferencyjna	85,0%	0	12 453	7 302	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	środki własne	15,0%	0	2 198	1 289	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Splata kredytu	15 lat	0	0	0	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	0	0	0
10	Saldo zadłużenia	TYS. PLN	0	12 453	19 756	18 439	17 122	15 805	14 488	13 170	11 853	10 536	9 219	7 902	6 585	5 268	3 951	2 634	1 317	0	0	0	0
11	Splata odsetek	3,50%	0	0	436	691	645	599	553	507	461	415	369	323	277	230	184	138	92	46	0	0	0
12	Amortyzacja	TYS. PLN	0	0	0	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334	1 004	1 004	1 004	1 004	449	227	227	227
14	Nadwyżka/deficyt	TYS. PLN	0	-2 198	-1 725	-177	-177	-177	-177	-177	-177	-177	-177	-177	-177	-507	-507	-507	-507	-1 063	32	32	32
15	Saldo dla IRR i NPV	TYS. PLN	0	-2 198	-1 725	-177	-177	-177	-177	-177	-177	-177	-177	-177	-177	-507	-507	-507	-507	-1 063	32	32	32
	IRR	#LICZBA!																					
	NPV	-6 688 562,18 zł																					

Tabela nr 43. Wstępna analiza finansowa –Wariant IB.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2020	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Przychody ze sprzedaży	TYS. PLN	0	0	0	9 776	9 730	9 684	9 638	9 592	9 545	9 499	9 453	9 407	9 361	9 315	9 269	9 223	9 177	9 131	9 085	9 085	9 085
2	Koszty operacyjne	TYS. PLN	0	0	0	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282	9 282
	Zysk/strata na sprzedaży		0	0	0	494	448	402	355	309	263	217	171	125	79	33	-13	-59	-105	-152	-198	-198	-198
3	Pozostałe przychody operacyjne - z rozliczenia dotacji	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Koszty finansowe	TYS. PLN	0	0	436	691	645	599	553	507	461	415	369	323	277	230	184	138	92	46	0	0	0
4	Dochód	TYS. PLN	0	0	-436	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198
5	Podatek	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Dochód netto	TYS. PLN	0	0	-436	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198	-198
7	Nakłady inwestycyjne	23 242,00	0	14 651	8 591	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Finansowanie																						
	dotacja	0,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	pożyczka preferencyjna	85,0%	0	12 453	7 302	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	środki własne	15,0%	0	2 198	1 289	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Splata kredytu	15 lat	0	0	0	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	1 317	0	0	0
10	Saldo zadłużenia	TYS. PLN	0	12 453	19 756	18 439	17 122	15 805	14 488	13 170	11 853	10 536	9 219	7 902	6 585	5 268	3 951	2 634	1 317	0	0	0	0
11	Splata odsetek	3,50%	0	0	436	691	645	599	553	507	461	415	369	323	277	230	184	138	92	46	0	0	0
12	Amortyzacja	TYS. PLN	0	0	0	1 359	1 359	1 359	1 359	1 359	1 359	1 359	1 359	1 359	1 359	1 029	1 029	1 029	1 029	469	245	245	245
14	Nadwyżka/deficyt	TYS. PLN	0	-2 198	-1 725	-155	-155	-155	-155	-155	-155	-155	-155	-155	-155	-485	-485	-485	-485	-1 045	48	48	48
15	Saldo dla IRR i NPV	TYS. PLN	0	-2 198	-1 725	-155	-155	-155	-155	-155	-155	-155	-155	-155	-155	-485	-485	-485	-485	-1 045	48	48	48
	IRR	#LICZBA!																					
	NPV	-6 442 100,73 zł																					

Tabela nr 44. Wstępna analiza finansowa –Wariant II.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2020	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Przychody ze sprzedaży	TYS. PLN	0	0	0	6 247	6 203	6 160	6 117	6 074	6 031	5 988	5 944	5 901	5 858	5 815	5 772	5 729	5 685	5 642	5 599	5 599	5 599
2	Koszty operacyjne	TYS. PLN	0	0	0	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731	5 731
	Zysk/strata na sprzedaży		0	0	0	516	473	430	386	343	300	257	214	171	127	84	41	-2	-45	-88	-131	-131	-131
3	Pozostałe przychody operacyjne - z rozliczenia dotacji	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Koszty finansowe	TYS. PLN	0	0	437	647	604	561	518	475	432	388	345	302	259	216	173	129	86	43	0	0	0
4	Dochód	TYS. PLN	0	0	-437	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131
5	Podatek	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Dochód netto	TYS. PLN	0	0	-437	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131
7	Nakłady inwestycyjne	21 762,00	0	14 681	7 081	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Finansowanie																						
	dotacja	0,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	pożyczka preferencyjna	85,0%	0	12 479	6 019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	środki własne	15,0%	0	2 202	1 062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Splata kredytu	15 lat	0	0	0	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233
10	Saldo zadłużenia		0	12 479	18 498	17 265	16 031	14 798	13 565	12 332	11 099	9 865	8 632	7 399	6 166	4 933	3 700	2 466	1 233	0	0	0	0
11	Splata odsetek	3,50%	0	0	437	647	604	561	518	475	432	388	345	302	259	216	173	129	86	43	0	0	0
12	Amortyzacja		0	0	0	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	928	928	928	928	433	235	235	235
14	Nadwyżka/deficyt		0	-2 202	-1 499	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-437	-437	-437	-437	-932	104	104	104
15	Saldo dla IRR i NPV		0	-2 202	-1 499	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-437	-437	-437	-437	-932	104	104	104
IRR		#LICZBA!																					
NPV				-6 072 425,30 zł																			

Tabela nr 45. Wstępna analiza finansowa –Wariant IIA.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2020	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Przychody ze sprzedaży	TYS. PLN	0	0	0	10 440	10 397	10 354	10 311	10 268	10 225	10 182	10 138	10 095	10 052	10 009	9 966	9 923	9 879	9 836	9 793	9 793	9 793
2	Koszty operacyjne	TYS. PLN	0	0	0	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925	9 925
	Zysk/strata na sprzedaży		0	0	0	516	473	430	386	343	300	257	214	171	127	84	41	-2	-45	-88	-131	-131	-131
3	Pozostałe przychody operacyjne - z rozliczenia dotacji	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Koszty finansowe	TYS. PLN	0	0	437	647	604	561	518	475	432	388	345	302	259	216	173	129	86	43	0	0	0
4	Dochód	TYS. PLN	0	0	-437	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131
5	Podatek	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Dochód netto	TYS. PLN	0	0	-437	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131
7	Nakłady inwestycyjne	21 762,00	0	14 681	7 081	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Finansowanie																						
	dotacja	0,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	pożyczka preferencyjna	85,0%	0	12 479	6 019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	środki własne	15,0%	0	2 202	1 062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Splata kredytu	15 lat	0	0	0	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233	1 233
10	Saldo zadłużenia		0	12 479	18 498	17 265	16 031	14 798	13 565	12 332	11 099	9 865	8 632	7 399	6 166	4 933	3 700	2 466	1 233	0	0	0	0
11	Splata odsetek	3,50%	0	0	437	647	604	561	518	475	432	388	345	302	259	216	173	129	86	43	0	0	0
12	Amortyzacja		0	0	0	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	1 198	928	928	928	928	433	235	235	235
14	Nadwyżka/deficyt		0	-2 202	-1 499	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-437	-437	-437	-437	-932	104	104	104
15	Saldo dla IRR i NPV		0	-2 202	-1 499	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-167	-437	-437	-437	-437	-932	104	104	104
IRR		#LICZBA!																					
NPV				-6 072 425,30 zł																			

Tabela nr 46. Wstępna analiza finansowa –Wariant IIB.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2020	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Przychody ze sprzedaży	TYS. PLN	0	0	0	7 896	7 852	7 808	7 764	7 720	7 676	7 632	7 588	7 544	7 500	7 456	7 412	7 368	7 324	7 280	7 236	7 236	7 236
2	Koszty operacyjne	TYS. PLN	0	0	0	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367	7 367
	Zysk/strata na sprzedaży		0	0	0	529	485	441	397	353	309	265	221	177	133	89	45	1	-43	-87	-131	-131	-131
3	Pozostałe przychody operacyjne - z rozliczenia dotacji	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Koszty finansowe	TYS. PLN	0	0	436	660	616	572	528	484	440	396	352	308	264	220	176	132	88	44	0	0	0
4	Dochód	TYS. PLN	0	0	-436	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131
5	Podatek	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Dochód netto	TYS. PLN	0	0	-436	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131	-131
7	Nakłady inwestycyjne	22 192,00	0	14 651	7 541	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Finansowanie																						
	dotacja	0,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	pożyczka preferencyjna	85,0%	0	12 453	6 410	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	środki własne	15,0%	0	2 198	1 131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Splata kredytu	15 lat	0	0	0	1 258	1 258	1 258	1 258	1 258	1 258	1 258	1 258	1 258	1 258	1 258	1 258	1 258	1 258	1 258	0	0	0
10	Saldo zadłużenia		0	12 453	18 863	17 606	16 348	15 091	13 833	12 575	11 318	10 060	8 803	7 545	6 288	5 030	3 773	2 515	1 258	0	0	0	0
11	Splata odsetek	3,50%	0	0	436	660	616	572	528	484	440	396	352	308	264	220	176	132	88	44	0	0	0
12	Amortyzacja		0	0	0	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	940	940	940	940	445	247	247	247
14	Nadwyżka/deficyt		0	-2 198	-1 567	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-449	-449	-449	-449	-944	115	115	115
15	Saldo dla IRR i NPV		0	-2 198	-1 567	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-449	-449	-449	-449	-944	115	115	115
	IRR	#LICZBA!																					
	NPV			-6 241 882,29 zł																			

Tabela nr 47. Wstępna analiza finansowa –Wariant III.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2020	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Przychody ze sprzedaży	TYS. PLN	0	0	0	15 095	15 009	14 922	14 835	14 748	14 661	14 574	14 487	14 400	14 313	14 226	14 139	14 052	13 966	13 879	13 792	13 792	13 792
2	Koszty operacyjne	TYS. PLN	0	0	0	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955	14 955
	Zysk/strata na sprzedaży		0	0	0	140	54	-33	-120	-207	-294	-381	-468	-555	-642	-729	-816	-903	-989	-1 076	-1 163	-1 163	-1 163
3	Pozostałe przychody operacyjne - z rozliczenia dotacji	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Koszty finansowe	TYS. PLN	0	0	614	1 304	1 217	1 130	1 043	956	869	782	695	608	521	435	348	261	174	87	0	0	0
4	Dochód	TYS. PLN	0	0	-614	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163
5	Podatek	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Dochód netto	TYS. PLN	0	0	-614	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163	-1 163
7	Nakłady inwestycyjne	43 822,00	0	20 631	23 191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Finansowanie																						
	dotacja	0,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	pożyczka preferencyjna	85,0%	0	17 536	19 712	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	środki własne	15,0%	0	3 095	3 479	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Splata kredytu	15 lat	0	0	0	2 483	2 483	2 483	2 483	2 483	2 483	2 483	2 483	2 483	2 483	2 483	2 483	2 483	2 483	2 483	0	0	0
10	Saldo zadłużenia		0	17 536	37 249	34 765	32 282	29 799	27 316	24 832	22 349	19 866	17 383	14 899	12 416	9 933	7 450	4 966	2 483	0	0	0	0
11	Splata odsetek	3,50%	0	0	614	1 304	1 217	1 130	1 043	956	869	782	695	608	521	435	348	261	174	87	0	0	0
12	Amortyzacja		0	0	0	1 163	1 086	1 008	931	853	776	698	620	543	465	388	310	233	155	78	0	0	0
14	Nadwyżka/deficyt		0	-3 095	-4 092	-2 483	-2 561	-2 638	-2 716	-2 793	-2 871	-2 949	-3 026	-3 104	-3 181	-3 259	-3 336	-3 414	-3 491	-3 569	-1 163	-1 163	-1 163
15	Saldo dla IRR i NPV		0	-3 095	-4 092	-2 483	-2 561	-2 638	-2 716	-2 793	-2 871	-2 949	-3 026	-3 104	-3 181	-3 259	-3 336	-3 414	-3 491	-3 569	-1 163	-1 163	-1 163
	IRR	#LICZBA!																					
	NPV			-38 943 296,52 zł																			

Tabela nr 48. Wstępna analiza finansowa –Wariant IV.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2020	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Przychody ze sprzedaży	TYS. PLN	0	0	0	2 177	2 135	2 092	2 049	2 006	1 963	1 920	1 878	1 835	1 792	1 749	1 706	1 663	1 621	1 578	1 535	1 535	1 535
2	Koszty operacyjne	TYS. PLN	0	0	0	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535	1 535
	Zysk/strata na sprzedaży		0	0	0	642	599	557	514	471	428	385	343	300	257	214	171	128	86	43	0	0	0
3	Pozostałe przychody operacyjne - z rozliczenia dotacji	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Koszty finansowe	TYS. PLN	0	0	55	642	599	557	514	471	428	385	343	300	257	214	171	128	86	43	0	0	0
5	Dochód	TYS. PLN	0	0	-55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Podatek	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Dochód netto	TYS. PLN	0	0	-55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Nakłady inwestycyjne	21 602,00	0	2 451	19 151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Finansowanie																						
	dotacja	0,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	pożyczka preferencyjna	85,0%	0	1 581	16 771	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	środki własne	15,0%	0	870	2 380	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Splata kredytu	15 lat	0	0	0	1 223	1 223	1 223	1 223	1 223	1 223	1 223	1 223	1 223	1 223	1 223	1 223	1 223	1 223	1 223	0	0	0
10	Saldo zadłużenia		0	1 581	18 352	17 129	15 905	14 682	13 458	12 235	11 011	9 788	8 564	7 341	6 117	4 894	3 670	2 447	1 223	0	0	0	0
11	Splata odsetek	3,50%	0	0	55	642	599	557	514	471	428	385	343	300	257	214	171	128	86	43	0	0	0
12	Amortyzacja		0	0	0	1 538	1 538	1 538	1 538	1 538	1 538	1 538	1 538	1 538	1 538	1 606	826	826	826	289	74	74	74
14	Nadwyżka/deficyt		0	-870	-2 435	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	383	-397	-397	-397	-935	74	74	74
15	Saldo dla IRR i NPV		0	-870	-2 435	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	383	-397	-397	-397	-935	74	74	74
	IRR	#LICZBA!																					
	NPV			-1 533 121,69 zł																			

Tabela nr 49. Wstępna analiza finansowa –Wariant V.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2020	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Przychody ze sprzedaży	TYS. PLN	0	0	0	5 542	5 415	5 289	5 162	5 036	4 909	4 783	4 656	4 530	4 404	4 277	4 151	4 024	3 898	3 771	3 645	3 645	3 645
2	Koszty operacyjne	TYS. PLN	0	0	0	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176	5 176
	Zysk/strata na sprzedaży		0	0	0	366	240	113	-13	-140	-266	-393	-519	-646	-772	-899	-1 025	-1 151	-1 278	-1 404	-1 531	-1 531	-1 531
3	Pozostałe przychody operacyjne - z rozliczenia dotacji	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Koszty finansowe	TYS. PLN	0	0	1 014	1 897	1 770	1 644	1 518	1 391	1 265	1 138	1 012	885	759	632	506	379	253	126	0	0	0
5	Dochód	TYS. PLN	0	0	-1 014	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531
6	Podatek	TYS. PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Dochód netto	TYS. PLN	0	0	-1 014	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531	-1 531
8	Nakłady inwestycyjne	63 762,00	0	34 081	29 681	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Finansowanie																						
	dotacja	0,0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	pożyczka preferencyjna	85,0%	0	28 969	25 229	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	środki własne	15,0%	0	5 112	4 452	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Splata kredytu	15 lat	0	0	0	3 613	3 613	3 613	3 613	3 613	3 613	3 613	3 613	3 613	3 613	3 613	3 613	3 613	3 613	3 613	0	0	0
10	Saldo zadłużenia		0	28 969	54 198	50 585	46 971	43 358	39 745	36 132	32 519	28 905	25 292	21 679	18 066	14 453	10 840	7 226	3 613	0	0	0	0
11	Splata odsetek	3,50%	0	0	1 014	1 897	1 770	1 644	1 518	1 391	1 265	1 138	1 012	885	759	632	506	379	253	126	0	0	0
12	Amortyzacja		0	0	0	4 327	4 327	4 327	4 327	4 327	4 327	4 327	4 327	4 327	4 327	2 687	2 687	2 687	2 687	1 037	377	377	377
14	Nadwyżka/deficyt		0	-5 112	-5 466	-817	-817	-817	-817	-817	-817	-817	-817	-817	-817	-2 457	-2 457	-2 457	-2 457	-4 107	-1 154	-1 154	-1 154
15	Saldo dla IRR i NPV		0	-5 112	-5 466	-817	-817	-817	-817	-817	-817	-817	-817	-817	-817	-2 457	-2 457	-2 457	-2 457	-4 107	-1 154	-1 154	-1 154
	IRR	#LICZBA!																					
	NPV			-25 417 143,65 zł																			

3.5 Przedstawienie i szczegółowe opisanie harmonogramu rzeczowo – finansowego realizacji inwestycji.

Tabela nr 50. Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant I, IA.

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2026	2027
1	Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych	800,00	750,00	50,00
1.1	Projekt kotłowni gazowej, hala kotłów oraz silnika gazowego, technologia kotłowni, magazyn oleju, wraz z niezbędnymi instalacjami wewnętrznymi kotłowni: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczna, gazowa; oraz z przyłączami instalacji zewnętrznych: wodno - kanalizacyjna, sieć ciepła, elektryczna i gazowa.	800,00	750,00	50,00
2	Kotłownia opalana gazem ziemnym/ olejem opałowym.	21 640,00	13 450,00	8 190,00
2.1	Budowa budynku kotłowni na potrzeby kotłów gazowych oraz silnika gazowego wraz z magazynem oleju opałowego. Budowa wewnętrznych instalacji sanitarnymi (c.o., wentyl., wod-kan., elektr.);	2 900,00	1 800,00	1 100,00
2.2	Dostawa i montaż dwóch kotłów wodnych kondensacyjnych każdy o mocy znamionowej ok. 7,0 MW, 16bar, wraz z osprzętem kotłów, AKPiA - z aparaturą kontrolno - pomiarową i automatyką, palnikami gazowo/olejowymi ze ścieżką gazową, szafami sterowniczymi dla każdego z kotłów oraz szafą kaskadową.	3 500,00	3 000,00	500,00
2.3	Dostawa i montaż instalacji odprowadzania i oczyszczania spalin z kotłów gazowych.	800,00	450,00	350,00
2.4	Instalacja technologiczna – hydrauliczna kotłów gazowych oraz silnika gazowego: system pomp oraz wymienników, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje.	1 000,00	200,00	800,00
2.5	Dostawa i montaż kompletnego agregatu kogeneracyjnego (mocy elektrycznej ok. 1,998MWel i mocy cieplnej Ht+Lt 2,379MWth). Wentylatory obiegu powietrza, zbiornik oleju smarowniczego, instalacja oleju smarowniczego z pompą olejową, instalacja płynu chłodniczego z pompą. Układ chłodzenia i produkcji ciepłej wody z bloku silnika – chłodnica dachowa z naczyniem wyrównawczym, moduł kogeneracyjny odzysku ciepła z bloku silnika, armatura i orurowanie, wymiennik płytowy separacyjny z płynem chłodniczym. Instalacja technologiczna – hydrauliczna.	6 000,00	4 000,00	2 000,00
2.6	Układ odprowadzenia spalin – czopuch, komin z fundamentem i konstrukcją wsporczą. Tłumik do agregatu.	600,00	450,00	150,00
2.7	Budowa stacji traformatorowej (budynek +fundament). Przyłącze elektroenergetyczne do kotłowni, wykonanie wewnętrznej instalacji elektrycznej. Dostawa transformatora.	1 200,00	800,00	400,00
2.8	Wykonanie instalacji AKPiA - PktLAN), szafa zasilania potrzeb własnych, szafa wyłącznika głównego, instalacje bezpieczeństwa, detekcja wycieku gazu i sterowanie zaworem bezpieczeństwa, okablowanie, instalacje nn, sygnalizacja i monitoring, układy pomiarowo-rozliczeniowe wytworzonej energii elektrycznej, cieplnej i zużytego gazu.	900,00	50,00	850,00
2.9	Budowę niezbędnych przyłączy : wodociągowe, kanalizacyjne, sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym (2x dn200/315mm, dł. ok. L=1200mb)	3 500,00	2 000,00	1 500,00
2.10	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza gazowego do kotłowni, wewnętrzna instalacja gazowa do projektowanych kotłów oraz silnika gazowego.	840,00	600,00	240,00
2.11	Zagospodarowanie terenu kotłowni: roboty budowlane dróg dojazdowych. p.poż, ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.	400,00	100,00	300,00
3	Próby, rozruch, uruchomienie i osiągnięcie założonych parametrów, instrukcja obsługi.	300,00	200,00	100,00
4	Nadzór inwestorski i autorski	500,00	250,00	250,00
5	Promocja projektu	2,00	1,00	1,00
	Dotacja	3 390,00	2 136,95	1 253,05
	NFOŚiGW/WFOŚiGW – pożyczka	19 850,00	12 513,05	7 336,95
	Środki własne	2,00	1,00	1,00
	OGÓŁEM NAKŁADY :	23 242,00	14 651,00	8 591,00

Tabela nr 51. Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant IB.

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2026	2027
1	Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych	800,00	750,00	50,00
1.1	Projekt kotłowni gazowej, hala kotłów oraz silnika gazowego, technologia kotłowni, zewnętrzny magazyn wodoru ,wraz z niezbędnymi instalacjami wewnętrznymi kotłowni: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczna, gazowa; oraz z przyłączami instalacji zewnętrznych: wodno - kanalizacyjna, sieć ciepła, elektryczna i gazowa.	800,00	750,00	50,00
2	Kotłownia opalana gazem ziemnym/ olejem opałowym.	22 230,00	13 300,00	8 930,00
2.1	Budowa budynku kotłowni na potrzeby kotłów gazowych oraz silnika gazowego. Budowa wewnętrznych instalacji sanitarnymi (c.o., wentyl., wod-kan.,elektr).	2 900,00	1 500,00	1 400,00
2.2	Dostawa i montaż dwóch kotłów wodnych kondensacyjnych każdy o mocy znamionowej ok.7,0 MW, 16bar, wraz z osprzętem kotłów, AKPiA - z aparaturą kontrolno - pomiarową i automatyką, palnikami gazowo - wodorowymi ze ścieżką gazową, szafami sterowniczymi dla każdego z kotłów oraz szafą kaskadową.	3 500,00	3 000,00	500,00
2.3	Dostawa i montaż instalacji odprowadzania i oczyszczania spalin z kotłów gazowych.	800,00	450,00	350,00
2.4	Instalacja technologiczno – hydrauliczna kotłów gazowych oraz silnika gazowego: system pomp oraz wymienników, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje.	1 000,00	200,00	800,00
2.5	Dostawa i montaż kompletnego agregatu kogeneracyjnego (mocy elektrycznej ok. 1,998MWel i mocy cieplnej Ht+Lt 2,379MWth). Wentylatory obiegu powietrza, zbiornik oleju smarowniczego, instalacja oleju smarowniczego z pompą olejową, instalacja płynu chłodniczego z pompą. Układ chłodzenia i produkcji ciepłej wody z bloku silnika – chłodnica dachowa z naczyniem wyrównawczym, moduł kogeneracyjny odzysku ciepła z bloku silnika, armatura i orurowanie, wymiennik płytowy separacyjny z płynem chłodniczym. Instalacja technologiczno – hydrauliczna.	6 000,00	4 000,00	2 000,00
2.6	Układ odprowadzenia spalin – czopuch, komin z fundamentem i konstrukcją wsporczą. Tłumik do agregatu.	600,00	450,00	150,00
2.7	Budowa stacji traformatorowej (budynek +fundament). Przyłącze elektroenergetyczne do kotłowni, wykonanie wewnętrznej instalacji elektrycznej. Dostawa transformatora.	1 200,00	800,00	400,00
2.8	Wykonanie instalacji AKPiA - PktLAN, szafa zasilania potrzeb własnych, szafa wyłącznika głównego, instalacje bezpieczeństwa, detekcja wycieku gazu i sterowanie zaworem bezpieczeństwa, okablowanie, instalacje nn, sygnalizacja i monitoring, układy pomiarowo-rozliczeniowe wytworzonej energii elektrycznej, cieplnej i zużytego gazu.	900,00	50,00	850,00
2.9	Budowa zewnętrznego magazynu wodoru: budowa fundamentów pod zbiornik wodoru oraz szafę redukcyjną. Budowa i montaż układu regulacyjnego przepływ wodoru. Budowa przyłącza na rurociągu gazu ziemnego do wpięcia się instalacja rurową wodoru. Budowa instalacji odgromowej, uziemiającej, ogrodzenie zbiornika oraz szafy armaturowej trailera wodorowego. Uruchomienie i nadzór instalacji wodorowej*	360,00	150,00	210,00
2.10	Budowę niezbędnych przyłączy : wodociągowe, kanalizacyjne, elektroenergetyczne, sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym (2xdn200/315mm, dł. ok. L=1200mb)	3 500,00	2 000,00	1 500,00
2.11	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza gazowego do kotłowni, wewnętrzna instalacja gazowa do projektowanych kotłów oraz silnika gazowego.	840,00	500,00	340,00
2.12	Zagospodarowanie terenu kotłowni: roboty budowlane dróg dojazdowych. W tym do zbiornika wodorowego, p.poż, ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne terenu kotłowni.	630,00	200,00	430,00
3	Próby, rozruch, uruchomienie i osiągnięcie założonych parametrów, instrukcja obsługi.	400,00	50,00	350,00
4	Nadzór inwestorski i autorski	500,00	250,00	250,00
5	Promocja projektu	2,00	1,00	1,00
	Dotacja	3 480,00	2 086,81	1 393,19
	NFOŚiGW/WFOŚiGW – pożyczka	20 450,00	12 263,19	8 186,81
	Środki własne	2,00	1,00	1,00
	OGÓŁEM NAKŁADY :	23 932,00	14 351,00	9 581,00

Tabela nr 52. Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant II, IIA.

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2026	2027
1	Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych	800,00	700,00	100,00
1.1	Projekt kotłowni gazowej, hala kotłów, technologia kotłowni, magazyn oleju wraz z niezbędnymi instalacjami wewnętrznymi kotłowni: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczna, gazowa; oraz z przyłączami: wod-kan, sieć ciepła, elektryczna i gazowa.	500,00	450,00	50,00
1.2	Projekt budowlany instalacji kogeneracyjnej silnika gazowego wraz z instalacjami wewnętrznymi: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczna, gazowa; oraz z przyłączami: wod-kan, sieć ciepła, elektryczna i gazowa.	300,00	250,00	50,00
2	Kotłownia opalana gazem ziemnym/ olejem opałowym.	12 600,00	7 750,00	4 850,00
2.1	Budowa budynku kotłowni na potrzeby kotłów gazowych wraz z magazynem oleju opałowego. Budowa wewnętrznych instalacji sanitarnymi (wod-kan, c.o., wentylacyjna, elektroenergetyczna)	2 500,00	1 500,00	1 000,00
2.2	Dostawa i montaż dwóch kotłów wodnych kondensacyjnych każdy o mocy znamionowej ok.7,5 MW, 16bar, wraz z osprzętem kotłów, AKPiA - z aparaturą kontrolno - pomiarową i automatyką, palnikami gazowo/olejowymi, ścieżką gazową, szafami sterowniczymi dla każdego z kotłów oraz szafą kaskadową.	4 000,00	3 000,00	1 000,00
2.3	Dostawa i montaż instalacji odprowadzania i oczyszczania spalin z kotłów gazowych.	800,00	450,00	350,00
2.4	Instalacja technologiczno – hydrauliczna kotłów gazowych: system pomp oraz wymienników, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje.	1 000,00	350,00	650,00
2.5	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza do kotłowni, wewnętrzna instalacja gazowa.	600,00	400,00	200,00
2.6	Budowę niezbędnych przyłączy : wodociągowe, kanalizacyjne, elektroenergetyczne, sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym (2x dn200/315mm, dł. ok. L=1200mb)	3 500,00	2 000,00	1 500,00
2.7	Zagospodarowanie terenu kotłowni: roboty budowlane dróg dojazdowych. p.poż, ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.	200,00	50,00	150,00
3.	Budowa instalacji kogeneracyjnej w zabudowie kontenerowej - silnik gazowy o mocy 1,163MWc+0,999MWc.	7 460,00	5 930,00	1 530,00
3.1	Przygotowanie podbudowy pod płytę oraz budowa płyty fundamentowej na potrzeby kontenera kogeneracyjnego	300,00	280,00	20,00
3.2	Dostawa i montaż kompletnego agregatu kogeneracyjnego (mocy elektrycznej ok. 0,999MWel i mocy ciepłej Ht+Lt 1,163MWth). Kontener, wentylatory obiegu powietrza, zbiornik oleju smarowniczego, instalacja oleju smarowniczego z pompą olejową, instalacja płynu chłodniczego z pompą. Układ chłodzenia i produkcji ciepłej wody z bloku silnika – chłodnica dachowa z naczyniem wyrównawczym, moduł kogeneracyjny odzysku ciepła z bloku silnika, armatura i orurowanie, wymiennik płytowy separacyjny z płynem chłodniczym. Instalacja technologiczno – hydrauliczna.	4 200,00	4 000,00	200,00
3.3	Układ odprowadzenia spalin – czopuch, komin z fundamentem i konstrukcją wsporczą. Tłumik do agregatu.	400,00	250,00	150,00
3.4	Budowa stacji trafoatorowej (budynek +fundament). Przyłącze elektroenergetyczne do agregatu, wykonanie wewnętrznej instalacji elektrycznej. Dostawa transformatora.	1 200,00	800,00	400,00
3.5	Wykonanie instalacji AKPiA - PktLAN), szafa zasilania potrzeb własnych, szafa wyłącznika głównego, instalacje bezpieczeństwa, detekcja wycieku gazu i sterowanie zaworem bezpieczeństwa, okablowanie, instalacje nn, sygnalizacja i monitoring, układy pomiarowo-rozliczeniowe wytworzonej energii elektrycznej, ciepłej i zużytego gazu.	500,00	150,00	350,00
3.6	Budowę niezbędnych przyłączy: wodociągowe, kanalizacyjne, przyłącze sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym.	300,00	200,00	100,00
3.7	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza do agregatu, wewnętrzna instalacja gazowa.	360,00	200,00	160,00
3.8	Zagospodarowanie terenu,ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.	200,00	50,00	150,00
4	Próby, rozruch, uruchomienie i osiągnięcie założonych parametrów, instrukcja obsługi.	400,00	50,00	350,00
5	Nadzór inwestorski i autorski	500,00	250,00	250,00
6	Promocja projektu	2,00	1,00	1,00
	Dotacja	2 388,00	1 610,98	777,02
	NFOŚiGW/WFOŚiGW – pożyczka	19 372,00	13 069,02	6 302,98
	Środki własne	2,00	1,00	1,00
	OGÓŁEM NAKŁADY :	21 762,00	14 681,00	7 081,00

Tabela nr 53. Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant IIB.

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2026	2027
1	Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych	800,00	700,00	100,00
1.1	Projekt kotłowni gazowej, hala kotłów, technologia kotłowni, zewnętrzny magazyn wodoru wraz z niezbędnymi instalacjami wewnętrznymi kotłowni: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczna, gazowa; oraz z przyłączami: wod-kan, sieć ciepła, elektryczna i gazowa.	500,00	450,00	50,00
1.2	Projekt budowlany instalacji kogeneracyjnej silnika gazowego wraz z instalacjami wewnętrznymi: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczna, gazowa; oraz z przyłączami: wod-kan, sieć ciepła, elektryczna i gazowa.	300,00	250,00	50,00
2	Kotłownia opalana gazem ziemnym/ olejem opałowym.	12 960,00	7 700,00	5 260,00
2.1	Budowa budynku kotłowni na potrzeby kotłów gazowych. Budowa wewnętrznych instalacji sanitarnymi (wod-kan, c.o., wentylacyjna, elektroenergetyczna)	2 500,00	1 500,00	1 000,00
2.2	Dostawa i montaż dwóch kotłów wodnych kondensacyjnych każdy o mocy znamionowej ok.7,5 MW, 16bar, wraz z osprzętem kotłów, AKPiA - z aparaturą kontrolno - pomiarową i automatyką, palnikami gazowo wodorowymi, ścieżką gazową, szafami sterowniczymi dla każdego z kotłów oraz szafą kaskadową.	4 000,00	3 000,00	1 000,00
2.3	Dostawa i montaż instalacji odprowadzania i oczyszczania spalin z kotłów gazowych.	800,00	450,00	350,00
2.4	Instalacja technologiczno – hydrauliczna kotłów gazowych: system pomp oraz wymienników, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje.	1 000,00	200,00	800,00
2.5	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza do kotłowni, wewnętrzna instalacja gazowa.	600,00	350,00	250,00
2.6	Budowa zewnętrznego magazynu wodoru: budowa fundamentów pod zbiornik wodoru oraz szafę redukcijną. Budowa i montaż układu regulacyjnego przepływ wodoru. Budowa przyłącza na rurociągu gazu ziemnego do wpięcia się instalacja rurową wodoru. Budowa instalacji odgromowej, uziemiającej, ogrodzenie zbiornika oraz szafy armaturowej trailera wodorowego. Uruchomienie i nadzór instalacji wodorowej*	360,00	150,00	210,00
2.7	Budowę niezbędnych przyłączy : wodociągowe, kanalizacyjne, elektroenergetyczne, sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym (2x dn200/315mm, dł. ok. L=1200mb)	3 500,00	2 000,00	1 500,00
2.8	Zagospodarowanie terenu kotłowni: roboty budowlane dróg dojazdowych. W tym do zbiornika wodorowego, p.poż, ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne terenu kotłowni.	200,00	50,00	150,00
3.	Budowa instalacji kogeneracyjnej - silnik gazowy o mocy 1,163MWc+0,999MWe.	7 530,00	5 950,00	1 580,00
3.1	Przygotowanie podbudowy pod płytę oraz budowa płyty fundamentowej na potrzeby kontenera kogeneracyjnego	300,00	280,00	20,00
3.2	Dostawa i montaż kompletnego agregatu kogeneracyjnego (mocy elektrycznej ok. 0,999MWel i mocy ciepłej Ht+Lt 1,163MWth). Kontener, wentylatory obiegu powietrza, zbiornik oleju smarowniczego, instalacja oleju smarowniczego z pompą olejową, instalacja płynu chłodniczego z pompą. Układ chłodzenia i produkcji ciepłej wody z bloku silnika – chłodnica dachowa z naczyniem wyrównawczym, moduł kogeneracyjny odzysku ciepła z bloku silnika, armatura i orurowanie, wymiennik płytowy separacyjny z płynem chłodniczym. Instalacja technologiczno – hydrauliczna.	4 200,00	4 000,00	200,00
3.3	Układ odprowadzenia spalin – czopuch, komin z fundamentem i konstrukcją wsporczą. Tłumik do agregatu.	400,00	250,00	150,00
3.4	Budowa stacji transformatorowej (budynek +fundament). Przyłącze elektroenergetyczne do agregatu, wykonanie wewnętrznej instalacji elektrycznej. Dostawa transformatora.	1 200,00	800,00	400,00
3.5	Wykonanie instalacji AKPiA - PktLAN), szafa zasilania potrzeb własnych, szafa wyłącznika głównego, instalacje bezpieczeństwa, detekcja wycieku gazu i sterowanie zaworem bezpieczeństwa, okablowanie, instalacje nn, sygnalizacja i monitoring, układy pomiarowo-rozliczeniowe wytworzonej energii elektrycznej, ciepłej i zużytego gazu.	500,00	150,00	350,00
3.6	Budowę niezbędnych przyłączy: wodociągowe, kanalizacyjne, przyłącze sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym.	300,00	200,00	100,00
3.7	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza do agregatu, wewnętrzna instalacja gazowa.	360,00	200,00	160,00
3.8	Zagospodarowanie terenu,ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.	270,00	70,00	200,00
4	Próby, rozruch, uruchomienie i osiągnięcie założonych parametrów, instrukcja obsługi.	400,00	50,00	350,00
5	Nadzór inwestorski i autorski	500,00	250,00	250,00
6	Promocja projektu	2,00	1,00	1,00
	Dotacja	2 409,00	1 590,40	818,60
	NFOŚiGW/WFOŚiGW – pożyczka	19 781,00	13 059,60	6 721,40
	Środki własne	2,00	1,00	1,00
	OGÓŁEM NAKŁADY :	22 192,00	14 651,00	7 541,00

Tabela nr 54. Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant III.

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2026	2027
1	Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych	1 500,00	1 400,00	100,00
1.1	Projekt kotłowni gazowej, hala kotła oraz trzech silników gazowych, technologia kotłowni, magazyn oleju, wraz z niezbędnymi instalacjami wewnętrznymi kotłowni: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczna, gazowa; oraz z przyłączami instalacji zewnętrznych: wodno - kanalizacyjna, sieć ciepła, elektryczna i gazowa.	1 200,00	1 150,00	50,00
1.2	Projekt budowlany instalacji kogeneracyjnej silnika gazowego wraz z instalacjami wewnętrznymi: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczna, gazowa; oraz z przyłączami: wod-kan, sieć ciepła, elektryczna i gazowa.	300,00	250,00	50,00
2	Kotłownia opalana gazem ziemnym/ olejem opałowym wraz z instalacją kogeneracyjną.	33 740,00	12 800,00	20 940,00
2.1	Budowa budynku kotłowni na potrzeby kotła gazowego oraz trzech silników gazowych wraz z magazynem oleju opałowego. Budowa wewnętrznych instalacji sanitarnymi (c.o., wentyl., wod-kan, elektr.);	4 000,00	2 500,00	1 500,00
2.2	Dostawa i montaż kotła wodnego kondensacyjnego o mocy znamionowej ok. 7,0 MW, 16bar, wraz z osprzętem kotła, AKPiA - z aparaturą kontrolno - pomiarową i automatyką, palnikiem gazowo/olejowym ze ścieżką gazową, szafą sterowniczą.	1 750,00	1 200,00	550,00
2.3	Dostawa i montaż instalacji odprowadzania i oczyszczania spalin z kotła gazowego.	400,00	300,00	100,00
2.4	Instalacja technologiczno - hydrauliczna kotła gazowego oraz trzech silników gazowych: system pomp oraz wymienników, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje.	1 600,00	600,00	1 000,00
2.5	Dostawa i montaż trzech kompletnych agregatów kogeneracyjnych (2x mocy elektrycznej ok. 1,998MWel i mocy cieplnej Ht+Lt 2,379MWth oraz 1x0,999MWel + 1,163MWc). Wentylatory obiegu powietrza, zbiorniki oleju smarowniczego, instalacje oleju smarowniczego z pompami olejowymi, instalacje płynu chłodniczego z pompami. Układy chłodzenia i produkcji ciepłej wody z bloków silników - chłodnice z naczyniem wyrównawczym, moduł kogeneracyjny odzysku ciepła z bloku silnika, armatura i orurowanie, wymiennik płytowy separacyjny z płynem chłodniczym. Instalacja technologiczno - hydrauliczna.	16 000,00	4 000,00	12 000,00
2.6	Dostawa i montaż trzech układów odprowadzenia spalin z silników gazowych - czopuchy, kominy z fundamentami i konstrukcją wsporczą. Tłumiki do agregatów.	1 500,00	450,00	1 050,00
2.7	Budowa stacji transformatorowej (budynek +fundament). Przyłącze elektroenergetyczne do kotłowni, wykonanie wewnętrznej instalacji elektrycznej. Dostawa transformatora.	1 800,00	1 000,00	800,00
2.8	Wykonanie instalacji AKPiA - PktLAN, szafa zasilania potrzeb własnych, szafa wyłącznika głównego, instalacje bezpieczeństwa, detekcja wycieku gazu i sterowanie zaworem bezpieczeństwa, okablowanie, instalacje nn, sygnalizacja i monitoring, układy pomiarowo-rozliczeniowe wytworzonej energii elektrycznej, cieplnej i zużytego gazu.	1 200,00	50,00	1 150,00
2.9	Budowę niezbędnych przyłączy : wodociągowe, kanalizacyjne, sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym (2x dn200/315mm, dł. ok. L=1200mb)	3 850,00	2 000,00	1 850,00
2.10	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza gazowego do kotłowni, wewnętrzna instalacja gazowa do projektowanych kotłów oraz silnika gazowego.	1 100,00	600,00	500,00
2.11	Zagospodarowanie terenu kotłowni: roboty budowlane dróg dojazdowych. p.poż, ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.	540,00	100,00	440,00
3.	Budowa instalacji kogeneracyjnej w zabudowie kontenerowej - silnik gazowy o mocy 1,163MWc+0,999MWel.	7 530,00	6 130,00	1 400,00
3.1	Przygotowanie podbudowy pod płytę oraz budowa płyty fundamentowej na potrzeby kontenera kogeneracyjnego	300,00	280,00	20,00
3.2	Dostawa i montaż kompletnego agregatu kogeneracyjnego (mocy elektrycznej ok. 0,999MWel i mocy cieplnej Ht+Lt 1,163MWth). Kontener, wentylatory obiegu powietrza, zbiornik oleju smarowniczego, instalacja oleju smarowniczego z pompą olejową, instalacja płynu chłodniczego z pompą. Układ chłodzenia i produkcji ciepłej wody z bloku silnika - chłodnica dachowa z naczyniem wyrównawczym, moduł kogeneracyjny odzysku ciepła z bloku silnika, armatura i orurowanie, wymiennik płytowy separacyjny z płynem chłodniczym. Instalacja technologiczno - hydrauliczna.	4 200,00	4 000,00	200,00
3.3	Układ odprowadzenia spalin - czopuch, komin z fundamentem i konstrukcją wsporczą. Tłumik do agregatu.	400,00	250,00	150,00
3.4	Budowa stacji transformatorowej (budynek +fundament). Przyłącze elektroenergetyczne do agregatu, wykonanie wewnętrznej instalacji elektrycznej. Dostawa transformatora.	1 200,00	1 000,00	200,00
3.5	Wykonanie instalacji AKPiA - PktLAN), szafa zasilania potrzeb własnych, szafa wyłącznika głównego, instalacje bezpieczeństwa, detekcja wycieku gazu i sterowanie zaworem bezpieczeństwa, okablowanie, instalacje nn, sygnalizacja i monitoring, układy pomiarowo-rozliczeniowe wytworzonej energii elektrycznej, cieplnej i zużytego gazu.	500,00	150,00	350,00
3.6	Budowę niezbędnych przyłączy: wodociągowe, kanalizacyjne, przyłącze sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym.	300,00	200,00	100,00
3.7	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza do agregatu, wewnętrzna instalacja gazowa.	360,00	200,00	160,00
3.8	Zagospodarowanie terenu, ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.	270,00	50,00	220,00
4	Próby, rozruch, uruchomienie i osiągnięcie założonych parametrów, instrukcja obsługi.	500,00	50,00	450,00
5	Nadzór inwestorski i autorski	550,00	250,00	300,00
6	Promocja projektu	2,00	1,00	1,00
	Dotacja	10 584,00	4 982,85	5 601,15
	NFOŚiGW/WFOŚiGW - pożyczka	33 236,00	15 647,15	17 588,85
	Środki własne	2,00	1,00	1,00
	OGÓŁEM NAKŁADY :	43 822,00	20 631,00	23 191,00

Tabela nr 55. Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant IV.

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2026	2027
1	Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych	650,00	400,00	250,00
1.1	Dokumentacja - wykonanie dokumentacji technicznej indywidualnych instalacji odpylania dla trzech kotłów oraz instalacji odsiarczania dla kotła wodnego WR-25 nr 2 – projektów wykonawczych i powykonawczych,	650,00	400,00	250,00
2	Instalacja odpylania dla kotłów parowych OR-10 nr 1 i nr 2 oraz kotła wodnego WR-25 nr.1	14 850,00	1 500,00	13 350,00
2.1	Wykonanie robót demontażowych istniejącej instalacji oczyszczania spalin dla kotłów parowych nr 1 i nr 2 oraz kotła wodnego WR-25 nr 1, oraz niezbędne roboty budowlane (adaptacja fundamentów pod montowane urządzenia i towarzyszące roboty budowlane)	1 450,00	0,00	1 450,00
2.2	Dostawa i montaż wszystkich elementów instalacji odpylania spalin dla trzech kotłów: filtrów workowych, multicyklonów, wentylatorów spalin, przenośników pyłu, kanałów spalin od kotłów do kolektora. Izolacja termiczna oraz zabezpieczenie antykorozyjne.	8 500,00	1 500,00	7 000,00
2.3	Wymiana (dostawa i montaż) wraz z dostosowaniem przekroju kanałów spalin od filtrów do istniejącego komina odcinkach wspólnych. Izolacja termiczna oraz zabezpieczenie antykorozyjne	3 500,00	0,00	3 500,00
2.4	Dostawa i montaż AKPiA (Zasilanie elektryczne, automatyka i sterowanie, montaż elektryczny, montaż instalacji kablowych),	1 400,00	0,00	1 400,00
3	Instalacja odsiarczania spalin dla kotła wodnego WR-25 nr 2	4 500,00	500,00	4 000,00
3.1	Budowa budynku na potrzeby instalacji odsiarczania oraz magazynu sorbentu.	1 500,00	500,00	1 000,00
3.2	Dostawa i montaż instalacji odsiarczania: rama podtrzymująca z workiem big-bag, wanna zasypowa z lejem i ręczną zasuwa nożową, wibrator do strzepywania środka, rozdrabniacz, ślimak dozujący wraz z wentylacją, zawór celkowy, dmuchawa powietrza, podgrzewacz elektryczny, zawór wtrysku środka pomocniczego, czujnik poziomu środka, czujniki ciśnienia;	2 600,00	0,00	2 600,00
3.3	Dostawa i montaż AKPiA (Zasilanie elektryczne, automatyka i sterowanie, montaż elektryczny, montaż instalacji kablowych	400,00	0,00	400,00
4.	Próby i uruchomienia instalacji odpylania oraz odsiarczania, testy oraz optymalizacje. Regulacja wyciągu spalin, pomiary emisji pyłów oraz siarki. Przekazanie do eksploatacji.	1 000,00	0,00	1 000,00
5	Nadzór inwestorski i autorski	600,00	50,00	550,00
6	Promocja projektu	2,00	1,00	1,00
	Dotacja	0,00	0,00	0,00
	NFOŚiGW/WFOŚiGW – pożyczka	18 352,00	1 581,00	16 771,00
	Środki własne	3 250,00	870,00	2 380,00
	OGÓŁEM NAKŁADY :	21 602,00	2 451,00	19 151,00

Tabela nr 56. Harmonogram rzeczowo-finansowy – Wariant V.

Lp.	ZADANIE	Koszt tys PLN netto	2026	2027
1	Wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych i powykonawczych	1 800,00	1 700,00	100,00
1.1	Projekt kotłowni na biomasę, hala kotła, technologia kotłowni i instalacje wewnętrzne kotłowni (wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczna), instalacje zewnętrzne przyłącza (wod-kan, sieć ciepła, elektryczne), magazyn przygotowania i składowania biomasy.	1 500,00	1 450,00	50,00
1.2	Projekt budowlany instalacji kogeneracyjnej silnika gazowego wraz z instalacjami wewnętrznymi: wod-kan, ogrzewania, wentylacji, elektryczna, gazowa; oraz z przyłączami: wod-kan, sieć ciepła, elektryczna i gazowa.	300,00	250,00	50,00
2	Kotłownia opalana biomasą	52 500,00	25 700,00	26 800,00
2.1	Budowa budynku kotłowni na biomasę wraz z instalacjami wewnętrznymi, przykotłowego magazynu wraz z podłogą ruchomą.	4 500,00	2 000,00	2 500,00
2.2	Dostawa i montaż kotła wodnego (o mocy cieplnej paleniska ok.17,44MW, moc cieplna ok.15,0MW), opalanych biomasą wraz z układem przygotowania i podawania paliwa do kotłów: podłoga ruchoma z przenośnikiem hydraulicznym, kłapa odcinająca, popychacz oraz układ p.poż., Dostawa i montaż ekonomizera suchego oraz kondensacyjnego wraz z niezbędnymi instalacjami.	25 000,00	15 000,00	10 000,00
2.3	Dostawa i montaż układu odpopielania: podajnik do usuwania popiołów, kanały do usuwania popiołów, kontener popiołu.	3 500,00	1 500,00	2 000,00
2.4	Dostawa i montaż układu odprowadzania i oczyszczania spalin: instalacja kominowa z kanałami spalin, multicyklon, elektrofiltr, wentylator wyciągowy i recyrkulacyjny spalin.	3 000,00	1 500,00	1 500,00
2.5	Instalacja technologiczna – hydrauliczna kotła na biomasę: system pomp oraz wymienników, armatura, kolektory, rurociągi i izolacje. Pompownia na potrzeby pracy sieci ciepłej.	4 500,00	1 000,00	3 500,00
2.6	Dostawa i montaż AKPiA - kompletny układ automatyki i opomiarowania kotła wraz z szafą automatyki łącznie ze sterownikami, niezbędnym oprogramowaniem i sprzętem komputerowym i systemem wizualizacji pracy instalacji, wraz ze stanowiskiem obsługi . Ujednolicenie i kompatybilność z istn. systemem AKPiA istn. kotłowni.	4 500,00	1 000,00	3 500,00
2.7	Budowa magazynu biomasy - roboty konstrukcyjne i ogólnobudowlane.	2 500,00	1 000,00	1 500,00
	Budowę niezbędnych przyłączy : wodociągowe, kanalizacyjne, elektroenergetyczne, sieci ciepłej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym (2x dn200/315mm, dł. ok. L=1200mb)	4 000,00	2 500,00	1 500,00
2.8	Zagospodarowanie terenu kotłowni i magazynu opału: roboty budowlane dróg dojazdowych. p.poż, oświetlenie zewnętrzne.	1 000,00	200,00	800,00

3.	Budowa instalacji kogeneracyjnej w zabudowie kontenerowej - silnik gazowy o mocy 1,163MW_c+0,999MW_e.	7 460,00	5 930,00	1 530,00
3.1	Przygotowanie podbudowy pod płytę oraz budowa płyty fundamentowej na potrzeby kontenera kogeneracyjnego	300,00	280,00	20,00
3.2	Dostawa i montaż kompletnego agregatu kogeneracyjnego (mocy elektrycznej ok. 0,999MW _e i mocy cieplnej Ht+Lt 1,163MW _{th}). Kontener, wentylatory obiegu powietrza, zbiornik oleju smarowniczego, instalacja oleju smarowniczego z pompą olejową, instalacja płynu chłodniczego z pompą. Układ chłodzenia i produkcji ciepłej wody z bloku silnika – chłodnica dachowa z naczyniem wyrównawczym, moduł kogeneracyjny odzysku ciepła z bloku silnika, armatura i orurowanie, wymiennik płytowy separacyjny z płynem chłodniczym. Instalacja technologiczno – hydrauliczna.	4 200,00	4 000,00	200,00
3.3	Układ odprowadzenia spalin – czopuch, komin z fundamentem i konstrukcją wsporczą. Tłumik do agregatu.	400,00	250,00	150,00
3.4	Budowa stacji transformatorowej (budynek +fundament). Przyłącze elektroenergetyczne do agregatu, wykonanie wewnętrznej instalacji elektrycznej. Dostawa transformatora.	1 200,00	800,00	400,00
3.5	Wykonanie instalacji AKPiA - PktLAN), szafa zasilania potrzeb własnych, szafa wyłącznika głównego, instalacje bezpieczeństwa, detekcja wycieku gazu i sterowanie zaworem bezpieczeństwa, okablowanie, instalacje nn, sygnalizacja i monitoring, układy pomiarowo-rozliczeniowe wytworzonej energii elektrycznej, cieplnej i zużytego gazu.	500,00	150,00	350,00
3.6	Budowę niezbędnych przyłączy: wodociągowe, kanalizacyjne, przyłącze sieci cieplnej jako wyprowadzenie ciepła i połączenie z istn. systemem ciepłowniczym.	300,00	200,00	100,00
3.7	Budowa stacji gazowej oraz przyłącza do agregatu, wewnętrzna instalacja gazowa.	360,00	200,00	160,00
3.8	Zagospodarowanie terenu,ogrodzenie i oświetlenie zewnętrzne.	200,00	50,00	150,00
4	Próby, rozruch, uruchomienie i osiągnięcie założonych parametrów, instrukcja obsługi.	800,00	100,00	700,00
5	Nadzór inwestorski i autorski	1 200,00	650,00	550,00
6	Promocja projektu	2,00	1,00	1,00
	Dotacja	2 388,00	1 276,39	1 111,61
	NFOŚiGW/WFOŚiGW – pożyczka	61 372,00	32 803,61	28 568,39
	Środki własne	2,00	1,00	1,00
	OGÓŁEM NAKŁADY :	63 762,00	34 081,00	29 681,00

3.6 Analizy dla wszystkich wariantów.

Sposób wykorzystania istniejącej infrastruktury technicznej.

Lokalizacja źródła ciepła – wariant I i podwarianty IA i IB.

Nowe źródło ciepła zlokalizowane jest na działce o nr. geod. 789/1 przy ul. Augustiańskiej w Ciechanowie. Wariant przewiduje budowę nowego źródła ciepła w oparciu o instalację dwóch kotłów wodnych, każdy o mocy cieplnej 7,0 MW, kondensacyjnych z palnikami gazowo- olejowymi opalanego olejem opałowym oraz instalacją kogeneracyjną o mocy elektrycznej 1,998 MWe i mocy cieplnej 2,379 MW_t, opalanej gazem ziemnym sieciowym.

Teren działki jest niezagospodarowany, zarośnięty przez samosiejki oraz jest to terenu nieuzbrojony. W ramach przedsięwzięcia planowane jest doprowadzenie wszystkich mediów na potrzeby projektowanej kotłowni oraz instalacji kogeneracyjnej:

- ✓ - przyłącze wodno – kanalizacyjne (sanitarne, deszczowe)
- ✓ - przyłącze ciepłownicze jako wyprowadzenie energii cieplnej i połączenie jej z istniejącym systemem ciepłowniczym,
- ✓ - przyłącze elektroenergetyczne wraz ze stacją transformatorową,
- ✓ - przyłącze gazowe wraz ze stacją redukcyjno – pomiarową

W pobliżu terenu przeznaczonego na inwestycję znajduje się teren Szkoły Podstawowej nr 1 oraz Zespół Szkół nr 2 im. Adama Mickiewicza oraz „Miejski parki Ojców im. Wacława Pikusa”.

Dojazd do terenu kotłowni poprzez ulicę Augustiańską. Z uwagi na zurbanizowany w pobliżu inwestycji teren oraz znajdujący się w pobliżu park miejski do planowanej kotłowni dostarczanie paliwa (opału) powinno być jak najmniej uciążliwe dla otoczenia.

W zawiązku z powyższym w wariantach I, II oraz III jako paliwo zastosowano gaz ziemny zamiennie z olejem opałowym oraz jako mieszanina gazu ziemnego z wodorem.

Bardzo istotną z punktu widzenia przedsiębiorstwa jest lokalizacja kotłowni wobec istniejących i planowanych odbiorców energii cieplnej.

Nowe źródło zlokalizowanej przy ul. Augustiańskiej pozwoli zabezpieczyć potrzeby cieplnej odbiorców zlokalizowanych na osiedlu przy ul. Głowackiego, Powstańców Warszawskich, jak również zabezpieczy istniejącą sieć ciepłowniczą pod względem ciśnienia dyspozycyjnego.

Planowane połączenie w projektowanej komorze cieplnej z istniejącym systemem ciepłowniczym w rejonie ul. Strażackiej i Wyżykowskiego z istniejącą siecią cieplną 2x ϕ 250mm. Orientacyjna długość przyłącza sieci cieplnej 2x ϕ 200mm L=1200mb.

Lokalizacja źródła ciepła – wariant II i podwarianty IIA i IIB.

W niniejszym wariantcie rozpatrzono możliwość zabudowy nowego źródła ciepła w dwóch lokalizacjach. Budowa nowego źródła ciepła opalanego gazem ziemnym w oparciu o instalację dwóch kotłów wodnych, każdy o mocy cieplnej 7,5 MW, kondensacyjnych z palnikami gazowo- olejowymi zlokalizowaną działce o nr. geod. 789/1 przy ul. Augustiańskiej w Ciechanowie oraz instalacją kogeneracyjną o mocy elektrycznej 0,999 MWe i mocy cieplnej 1,163 MWt, w zabudowie kontenerowej zlokalizowaną na działce o nr. geod. 4302/24 przy ul. Opinogórskiej.

W związku z czym kotłownia wodna gazowo/olejowa zabezpieczałaby potrzeby cieplne mieszkańców śródmieścia natomiast instalacja kogeneracyjna zabezpieczałaby potrzeby stale rozwijającego się budownictwa wielorodzinnego przy ul. Opinogórskiej.

Teren pod instalację kogeneracyjną jest niezagospodarowany, niezbędne infrastruktura znajduje się w ulicy Opinogórskiej.

W ramach wariantu II i podwariantów (IIA i IIB) planowane jest doprowadzenie wszystkich mediów w dwóch lokalizacjach, czyli na potrzeby projektowanej kotłowni przy ul. Augustiańskiej oraz instalacji kogeneracyjnej przy ul. Opinogórskiej.

W przypadku obu wariantów I i II wraz z podwariantami należy przewidzieć budowę pompowni w projektowanych źródłach oraz sieć cieplną, która umożliwi odbiór energii cieplnej przez istniejący system ciepłowniczy (połączenie z odpowiednią średnicą istniejącej sieci cieplnej).

Lokalizacja źródła ciepła – wariant III.

W niniejszym wariantcie rozpatrzono możliwość zabudowy nowego źródła ciepła w dwóch lokalizacjach.

Budowa nowego źródła ciepła opalanego gazem ziemnym w oparciu o jeden kocioł wodny o mocy cieplnej 7,0 MW, kondensacyjny z palnikiem gazowo- olejowym wraz z instalacją kogeneracyjną składającą się z trzech silników gazowych o mocy 2x2,379MWc+1,998MWe oraz 1x1,163MWc+0,999MW. Źródło zlokalizowane na działce o nr. geod. 789/1 przy ul. Augustiańskiej w Ciechanowie.

Ponadto w niniejszym wariantcie zaproponowano budowę instalacji kogeneracyjnej o mocy $1 \times 1,163 \text{ MWc} + 0,999 \text{ MWe}$ opalanej gazem ziemnym, w zabudowie kontenerowej zlokalizowaną na działce o nr. geod. 4302/24 przy ul. Opinogórskiej.

W związku z czym nowe źródło ciepła przy ul. Augustiańskiej zabezpieczałoby potrzeby cieplne mieszkańców śródmieścia natomiast instalacja kogeneracyjna zlokalizowana przy ul. Opinogórskiej zabezpieczałoby potrzeby stale rozwijającego się budownictwa wielorodzinnego przy ul. Opinogórskiej. Teren pod instalację kogeneracyjną w zabudowie kontenerowej jest niezagospodarowany, niezbędna infrastruktura znajduje się w ulicy Opinogórskiej.

W ramach wariantu III planowane jest doprowadzenie wszystkich mediów w obu lokalizacjach, czyli na potrzeby projektowanej kotłowni wraz z instalacją kogeneracyjną przy ul. Augustiańskiej oraz instalacji kogeneracyjnej kontenerowej przy ul. Opinogórskiej.

W wariantcie III należy przewidzieć budowę stacji transformatorowej, stację redukcyjno – pomiarową w obu lokalizacjach wraz z przyłączami.

Należy również przewidzieć budowę pompowni przy ul. Augustiańskiej oraz sieć ciepłą w obu lokalizacjach, która umożliwi odbiór energii cieplnej przez istniejący system ciepłowniczy (połączenie z odpowiednią średnicą istniejącej sieci cieplnej).

Lokalizacja źródła ciepła – wariant IV.

Wariant IV dotyczy działań modernizacyjnych instalacji oczyszczania spalin kotłów węglowych, jakie przedsiębiorstwo będzie musiało podjąć w przypadku braku realizacji wariantów zastępujących moce kotłów węglowych do roku 2030r.

W przypadku nie podjęcia działań związanych z budową nowego źródła zastępującego moce istniejących kotłów węglowych oraz ograniczenia ich pracy maksymalnie do 500godz/rok, przedsiębiorstwo będzie zobowiązane do przeprowadzenia modernizacji instalacji oczyszczania spalin kotłów węglowych w celu spełnienia obowiązujących ciepłownię standardów emisyjnych zawartych w ***Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (dyrektywa MCP).***

W wariantcie IV zakłada się realizację przedsięwzięcia na terenie obecnej elektrociepłowni przy ul. Tysiąclecia 18 w Ciechanowie. Wybór lokalizacji wiąże się z istniejącą instalacją oczyszczania spalin (odpylanie) dla dwóch kotłów parowych OR-10 nr 1 i nr 2 oraz kotła wodnego WR-25 nr. 1, ponadto zakres wariantu IV obejmuje budowę instalacji odsiarczania spalin dla kotła wodnego WR-25 nr. 2.

Lokalizacja wariantu IV na terenie istniejącej centralnej ciepłowni pozwala na wykorzystanie istniejącej infrastruktury technicznej ciepłowni oraz systemu przesyłu i dystrybucji energii cieplnej w Ciechanowie.

Lokalizacja źródła ciepła – wariant V.

W niniejszym wariantcie rozpatrzono możliwość zabudowy nowego źródła ciepła w dwóch lokalizacjach. Przedsięwzięcie będzie polegało na budowie kotłowni o mocy cieplnej ok. 15,0MW w oparciu o jeden kocioł opalny biomasą, zlokalizowaną na działce o nr. geod. 789/1 przy ul. Augustiańskiej oraz budowie instalacji wysokosprawnej kogeneracji o mocy elektrycznej

ok. 0,999MWel i mocy cieplnej Ht+Lt 1,163MWth opalanej gazem ziemnym w zabudowie kontenerowej zlokalizowanej na działce o nr. geod. 4302/24 przy ul. Opinogórskiej.

Lokalizacja kotłowni opalanej biomasą biorąc pod uwagę transport opału jest niekorzystna względu na istniejące warunki infrastrukturalne. Na odcinku ul. Augustiańskiej wprowadzono zakaz ruchu pojazdów oraz zespołów pojazdów, których rzeczywista masa całkowita jest większa niż 3,5 t. Zakaz ruchu wynika z rzeczywistej nośności mostu nad rzeką Łydynią. Dostarczenie do kotłowni biomasowej paliwa wiąże się z ciągłym dowozem zrębki samochodami ciężarowymi, których masa całkowita wynosi ok. 40 ton.

W pobliżu planowanej inwestycji znajdują się obiekty zabytkowe, dla których wstrząsy wynikające z ruchu ciężkich pojazdów są szkodliwe (Kościół Nawiedzenia Najświętszej Marii Panny). Ponadto przy ul. Augustiańskiej zlokalizowany jest park miejski, dla którego codzienny transport opału byłby bardzo uciążliwy dla korzystających z terenu przeznaczonego na relaks i odpoczynek.

W związku z powyższym dowóz paliwa tj. zrębki drzewnej samochodami ciężarowymi do kotłowni biomasowej zlokalizowanej przy ul. Augustiańskiej jest niemożliwy.

Lokalizacja przedsięwzięcia realizowanego wg wariantu V jest taka sama jak w wariantach II wraz z podwariantami A i B oraz wariantach III.

W związku z czym zakres prac związanych z zabezpieczeniem mediów na potrzeby nowego źródła opalnego biomasą wymaga budowy:

- ✓ przyłącza wodno – kanalizacyjnego (sanitarne, deszczowe)
- ✓ - przyłącza sieci cieplnej jako wyprowadzenie energii cieplnej i połączenie jej z istniejącym systemem ciepłowniczym,
- ✓ - przyłącza elektroenergetycznego,

Lokalizacja instalacji kogeneracyjnej przy ul. Opinogórskiej wymaga doprowadzenia wszystkich przyłączy na teren działki: wod-kan, sieć ciepłą, instalację elektroenergetyczną, sieć gazową. Ponadto należy przewidzieć budowę stacji transformatorowej oraz stację redukcyjno – pomiarową.

Roboty budowlane

W ramach wariantu I i podwariantów (IA, IB) przewidziano budowę nowego budynku na potrzeby zaproponowanych kotłów gazowych oraz instalacji kogeneracyjnej. W planowanym budynku kotłowni w ramach wariantu I, IA, zlokalizowane będą kotły, pompownia, instalacja kogeneracyjna wraz niezbędnymi instalacjami oraz przewidziano pomieszczenie na magazyn oleju opałowego.

Wariant II wraz z podwariantami (IIA i IIB) przewiduje budowę budynku kotłowni na potrzeby kotłów gazowo- olejowych oraz instalacji kogeneracyjnej w zabudowie kontenerowej.

W wariantach IB i IIB dodatkowo należy wybudować zewnętrzny magazyn wodoru: budowa fundamentów pod zbiornik wodoru oraz szafę redukcyjną (zbiornik na wodór oraz szafa redukcyjna - będzie własnością dostawcy wodoru).

W ramach wariantu III przewidziano budowę nowego budynku na potrzeby zaproponowanego kotła gazowego oraz trzech instalacji kogeneracyjnych. W planowanym budynku kotłowni w ramach wariantu III zlokalizowany będzie kocioł, pompownia, trzy instalacje kogeneracyjne wraz niezbędnymi instalacjami oraz przewidziano pomieszczenie na magazyn oleju opałowego. Dodatkowo

przy lokalizacji silnika gazowego w zabudowie kontenerowej przy ul. Opinogórskiej należy przewidzieć budowę fundamentów pod kontener.

W ramach wariantu IV przewidziano roboty demontażowe istniejących instalacji oczyszczania spalin dla kotłów parowych nr 1 i nr 2 oraz kotła wodnego WR-25 nr 1, oraz niezbędne roboty budowlane (adaptacja fundamentów pod montowane urządzenia i towarzyszące roboty budowlane wraz z dostosowaniem istniejących fundamentów pod nową instalację). Ponadto zakres prac przewiduje budowę budynku pod potrzeby instalacji odsiarczania spalin.

W ramach wariantu V przewidziano budowę nowego budynku na potrzeby kotła opalanego biomasą o mocy znamionowej ok. 15,0MW wraz z ekonomizerem suchym oraz kondensacyjnym, układem magazynowania i podawania paliwa, odprowadzeniem spalin i odpopielaniem oraz kompletną instalacją technologiczno-hydrauliczną. Ponadto wybudowany zostanie magazyn biomasy z podłoga ruchomą wyposażony w urządzenia do przygotowywania i podawania paliwa. Zakres rzeczowy inwestycji przy ul. Augustiańskiej obejmuje budowę budynku kotłowni wraz z wiatą magazynową, budowę komina, budowę wewnętrznych i zewnętrznych instalacji sanitarnych i elektrycznych oraz zagospodarowanie terenu kotłowni.

Lokalizacja instalacji wysokosprawnej kogeneracji na paliwo gazowe w zabudowie kontenerowej przy ul. Opinogórskiej wymaga budowy fundamentów pod kontener.

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

Zakres analizy rynku dla produktów energetycznych, surowców i nośników energetycznych został przedstawiony w opracowaniu „Koncepcja techniczno – ekonomiczna Budowy źródła ciepła o mocy do 20MWt, zastępującego do 2030r. moce jednostek na paliwo węglowe w systemie ciepłowniczym miasta Ciechanowa” w pkt. 3.7 na str.97.

Niniejsze opracowanie koncepcji budowy źródła ciepła o mocy do 20MWt przedstawia warianty, w których zaproponowane rozwiązania techniczno-ekonomiczne doprowadzą do zastąpienia mocy jednostek kotłowych opalanych węglem i ograniczenie pracy kotłów węglowych do statusu źródeł szczytowych (praca 500 godz/rok).

Wariant IV dotyczy działań modernizacyjnych instalacji oczyszczania spalin kotłów węglowych, jakie przedsiębiorstwo będzie musiało podjąć w przypadku braku realizacji wariantów zastępujących moce kotłów węglowych do roku 2030r.

W przypadku nie podjęcia działań związanych z budową nowego źródła zastępującego moce istniejących kotłów węglowych oraz ograniczenia ich pracy maksymalnie do 500godz/rok, przedsiębiorstwo będzie zobowiązane do przeprowadzenia modernizacji instalacji oczyszczania spalin kotłów węglowych w celu spełnienia obowiązujących ciepłownię standardów emisyjnych zawartych w ***Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (dyrektywa MCP).***

W związku z powyższym w zaproponowanych wariantach jako paliwo zastosowano gaz ziemny zamiennie z olejem opałowym (podwarianty IA i IIA) oraz jako mieszanina gazu ziemnego z wodorem (podwarianty IB i IIB).

Wariant IV dotyczy modernizacji instalacji spalin – rodzaj zastosowanego paliwa w stosunku do stanu istniejącego nie ulega zmianie.

Natomiast w wariantcie V przy lokalizacji źródła na ul. Augustiańskiej jako paliwo zastosowano biomasę oraz przy instalacji wysokosprawnej kogeneracji wykorzystano gaz ziemny sieciowy.

3.8 Analiza trendów świadectw pochodzenia, analiza bez wsparcia

Zakres analizy niniejszego punktu został przedstawiony w w/w opracowaniu pn.: „Koncepcja techniczno – ekonomiczna Budowy źródła ciepła.....” w pkt. 3.8 na str.105.

3.9 Analiza trendów cen energii elektrycznej.

Zakres analizy niniejszego punktu został przedstawiony w w/w opracowaniu pn.: „Koncepcja techniczno – ekonomiczna Budowy źródła ciepła.....” w pkt. 3.9 na str.106.

3.10 Analiza trendów cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.

Wzrost ceny energii cieplnej jest trudny do oszacowania, bo dodatkowym obciążeniem jest konieczność zakupu praw do emisji CO₂, co jest europejskim narzędziem mającym na celu zniechęcić do spalania paliw kopalnych.

Prognozę uprawnień przedstawia poniższa tabela.

Tabela nr 57. Prognoza uprawnień emisji CO₂ - zestawienie lata 2023-2034 – Dla wariantów I, IA, IB, II, IIA, IIB, III, V.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Stan początkowy praw do emisji CO ₂	Mg/rok		-20 439	-13 904	-11 693	-24 614	-16 960	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Emisja rzeczywista CO ₂	Mg/rok		48 231	53 847	50 797	33 920	22 681	12 533	12 828	12 828	2 962	2 962	2 962	2 962	2 962	2 962	2 962	2 962
3	Emisja CO ₂ -przydzielona wielkość emisji	Mg/rok		10 766	7 058	6 876	6 695	6 514	6 332	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1	Cena jednostkowa bezpłatnych praw do emisji CO ₂	PLN/Mg		104,31	271,79	372,24	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88
3.2	Wartość bezpłatnych praw do emisji CO ₂	Tys. PLN		1 123	1 918	2 560	2 630	2 559	2 488	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Zakup praw do emisji CO ₂	Mg/rok		44 000	49 000	31 000	34 879	33 127	6 201	12 828	12 828	2 962	2 962	2 962	2 962	2 962	2 962	2 962	2 962
4.1	Cena jednostkowa zakupu praw do emisji CO ₂	PLN/Mg		105,59	230,15	334,63	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88
4.2	Koszt zakupu praw do emisji CO ₂	Tys. PLN		4 646	11 277	10 374	13 703	13 015	2 436	5 040	5 040	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164
5	Umorzenie praw do emisji CO ₂ z poprzedniego okresu	Mg/rok		20 439	13 904	11 693	24 614	16 960	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.1	Średnia cena jednostkowa zakupu praw do emisji CO ₂ z poprzedniego okresu	PLN/Mg		102,64	162,84	331,78	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88
5.2	Wartość umorzenia praw do emisji CO ₂ z poprzedniego okresu	Tys. PLN		2 098	2 264	3 880	9 670	6 663	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Umorzenie praw do emisji CO ₂ z bieżącego okresu	Mg/rok		34 327	42 154	26 183	16 960	22 681	12 533	12 828	12 828	2 962	2 962	2 962	2 962	2 962	2 962	2 962	2 962
6.1	Średnia cena jednostkowa zakupu praw do emisji CO ₂ z bieżącego okresu	PLN/Mg		106,95	259,32	345,78	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88
6.2	Wartość umorzenia praw do emisji CO ₂ z bieżącego okresu	Tys. PLN		3 671	10 932	9 054	6 663	8 911	4 924	5 040	5 040	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164
7	Brakujące prawa do emisji CO ₂	Mg/rok	20 439	13 904	11 693	24 614	16 960	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Rezerwa utworzona na brakujące prawa do emisji CO ₂	Tys. PLN		1 530	2 858	9 372	6 663	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Wartość umorzenia praw do emisji CO ₂	Tys. PLN		5 769	13 196	12 933	16 334	15 574	4 924	5 040	5 040	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164
10	RAZEM koszt uprawnień praw do emisji CO ₂	Tys. PLN		7 299	16 053	22 305	22 997	15 574	4 924	5 040	5 040	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164

Tabela nr 58. Prognoza uprawnień emisji CO₂ - zestawienie lata 2023-2034 – Wariant IV.

LP	WYSZCZEGÓLNIENIE	JEDNOST.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	Stan początkowy praw do emisji CO ₂	Mg/rok		-20 439	-13 904	-11 693	-24 614	-16 960	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Emisja rzeczywista CO ₂	Mg/rok		48 231	53 847	50 797	33 920	22 681	12 533	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828
3	Emisja CO ₂ -przydzielona wielkość emisji	Mg/rok		10 766	7 058	6 876	6 695	6 514	6 332	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1	Cena jednostkowa bezpłatnych praw do emisji CO ₂	PLN/Mg		104,31	271,79	372,24	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88
3.2	Wartość bezpłatnych praw do emisji CO ₂	Tys. PLN		1 123	1 918	2 560	2 630	2 559	2 488	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Zakup praw do emisji CO ₂	Mg/rok		44 000	49 000	31 000	34 879	33 127	6 201	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828
4.1	Cena jednostkowa zakupu praw do emisji CO ₂	PLN/Mg		105,59	230,15	334,63	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88
4.2	Koszt zakupu praw do emisji CO ₂	Tys. PLN		4 646	11 277	10 374	13 703	13 015	2 436	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040
5	Umorzenie praw do emisji CO ₂ z poprzedniego okresu	Mg/rok		20 439	13 904	11 693	24 614	16 960	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.1	Średnia cena jednostkowa zakupu praw do emisji CO ₂ z poprzedniego okresu	PLN/Mg		102,64	162,84	331,78	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88
5.2	Wartość umorzenia praw do emisji CO ₂ z poprzedniego okresu	Tys. PLN		2 098	2 264	3 880	9 670	6 663	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Umorzenie praw do emisji CO ₂ z bieżącego okresu	Mg/rok		34 327	42 154	26 183	16 960	22 681	12 533	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828	12 828
6.1	Średnia cena jednostkowa zakupu praw do emisji CO ₂ z bieżącego okresu	PLN/Mg		106,95	259,32	345,78	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88	392,88
6.2	Wartość umorzenia praw do emisji CO ₂ z bieżącego okresu	Tys. PLN		3 671	10 932	9 054	6 663	8 911	4 924	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040
7	Brakujące prawa do emisji CO ₂	Mg/rok	20 439	13 904	11 693	24 614	16 960	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Rezerwa utworzona na brakujące prawa do emisji CO ₂	Tys. PLN		1 530	2 858	9 372	6 663	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Wartość umorzenia praw do emisji CO ₂	Tys. PLN		5 769	13 196	12 933	16 334	15 574	4 924	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040
10	RAZEM koszt uprawnień praw do emisji CO ₂	Tys. PLN		7 299	16 053	22 305	22 997	15 574	4 924	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040	5 040

Tabela nr 59. Zestawienie emisji zanieczyszczeń oraz opłat za korzystanie ze środowiska.

	Wyszczególnienie	2023r.	2024r.	2025r.	2026- 2027r.	2028 -W I	2028 -W I A	2028 -W I B	2028 -W II	2028 -W II A	2028 -W II B	2028-W III	2028-W IV	2028-W V
1	Suma wyemitowanych zanieczyszczeń [Mg/rok]	42 261,396	32 407,496	22 236,513	22 531,485	21 225,635	22 415,008	21 104,702	20 038,817	21 602,167	19 879,858	24 461,218	22 525,756	15 325,410
	SO ₂	85,318	51,598	29,426	26,745	4,839	10,110	4,838	4,828	11,757	4,827	4,868	21,498	5,123
	Nox	66,566	74,721	75,674	78,017	88,119	83,953	87,826	85,238	79,762	84,852	95,974	78,090	83,008
	Pył	7,123	8,642	9,378	9,190	7,658	8,056	7,658	7,658	8,181	7,658	7,658	8,625	9,434
	CO	24,416	23,140	20,265	21,254	25,578	23,914	25,456	24,383	22,195	24,223	28,836	21,263	20,840
	CO ₂	42 077,417	32 249,023	22 101,564	22 396,093	21 099,417	22 288,952	20 978,899	19 916,686	21 480,249	19 758,274	24 323,857	22 396,093	15 206,981
	B-a-P	0,008	0,006	0,003	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,000
	sadza	0,549	0,367	0,203	0,183	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,183	0,024
2	Emisja równoważna [Mg/rok]	122,162	93,279	71,952	70,348	52,728	56,114	52,580	51,277	55,728	51,082	56,684	64,856	51,344
3	Oплата za gospodarcze korzystanie [zł/rok]	103 131,5	86 472,012	72 099,432	71 769,669	63 112,983	63 749,981	62 918,626	61 205,598	62 042,888	60 950,128	68 313,025	68 383,365	60 327,685
4	Oплата za przydzielone uprawnienia CO ₂ [zł/rok]	2 276,3	2 214,760	2 152,880	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	Razem оплата za gosp.korzystanie ze środ. [zł/rok]	105 407,8	88 686,8	74 252,3	71 769,7	63 113,0	63 750,0	62 918,6	61 205,6	62 042,9	60 950,1	68 313,0	68 383,4	60 327,7
6	Emisja CO₂ - Centralna Ciepłownia	42 077,4	32 249,0	22 101,6	12 827,7	2 962,1	2 962,1	2 962,1	2 962,1	2 962,1	2 962,1	2 962,1	12 827,7	2 962,1
	emisja CO ₂ z węgla	33 919,86	22 680,63	12 533,17	11 323,93	1 458,38	1 458,38	1 458,38	1 458,38	1 458,38	1 458,38	1 458,38	11 323,93	1 458,38
	emisja CO ₂ z gazu	8 157,55	9 568,395	9 568,395	1 503,77	1 503,77	1 503,77	1 503,77	1 503,77	1 503,77	1 503,77	1 503,77	1 503,77	1 503,77
	Emisja CO ₂ z biomasy (OZE)*	11 181,91	27 176,28	39 445,96	39 445,96	39 445,96	39 445,96	39 445,96	39 445,96	39 445,96	39 445,96	39 445,96	39 445,96	39 445,96
7	Emisja CO₂ - nowe źródło ciepła	0,0	0,0	0,0	0,0	8 568,9	9 758,4	8 448,4	7 386,1	8 949,7	7 227,7	11 793,3	0,0	12 101,0
	emisja CO ₂ z gazu					8 568,88	4 953,36	8 448,36	7 386,15	2 633,79	7 227,74	11 793,32	0,00	2 676,44
	emisja CO ₂ z oleju opałowego					0	4 805,05	0	0	6 315,92	0	0	0	0
	Emisja CO ₂ z wodoru**					0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Emisja CO ₂ z biomasy (OZE)*					0	0	0	0	0	0	0	0	9 424,51

* - nie wlicza się do kosztów uprawnień do emisji CO₂

** - przyjęto zerowa emisję

Instalacje do spalania paliw o mocy poniżej 20 MWt, nie uczestniczą we Wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS).

Przedstawione warianty budowy nowego źródła ciepła w systemie ciepłowniczym w Ciechanowie, nie przekraczają mocy cieplnej powyżej 20MW w związku z czym emisja CO₂ z nowego źródła ciepła nie sumuje się do zakupu uprawnień do emisji (EU ETS) w systemie ciepłowniczym Elektrociepłowni Sp. z o.o. w Ciechanowie.

3.11 Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko.

Planowane warianty z uwagi moc nowego źródła ciepła:

- wariant I (moc kotłów 2x7,61MW + instalacja kogeneracyjna - 4,778 MW razem 19,995MW w paliwie)
- wariant II (moc kotłów 2x8,15MW + instalacja kogeneracyjna - 2,562 MW razem 18,866MW w paliwie)
- wariant III :
 - lokalizacja ul. Augustiańska - moc kotła 1x7,61MW + instalacja kogeneracyjna - 12,118MW; razem w paliwie 19,728MW.
 - lokalizacja ul. Opinogórska - instalacja kogeneracyjna - 2,562 MW w paliwie.

nie zaliczają się do przedsięwzięć mogących zawsze lub potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. Moc projektowanych instalacji z wykorzystaniem gazu ziemnego (rozumianej jako ilość energii wprowadzonej w paliwie do instalacji w jednostce czasu przy ich nominalnym obciążeniu, nie mniejszej niż 25 MW) wyniesie około:

Wariant I – 19,995 MWt < 25MWt

Wariant II – 18,866 MWt < 25MWt

Wariant III :

- ul. Augustiańska 19,728MWt < 25MWt

- ul. Opinogórska 2,562MWt < 25MWt

Planowane warianty **nie kwalifikują się zatem do przedsięwzięć potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko** zgodnie z §3 ust.1 pkt. 4 rozporządzenia w związku z §3 ust.2 pkt. 2 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010r w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko. Nie kwalifikują się również jako zawsze znacząco oddziaływujące na środowisko.

Wariant IV dotyczy modernizacji istniejącej instalacji oczyszczania spalin.

Wariant V - lokalizacja ul. Augustiańska - moc cieplna kotła opalanego biomasą 1x15,0MW w paliwie **17,44MW ≥ 10MW**

Budowa kotłowni opalanej biomasą w w/w wariantcie **zalicza się** do przedsięwzięć mogących zawsze lub potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. Moc projektowanej instalacji z wykorzystaniem biomasy (rozumianej jako ilość energii wprowadzonej w paliwie do instalacji w jednostce czasu przy ich nominalnym obciążeniu, nie mniejszej niż 10 MW) wyniesie około **17,44MW**. W związku z czym wariant V (budowa kotłowni na biomasę) **kwalifikuje się do przedsięwzięć potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko** zgodnie z §3 ust.1 pkt. 4 rozporządzenia w związku z §3 ust.2 pkt. 2 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010r w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko.

Lokalizacja ul. Opinogórska - instalacja kogeneracyjna - 2,562 MWt w paliwie < 25MWt

Instalacja wysokosprawnej kogeneracji o mocy 2,562 MWt w paliwie **nie kwalifikuje się do przedsięwzięć potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko.**

Planowane przedsięwzięcia zlokalizowane są poza obszarami Natura 2000 oraz poza innymi formami ochrony przyrody. Z uwagi na odległość od najbliższych ww. obszarów nie przewiduje się negatywnego oddziaływania przedsięwzięcia na gatunki i siedliska oraz naruszenia spójności sieci Natura 2000.

We wszystkich wariantach realizacja przedmiotowego projektu nie ingeruje negatywnie w środowisko naturalne. Obiekt znajduje się na terenie zurbanizowanym, na którym nie występują żadne okazy fauny i flory, które wymagałyby ochrony. Ponadto funkcjonowanie obiektu nie zagrazi wodom gruntowym. Zakres inwestycji i zastosowane rozwiązania techniczne nie wywierają negatywnego wpływu na środowisko przyrodnicze, zdrowie ludzi, zagospodarowanie działki.

Biorąc pod uwagę charakter i zakres wariantów nie przewiduje się wystąpienia niekorzystnych oddziaływań na klimat i zmiany klimatu. Również zmiany klimatu nie będą miały wpływu na planowane przedsięwzięcie.

Projektowane przedsięwzięcie w ramach przedstawionych wariantów w fazie realizacji i eksploatacji nie niesie za sobą ryzyka wystąpienia poważnej awarii związanej z używanymi materiałami i technologią robót.

3.12 *Analiza trendu zmian w ustawie o efektywności energetycznej.*

3.13 *Analiza ryzyka.*

3.14 *Analiza instytucjonalna.*

3.15 *Analiza prawna wykonalności inwestycji.*

Zakres analizy punktów 3.12 – 3.15 został przedstawiony w w/w opracowaniu pn.: „*Koncepcja techniczno – ekonomiczna Budowy źródła ciepła.....*” w pkt. 3.12-3.15 na str. od 110 - 114.

3.16 Porównanie wariantów budowy nowego źródła ciepła w Elektrociepłowni Sp. z o.o. w Ciechanowie.

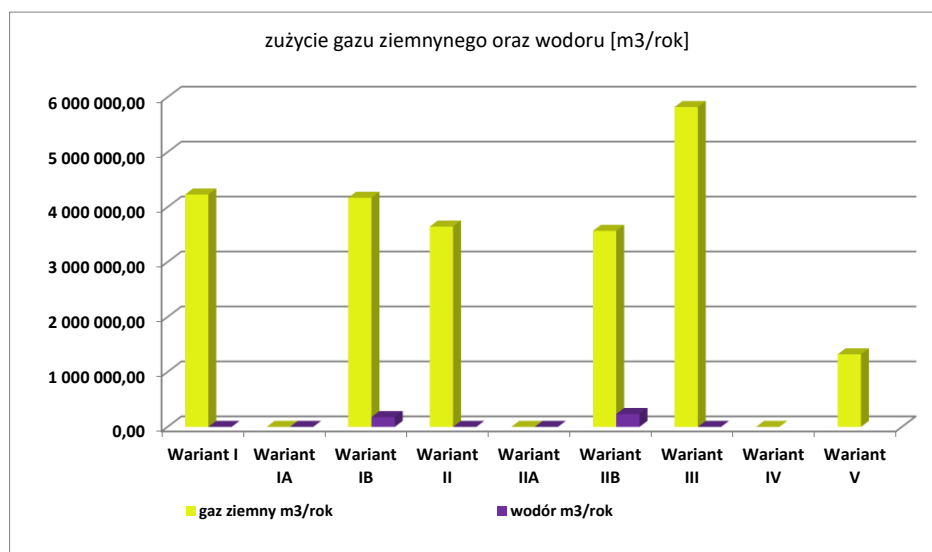
Tabela nr 60. Porównanie wariantów budowy nowego źródła ciepła w Elektrociepłowni Sp. z o.o. w Ciechanowie.

Typ kotła		Stan istniejący			Wariant I, IA, IB - moc cieplna [MW]			Wariant II, IIA, IIB - moc cieplna [MW]			Wariant III - moc cieplna [MW]			Wariant IV - moc cieplna [MW]			Wariant V - moc cieplna [MW]		
		cieplna znamionowa	elektryczna [MWel]	W paliwie	cieplna znamionowa	elektryczna [MWel]	W paliwie	znamionowa	elektryczna [MWel]	W paliwie	znamionowa	elektryczna [MWel]	W paliwie	znamionowa	elektryczna [MWel]	W paliwie	znamionowa	elektryczna [MWel]	W paliwie
KW 1	WR-25-M nr 1	17,10		20,00	17,10		20,00	17,10		20,00	17,10		20,00	17,10		20,00	17,10		20,00
KW 2	WR-25-M nr 2	23,00		29,00	23,00		29,00	23,00		29,00	23,00		29,00	23,00		29,00	23,00		29,00
KW 3	WR-12M nr 3	12,00		13,90	12,00		13,90	12,00		13,90	12,00		13,90	12,00		13,90	12,00		13,90
KP 1	OR-10 nr 1	5,27		6,50	5,27		6,50	5,27		6,50	5,27		6,50	5,27		6,50	5,27		6,50
KP 2	OR-10 nr 2	5,27		6,50	5,27		6,50	5,27		6,50	5,27		6,50	5,27		6,50	5,27		6,50
KP 3	OR-10 nr 3	-		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		-
KG	HE-EC-530/648-MG530-GZ	0,648	0,530	1,341	0,65	0,53	1,34	0,65	0,53	1,34	0,65	0,53	1,34	0,65	0,53	1,34	0,65	0,53	1,34
KG1	Caterpillar GG170-12	1,163	0,999	2,562	1,16	1,00	2,56	1,16	1,00	2,56	1,163	0,999	2,562	1,163	0,999	2,562	1,163	0,999	2,562
KG2	Caterpillar GG170B-20	2,379	1,998	4,778	2,38	2,00	4,78	2,38	2,00	4,78	2,379	1,998	4,778	2,379	1,998	4,778	2,379	1,998	4,778
KPB	BIOMASA PARA	11,10	1,10	13,00	11,10	1,10	13,00	11,10	1,10	13,00	11,10	1,10	13,00	11,10	1,10	13,00	11,10	1,10	13,00
KWB	BIOMASA WODA	8,00	-	9,30	8,00	-	9,30	8,00	-	9,30	8,00	-	9,30	8,00	-	9,30	8,00	-	9,30
PV	panele PV	-	0,985	-	-	0,985	-	-	0,985	-	-	0,985	-	-	0,985	-	-	0,985	-
Razem		85,93	5,61	106,88	85,93	5,61	106,88	85,93	5,61	106,88	85,930	5,612	106,883	85,930	5,612	106,883	85,930	5,612	106,883
KWG1	Kocioł- gaz ziemny/ olej opałowy				7,00	0,00	7,61	7,50	0,00	8,15	7,00	0,00	7,61	-	-	-	-	-	-
KWG2	Kocioł- gaz ziemny/ olej opałowy				7,00	0,00	7,61	7,50	0,00	8,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
KG3	Silnik gazowy -kogeneracja				2,379	1,998	4,778	-	-	-	5,921	4,995	12,118	-	-	-	-	-	-
KG4	Silnik gazowy -kogeneracja - Opiniogórska				-	-	-	1,163	0,999	2,562	1,163	0,999	2,562	-	-	-	1,163	0,999	2,562
KWB	BIOMASA WODA				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,00	-	17,44
Razem nowe źródło					16,379	1,998	19,995	16,163	0,999	18,866	14,084	5,994	22,289	0,000	0,000	0,000	16,163	0,999	20,004

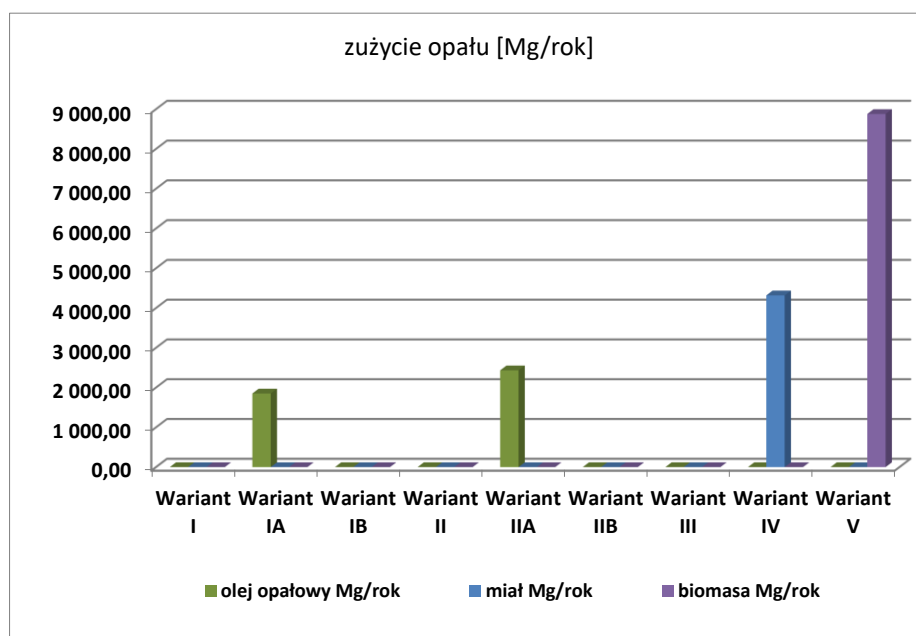
Tabela nr 61. Charakterystyka nowego źródła ciepła – porównanie wariantów.

Wielkość	jm.	Wariant I	Wariant IA	Wariant IB	Wariant II	Wariant IIA	Wariant IIB	Wariant III	Wariant IV	Wariant V
Moc źródła w paliwie - Augustiańska	MW	4,778	4,778	4,778	2,562	2,562	2,562	12,118	-	17,442
Moc źródła w paliwie - Opiniogórska		15,217	15,217	15,217	16,304	16,304	16,304	7,609	-	-
		-	-	-	-	-	-	2,562	-	2,562
		19,995	19,995	19,995	18,866	18,866	18,866	22,289	0,000	20,004
Rodzaj paliwa		Gaz ziemny	Olej opałowy	gaz ziemny+wodór	Gaz ziemny	Olej opałowy	gaz ziemny+wodór	gaz ziemny	miał	biomasa/gaz ziemny
Zużycie paliwa										
miał	Mg/rok	-	-	-	-	-	-	-	4 317,39	-
biomasa	Mg/rok	-	-	-	-	-	-	-	0,00	8 878,06
gaz ziemny	m3/rok	4 229 132,28	0,00	4 169 651,53	3 645 400,60	0,00	3 567 217,18	5 820 540,73	0,00	1 320 946,58
olej opałowy	Mg/rok	0,00	1 850,70	0,00	0,00	2 432,62	0,00	0,00	0,00	0,00
wodór	m3/rok	0,00	0,00	178 442,25	0,00	0,00	234 550,27	0,00	0,00	0,00
Energia w paliwie - ciepło	GJ/rok	154 910,89	154 910,89	154 910,89	135 433,92	135 433,92	132 529,25	212 798,97	96 255,24	141 513,47
Energia cieplna wytworzona- produkcja	GJ/rok	101 471,35	101 471,35	101 471,35	101 471,35	101 471,35	101 471,35	101 471,35	83 886,44	101 471,35
Energia elektryczna – produkcja	GJ/rok	33 997,13	33 997,13	33 997,13	18 298,48	18 298,48	18 298,48	74 491,40	0,00	18 298,48
	MWh/rok	9 443,65	9 443,65	9 443,65	5 082,91	5 082,91	5 082,91	20 692,06	0,00	5 082,91

Wykres nr 1 Zużycie paliwa (gaz ziemny, wodór).



Wykres nr 2 Zużycie paliwa (olej opałowy, biomasa, węgiel).



Wykres nr 3 Energia w paliwie, energia cieplna i elektryczna.

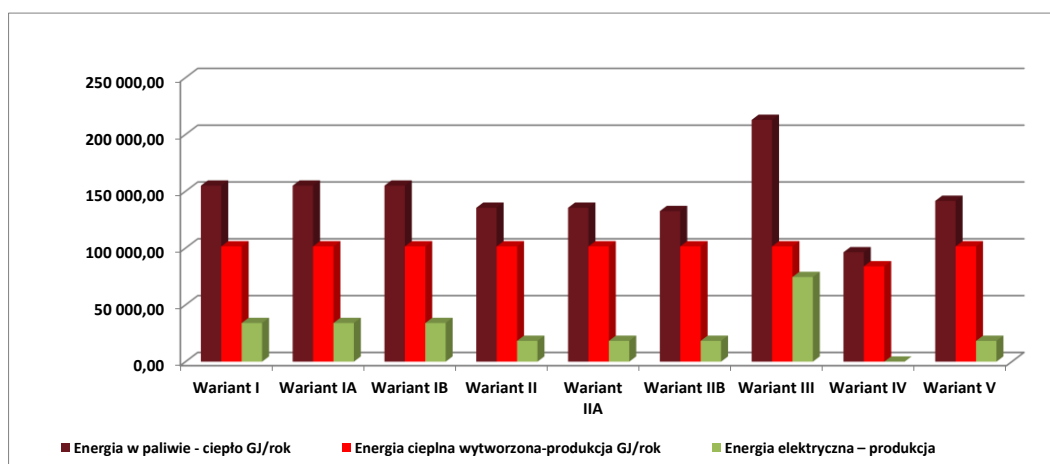


Tabela nr 62. Przewidywane do uzyskania efekty ekologiczne projektu przedstawiono w tabeli poniżej.

Lp.		Energia w paliwie po modernizacji	Wskaźnik PES	Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej	Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych
		GJ	%	GJ	Mg/rok
Wariant I	Silnik gazowy (4,778MWt+1,998MWe)	90 825,9	18,83%	21 067,8	18 797,5
	Kotły gazowe/olejowe 2x7,0MW (gaz)	66 294,9	-	11 425,7	4 212,1
	RAZEM WARIANT I	157 120,7		32 493,5	23 009,7
Wariant Ia	Silnik gazowy (4,778MWt+1,998MWe)	90 825,9	18,83%	21 067,8	18 797,5
	Kotły gazowe/olejowe 2x7,0MW (olej opałowy)	66 294,9	-	11 425,7	2 440,5
	RAZEM WARIANT IA	157 120,7		32 493,5	21 238,0
Wariant IB	Silnik gazowy (4,778MWt+1,998MWe)	90 825,9	18,83%	21 067,8	18 797,5
	Kotły gazowe 2x7,0MW (gaz z wodorem)	66 294,9	-	14 077,5	4 359,2
	RAZEM WARIANT IB	157 120,7		35 145,2	23 156,8
Wariant II	Silnik gazowy (2,562MWt+0,999MWe)	48 293,8	17,63%	10 336,6	10 097,6
	Kotły gazowo / olejowe 2x7,5MW (gaz)	87 140,1	-	15 018,3	5 536,5
	RAZEM WARIANT II	135 433,9		25 354,9	15 634,1
Wariant IIA	Silnik gazowy (2,562MWt+0,999MWe)	48 293,8	17,63%	10 336,6	10 097,6
	Kotły gazowo / olejowe 2x7,5MW (olej opałowy)	87 140,1	-	15 018,3	3 207,8
	RAZEM WARIANT IIA	135 433,9		25 354,9	13 305,4
Wariant IIB	Silnik gazowy (2,562MWt+0,999MWe)	48 293,8	17,63%	10 336,6	10 097,6
	Kotły gazowe 2x7,5MW (gaz z wodorem)	84 235,4	-	18 503,9	5 729,9
	RAZEM WARIANT IIB	132 529,3		28 840,5	15 827,5
Wariant III	Silnik gazowy (2x2,562MWt+1x0,999MWe +1x0,999MWe)	198 123,0	18,93%	46 258,1	41 157,6
	Kocioł gazowy 1x7,0MW (gaz)	14 675,9	-	2 529,3	932,5
	RAZEM WARIANT III	212 799,0		48 787,4	42 090,0
Wariant V	Silnik gazowy (1x0,999MWe)	48 293,8	17,63%	10 336,6	10 097,6
	Kocioł biomasowy 1x15,0MW (biomasa)	93 219,7	-	100 942,5	11 338,0
	RAZEM WARIANT V	141 513,5		111 279,1	21 435,5

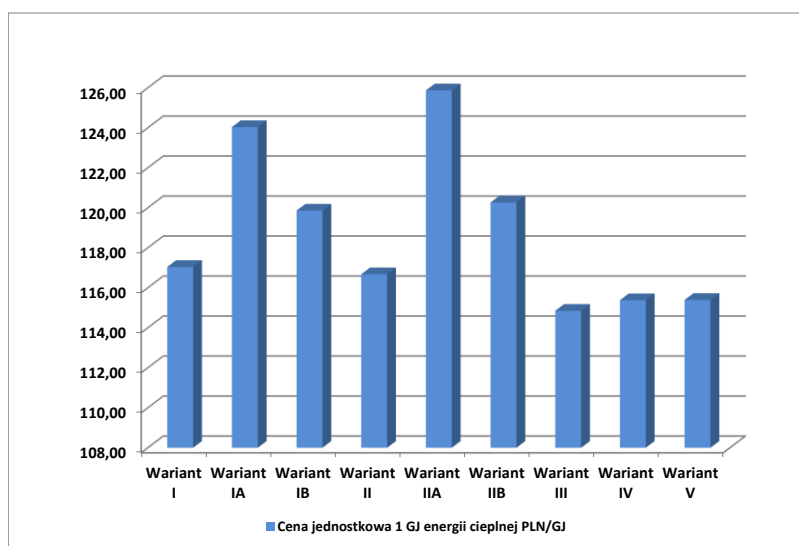
Wariant IV nie generuje redukcji emisji CO₂ ani redukcji energii pierwotnej.

Tabela nr 63. Porównanie wariantów budowy nowego źródła ciepła.

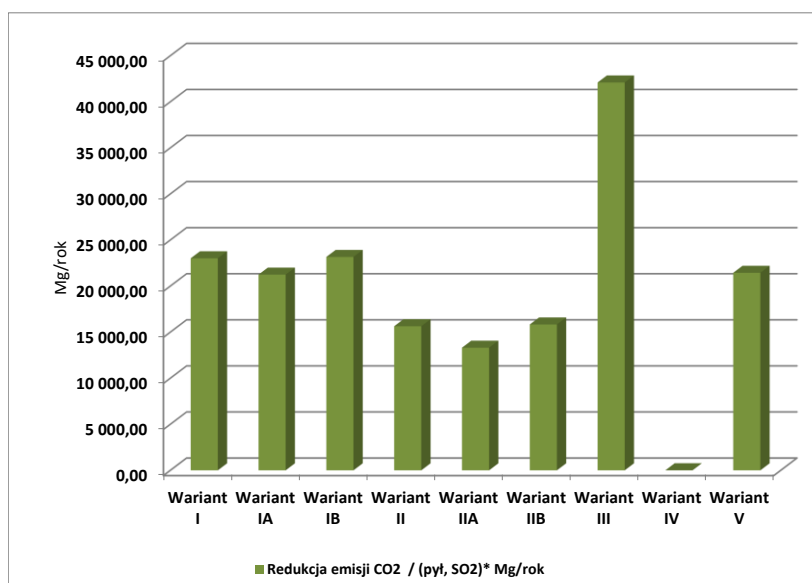
Wyszczególnienie	Jednostka	Wariant I	Wariant IA	Wariant IB	Wariant II	Wariant IIA	Wariant IIB	Wariant III	Wariant IV	Wariant V
Moc cieplna źródła znamionowa	[MW]	15,22	15,22	15,22	16,30	16,30	16,30	14,08	-	17,44
Zainstalowana moc elektryczna	[MWel]	1,998	1,998	1,998	0,999	0,999	0,999	5,994	-	0,999
Zużycie paliwa										
<i> miał</i>	Mg/rok	-	-	-	-	-	-	-	4 317,39	-
<i> biomasa</i>	Mg/rok	-	-	-	-	-	-	-	0,00	8 878,06
<i> gaz ziemny</i>	m3/rok	4 229 132,28	0,00	4 169 651,53	3 645 400,60	0,00	3 567 217,18	5 820 540,73	0,00	1 320 946,58
<i> olej opałowy</i>	Mg/rok	0,00	1 850,70	0,00	0,00	2 432,62	0,00	0,00	0,00	0,00
<i> wodór</i>	m3/rok	0,00	0,00	178 442,25	0,00	0,00	234 550,27	0,00	0,00	0,00
Redukcja emisji CO ₂ / (pył, SO ₂)*	Mg/rok	23 009,67	21 238,01	23 156,79	15 634,10	13 305,37	15 827,48	42 090,02	5,81	21 435,54
Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej	Mg/rok	32 493,45	32 493,45	35 145,25	25 354,92	25 354,92	28 840,53	48 787,43	-	111 279,13
PES (silnik gazowy)	zł/Mg	18,83%	18,83%	18,83%	17,63%	17,63%	17,63%	18,93%	-	17,63%
Dynamiczny wskaźnik kosztów redukcji CO ₂	zł/Mg	368,26	549,22	422,71	398,75	783,75	498,60	362,46	283 716,80	270,91
Dynamiczny wskaźnik wzrostu kosztów produkcji energii cieplnej i elektrycznej	zł/GJ	62,55	86,10	72,26	52,05	87,07	65,89	55,34	19,66	48,48
Sprzedaż energii cieplnej	GJ/rok	456 177,00	456 177,00	456 177,00	456 177,00	456 177,00	456 177,00	456 177,00	456 177,00	456 177,00
Sprzedaż energii elektrycznej	MWh/rok	34 510,36	34 510,36	34 510,36	30 149,62	30 149,62	30 149,62	45 758,77	25 066,71	30 149,62
Produkcja energii cieplnej z nowego źródła	GJ/rok	101 471,35	101 471,35	101 471,35	101 471,35	101 471,35	101 471,35	101 471,35	-	101 471,35
Produkcja energii elektrycznej z nowego źródła	MWh/rok	9 443,65	9 443,65	9 443,65	5 082,91	5 082,91	5 082,91	20 692,06	-	5 082,91
Razem przychody,	tys.PLN/rok	74 353,21	77 543,89	75 641,84	72 090,28	76 284,21	73 726,96	80 767,66	67 894,67	71 535,27
sprzedaż energii cieplnej	tys. PLN/rok	53 390,92	56 581,60	54 676,48	53 225,13	57 419,05	54 861,94	52 391,92	52 632,62	52 639,54
sprzedaż energii elektrycznej	tys. PLN/rok	20 767,70	20 767,70	20 767,70	18 733,68	18 733,68	18 733,68	27 759,49	15 262,05	18 733,68
Przychody, w tym pozostałe przychody operacyjne z tytułu dotacji	tys. PLN/rok	194,59	194,59	197,66	131,47	131,47	131,34	616,25	0,00	162,06
Koszty eksploatacji, w tym:	tys.PLN/rok	74 353,21	77 543,89	75 641,84	72 090,28	76 284,21	73 726,96	80 767,66	67 894,67	71 535,27
koszt opłat	tys.PLN/rok	46 241,11	49 431,14	47 389,90	44 403,19	48 596,28	45 913,23	51 251,76	36 329,18	40 720,06
Koszt zakupu uprawnień do emisji CO ₂ (średnio na rok w okresie analizy)	tys.PLN/rok	1163,77	1163,77	1163,77	1163,77	1163,77	1163,77	1163,77	5039,77	1163,77
Koszt opłaty środowiskowej	tys.PLN/rok	63,11	63,75	63,75	61,21	62,04	62,04	68,31	68,38	60,33
Wynik brutto	tys. PLN/rok	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cena jednostkowa 1 GJ energii cieplnej	PLN/GJ	117,04	124,03	119,86	116,68	125,87	120,26	114,85	115,38	115,39
Koszt inwestycyjny	Tys. PLN	23 242,00	23 242,00	23 242,00	21 762,00	21 762,00	21 762,00	43 822,00	21 602,00	63 762,00
Dotacja	tys PLN	3 390,00	3 390,00	3 390,00	2 388,00	2 388,00	2 388,00	10 584,00	0,00	2 388,00
Pożyczka	tys PLN	19 850,00	19 850,00	19 850,00	19 372,00	19 372,00	19 372,00	33 236,00	18 352,00	61 372,00
Środki własne	tys PLN	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	3 250,00	2,00
Stopa dyskonta	%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
NPV (wariant z dotacją)	PLN	40 466,86	40 466,86	-5 052,08	-794 516,71	-794 516,71	-878 751,45	1 370 879,26	-	-1 552 793,57
IRR (wariant z dotacją)	%	4,20%	4,20%	3,98%	1,32%	1,32%	1,21%	60,08%	-	-0,49%

* - w przypadku wariantu IV nastąpi tylko redukcja emisji pyłu oraz SO₂

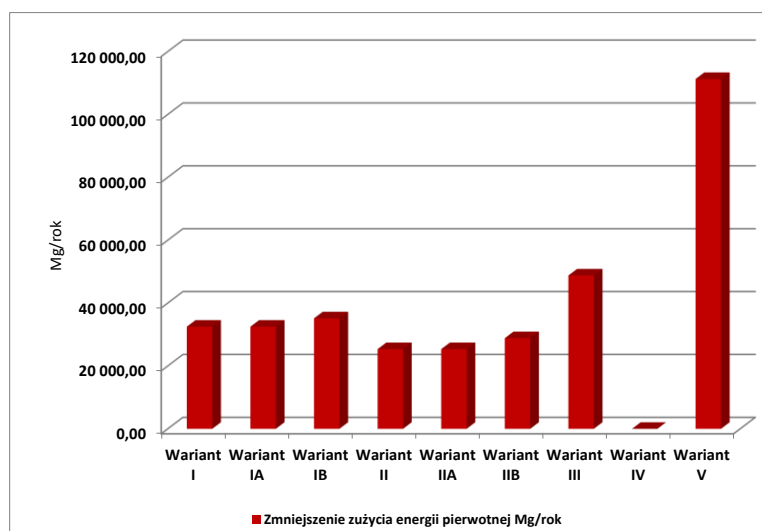
Wykres nr 4 Cena jednostkowa 1GJ energii cieplnej.



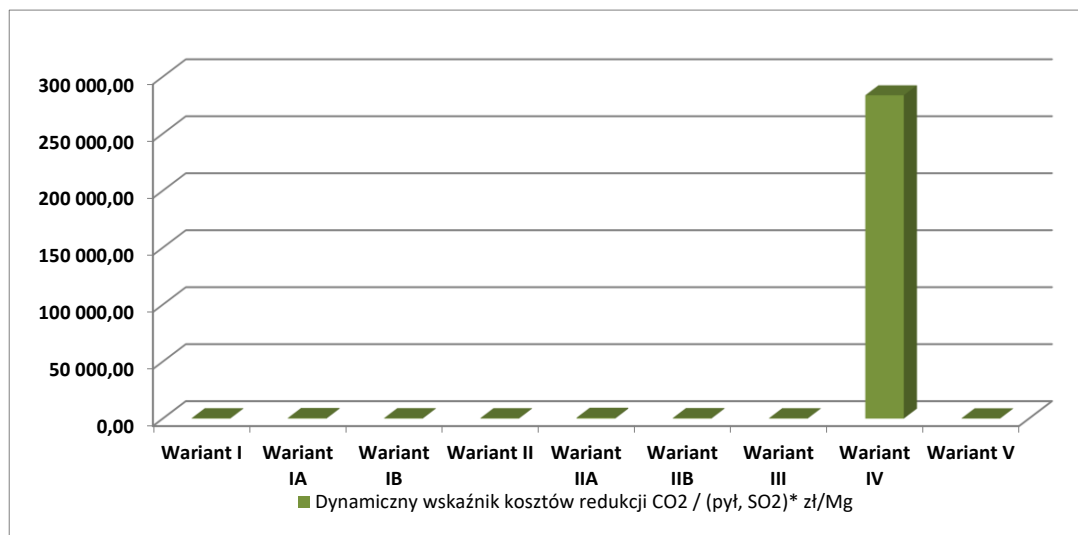
Wykres nr 5 Porównanie redukcji emisji CO₂ / pył, SO₂.



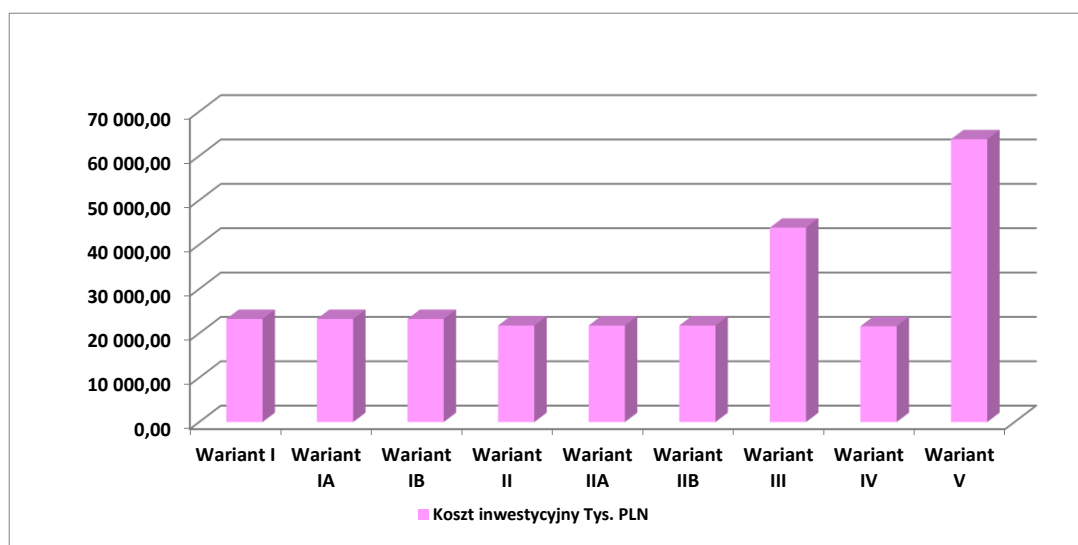
Wykres nr 6 Porównanie redukcji zużycia energii pierwotnej.



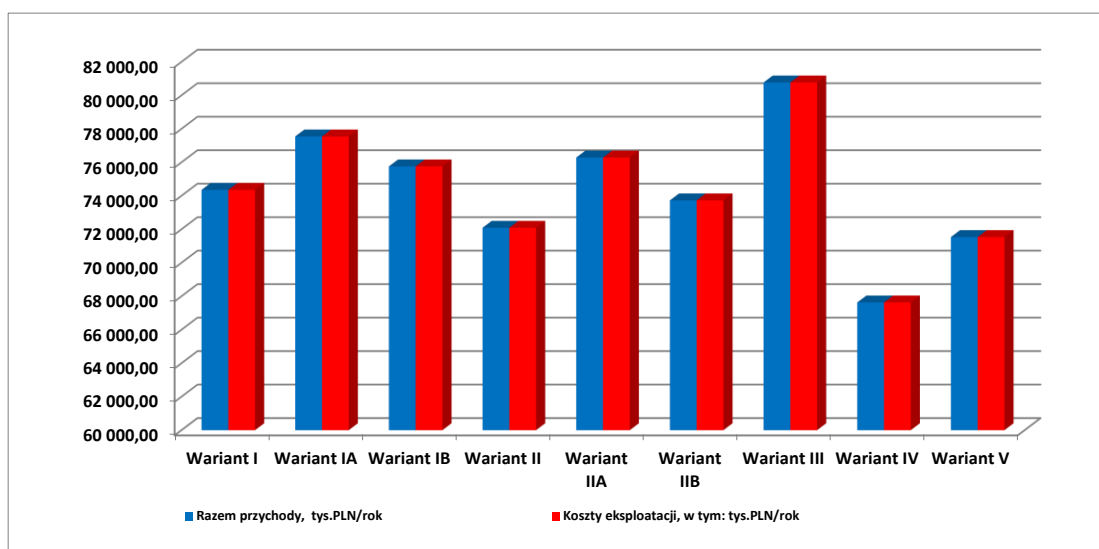
Wykres nr 7 Porównanie dynamicznego wskaźnika kosztów redukcji CO₂/pył, SO₂.



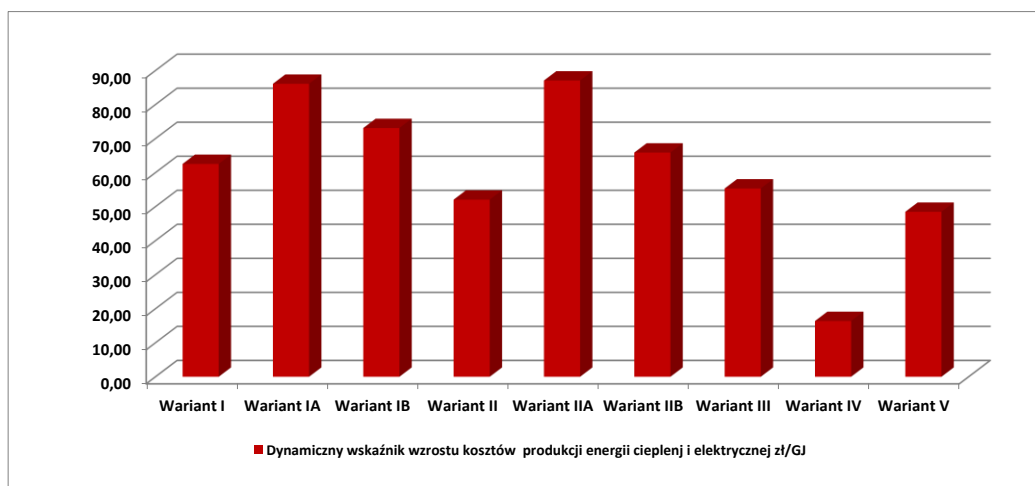
Wykres nr 8 Porównanie kosztów inwestycyjnych.



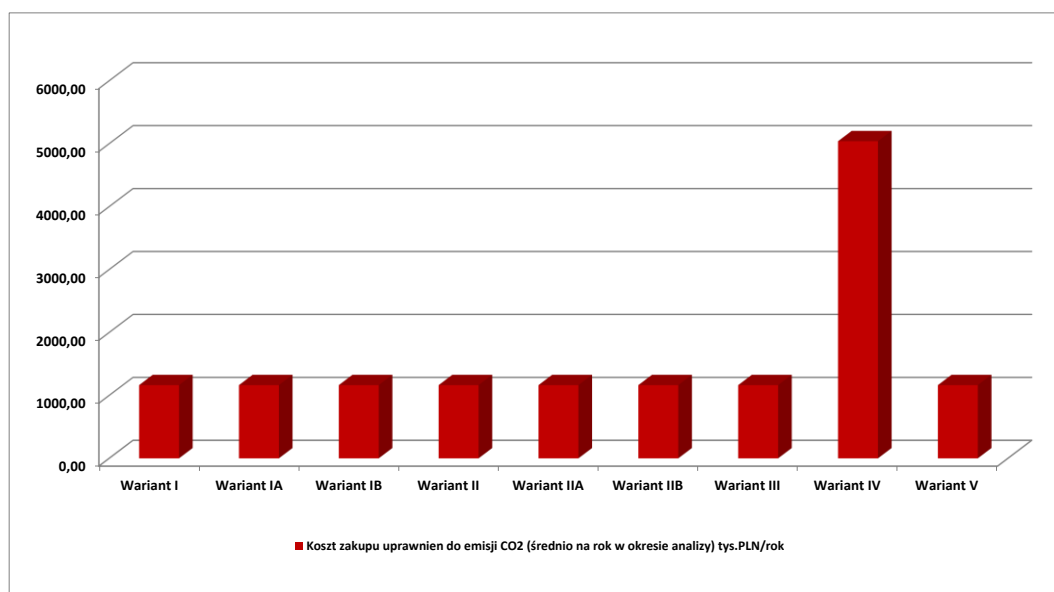
Wykres nr 9 Porównanie przychodów i kosztów eksploatacyjnych.



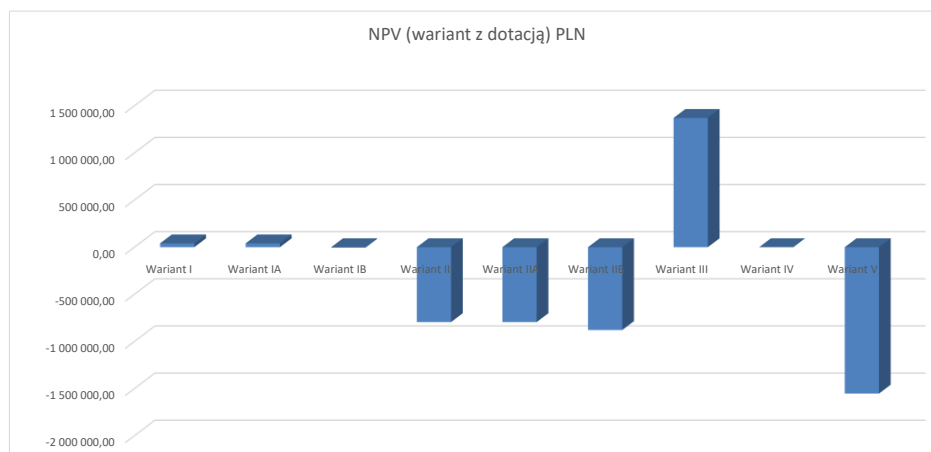
Wykres nr 10 *Porównanie dynamicznego wskaźnika wzrostu kosztów produkcji energii cieplnej i elektrycznej.*

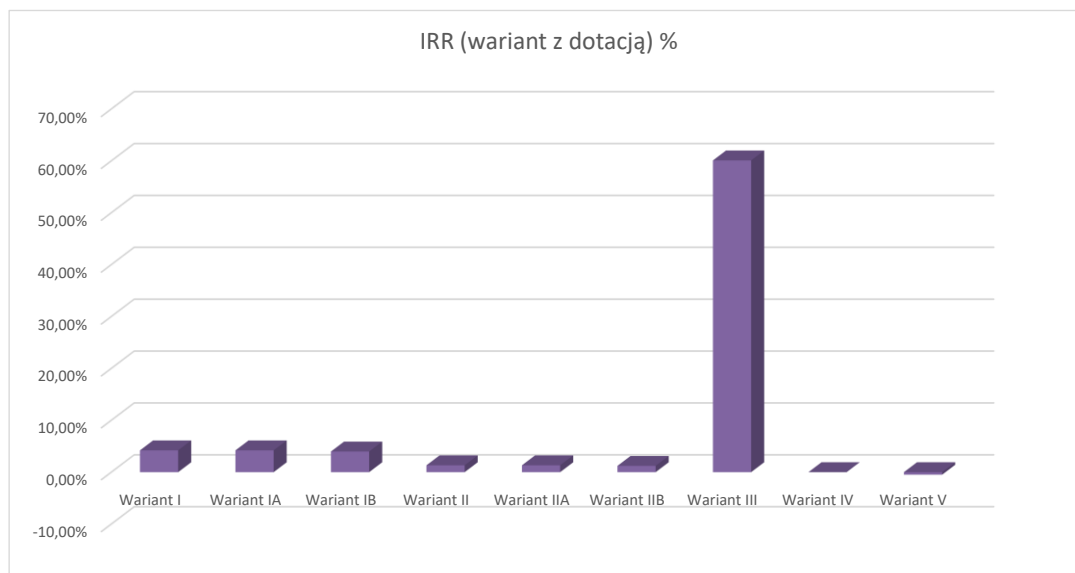


Wykres nr 11 *Koszt zakupu uprawnień do emisji CO2.*



Wykres nr 12 *Porównanie wskaźnika NPV.*





4. Wnioski.

Kryterium - warunki techniczne realizacji oraz nakłady inwestycyjne.

Pod względem warunków technicznych realizacji wariant I wraz z podwariantami A i B jest mniej skomplikowany niż wariant II w którym zachodzi konieczność wybudowania instalacji wraz z wszystkimi przyłączami sanitarnymi (wod-kan, gazowe, elektroenergetyczne oraz ciepłne) w dwóch lokalizacjach.

Wariant I zakłada budowę budynku kotłowni wraz z magazynem oleju opałowego na potrzeby kotłów i agregatu prądotwórczego, wszystkie roboty budowlano montażowe wraz z przyłączami sanitarnymi, gazowymi oraz elektroenergetycznymi, zagospodarowaniem terenu ograniczają się do jednej lokalizacji. Natomiast wariant II zakłada budowę budynku kotłowni tylko na potrzeby kotłów gazowo / olejowych, agregat prądotwórczy przewidziany jest w innej lokalizacji.

Z tego tytułu zakres prac budowlanych w wariantcie II dotyczący budynku kotłowni będzie mniejszy niż w wariantcie I, ale zachodzi konieczność wybudowania fundamentów pod agregat, przyłączy oraz zagospodarowania terenu działki przeznaczonej pod agregat prądotwórczy przy ul. Opinogórskiej.

Wariant III jest pod względem warunków technicznych realizacji najbardziej skomplikowanym. Wariant III zakłada budowę budynku kotłowni wraz z magazynem oleju opałowego, pompownią na potrzeby kotła oraz trzech agregatów prądotwórczych, w związku z czym zakres prac budowlanych jest największy ze wszystkich wariantów. Ponadto należy również wybudować fundamenty pod lokalizację silnika gazowego przy ul. Opinogórskiej.

W obu lokalizacjach również zachodzi konieczność wybudowania stacji transformatorowej, stacji redukcyjno pomiarowej oraz przyłączy sanitarnych, energetycznych, gazowych oraz sieci ciepłej, która umożliwi odbiór energii ciepłej przez istniejący system ciepłowniczy (połączenie z odpowiednią średnicą istniejącej sieci ciepłej).

Wariant IV dotyczący modernizacji istniejącej instalacji oczyszczania spalin jest wariantem najprostszym pod względem realizacji. Przedsięwzięcie wymaga robót budowlanych (demontaż, montaż wraz z dostosowaniem istniejących fundamentów) w obrębie istniejących instalacji odpylania kotłów węglowych. W zakresie instalacji odsiarczania zakres prac obejmuje budowę budynku na potrzeby instalacji oraz na potrzeby magazynowania sorbentu.

Wariant IV nie jest jednak wariantem, który zastępuje istniejące moce kotłów węglowych. Realizacja przedsięwzięcia wg wariantu IV pozwoli jedynie Spółce na dalszą działalność ciepłowniczą po roku 2030.

Wariant V zakłada budowę budynku kotłowni opalanej biomasą wraz z wiatą magazynową, budowę komina, budowę wewnętrznych i zewnętrznych instalacji sanitarnych i elektrycznych oraz zagospodarowanie terenu kotłowni w związku z czym zakres prac budowlanych porównywalny z wariantem III.

W zakresie wariantu V jest również tak jak w wariantcie III budowa wysokosprawnej instalacji kogeneracyjnej w zabudowie kontenerowej przy ul. Opinogórskiej. W związku z czym w niniejszym wariantcie należy również wybudować fundamenty pod lokalizację silnika gazowego. W obu lokalizacjach również zachodzi konieczność wybudowania przyłączy sanitarnych, energetycznych oraz sieci ciepłej, która umożliwi odbiór energii ciepłej przez istniejący system ciepłowniczy (połączenie z odpowiednią średnicą istniejącej sieci ciepłej).

Na potrzeby silnika gazowego zachodzi również konieczność wybudowania stacji transformatorowej oraz przyłącza gazowego wraz ze stacją redukcyjno pomiarową.

Lokalizacja kotłowni opalanej biomasą biorąc pod uwagę transport opału jest niekorzystna względu na istniejące warunki infrastrukturalne. Na odcinku ul. Augustiańskiej wprowadzono zakaz ruchu pojazdów oraz zespołów pojazdów, których rzeczywista masa całkowita jest większa niż 3,5 t. Zakaz ruchu wynika z rzeczywistej nośności mostu nad rzeką Łydynią. Dostarczenie do kotłowni biomasowej paliwa wiąże się z ciągłym dowozem zrębki samochodami ciężarowymi, których masa całkowita wynosi ok. 40 ton.

W pobliżu planowanej inwestycji znajdują się obiekty zabytkowe, dla których wstrząsy wynikające z ruchu ciężkich pojazdów są szkodliwe (Kościół Nawiedzenia Najświętszej Marii Panny). Ponadto przy ul. Augustiańskiej zlokalizowany jest park miejski, dla którego codzienny transport opału byłby bardzo uciążliwy dla korzystających z terenu przeznaczonego na relaks i odpoczynek.

W związku z powyższym dowóz paliwa tj. zrębki drzewnej samochodami ciężarowymi do kotłowni biomasowej zlokalizowanej przy ul. Augustiańskiej jest niemożliwy.

Nakłady inwestycyjne

Oba warianty I i II wraz z podwariantami A i B charakteryzują się zbliżonymi do siebie nakładami inwestycyjnymi, które wynoszą ok. 22 000,0 – 24 000,0 tys. PLN. Natomiast nakłady inwestycyjne w przypadku wariantu III są blisko dwukrotnie większe w porównaniu do wariantów I i II i wynoszą ok. 44 000,0 tys. PLN.

Największe nakłady finansowe przewidziano w przypadku wariantu V – budowy kotłowni opalanej biomasą oraz budowę instalacji kogeneracyjnej, które wynoszą ok. 63 762,0 tys. zł.

Najmniejsze nakłady inwestycyjne występują w przypadku wariantu IV, które wynoszą ok. 21 602,0 tys. zł. Jednak ze względu na zakres prac wariant nie kwalifikuje się do dofinansowania w formie dotacji. **Ponadto jest to wariant nieporównywalny do pozostałych wariantów.**

Na podstawie dostępnych w poprzednich latach programów możliwość pozyskania dofinansowania w formie dotacji można było uzyskać na realizację instalacji wysokosprawnej kogeneracji, natomiast budowa kotłowni opalanej gazem ziemnym nie była objęta dofinansowaniem w formie dotacji.

W związku z brakiem dostępnych na dzień dzisiejszy programów i konkursów przewidzianych dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, na potrzeby analizy przyjęto wysokość pomocy (dotacji) do nakładów przewidzianych na budowę instalacji kogeneracyjnych na poziomie 30% kosztów kwalifikowalnych.

W związku z czym w przypadku wariantu III zakładany procentowy udział dotacji w nakładach inwestycyjnych jest największy i wynosi ok. 24,15%. W przypadku wariantów I i IA oraz IB udział dotacji wynosi ok. 14,5%, w przypadku wariantu II, IIA i IIB wynosi on ok. 10,9%..

Udział dotacji w nakładach inwestycyjnych w przypadku wariantu V wynosi tylko 3,75%.

Wariant IV nie przewiduje w swoim zakresie budowy instalacji kogeneracyjnej w związku z czym nie ma możliwości uzyskania dotacji w przypadku niniejszego wariantu.

Po ogłoszeniu konkursów oraz naborów na rok 2024, na podstawie regulaminu oraz kryteriów będzie możliwość ustalenia realnego poziomu dofinansowania w formie dotacji jaki i pożyczki.

Aktualnie intensywność pomocy na inwestycje wysokosprawnej kogeneracji (art. 41 rozporządzenia UE nr 651/2014) dla dużych przedsiębiorstw nie może przekroczyć 30% kosztów kwalifikowalnych.

Kryterium - korzyści ekologiczne

Pod względem ekologicznym najkorzystniejszym wariantem z tytułu ograniczenia emisji CO₂ jest wariant III (42 090,0MgCO₂/rok), następnie wariant IB, I, IA (redukcja CO₂ rzędu 23tys. – 21tys. MgCO₂/rok oraz wariant V z redukcją rzędu 21,4 tys. Mg CO₂/rok).

Wariant II oraz podwarianty IIA i IIB są w tym kryterium najmniej korzystne (redukcja CO₂ wynosi ok.13tys-15,8tysMgCO₂/rok).

W przypadku redukcji energii pierwotnej najbardziej korzystnym wariantem jest wariant V, dla którego redukcja wynosi 111 279 GJ/rok (zastosowanie biomasy powoduje największą redukcję energii pierwotnej), jest ona ponad dwukrotnie większa niż w przypadku wariantu III gdzie redukcja kształtuje się na poziomie 48 787 GJ/rok. Realizacja przedsięwzięcia wg wariantu IB, I i IA pozwoli uzyskać redukcję energii pierwotnej na poziomie od ok. 35tys GJ/rok do 32,4tys. GJ/rok. W przypadku wariantu II redukcja kształtuje się na poziomie od ok. 28,8tys GJ/rok do ok. 25,3 tys. GJ/rok/

Wariant IV -wariant dotyczący modernizacji instalacji odpylania i odsiarczania spalin. Redukcja zanieczyszczeń przy założeniu produkcji energii cieplnej z kotłów objętych modernizacją (ok. 83 886,44GJ/rok) wynosi ok. 5,81Mg/rok.

Dynamiczny wskaźnik kosztów redukcji zanieczyszczeń (pył, SO₂) wynosi **283 716,8 PLN/Mg**. W przypadku pozostałych wariantów wskaźnik ten wynosi od ok. **270,91 do 783,75 PLN/Mg**.

W zawiązku z czym nakład finansowy na redukcję zanieczyszczeń w wariantcie IV jest nieporównywalnie wysoki w porównaniu do pozostałych wariantów.

Wariant IV nie redukuje emisji CO₂ oraz energii pierwotnej, rodzaj i ilość paliwa nie ulega zmianie. We wszystkich pozostałych wariantach (poza wariantem IV) założono taką samą produkcję energii cieplnej w nowym źródle wynoszącą **101 471,35GJ/rok**

Z uwagi na różne moce agregatu prądotwórczego w wariantach (I, II i III oraz V) produkcja energii elektrycznej jest różna.

Największa zainstalowana moc elektryczna jest w przypadku wariantu III (5,994MWe) w przypadku wariantu I (1,998MWe) oraz w wariantcie II i V (0,999MWe). Wiąże się to bezpośrednio z prawie dwukrotnie większą redukcją emisji CO₂ oraz analogicznie z redukcją energii pierwotnej z tytułu produkcji energii cieplnej i elektrycznej w skojarzeniu.

Analizując warianty z wykorzystaniem mieszaniny gazu ziemnego z wodorem należy wspomnieć, że aby uzyskać wskazane w opracowaniu efekty ekologiczne źródłem wytwarzania wodoru powinna być elektroliza, do której przeprowadzenia wykorzystuje się energię pochodzącą z OZE, a więc najbardziej korzystna środowiskowo metoda, w której pozyskujemy całkowicie zeroemisyjny wodór zielony.

W przypadku innego źródła pozyskiwania wodoru (np. reforming gazu ziemnego - wodór szary), najkorzystniejszymi wariantami będą warianty II i I z wykorzystaniem gazu ziemnego jako paliwa.

Korzyści ekologiczne jakie zostaną osiągnięte w wyniku realizacji zawartych w niniejszej koncepcji wariantów zostały przedstawione w **tabeli nr.62**.

Kryterium - korzyści finansowo-ekonomiczne

Pod względem przyszłych korzyści finansowo-ekonomicznych najkorzystniej prezentuje się wariant III, w którym koszt wytworzenia energii cieplnej wynosi ok. 114,85zł/GJ.

Następnym wariantem z najkorzystniejszym kosztem wytworzenia energii cieplnej jest wariant IV (115,38zł/GJ) i wariant V (115,39zł/GJ).

Wariant IV jest wariantem nie rozwojowym, zakładającym tylko utrzymanie pracy kotłów węglowych po roku 2030. Porównywanie wariantu IV i pozostałych przedstawionych w koncepcji wariantów jest nieadekwatne i niewspółmierne.

W zawiązku z tym względem przyszłych korzyści finansowo-ekonomicznych najkorzystniej prezentuje się wariant III następnie wariant V, II oraz wariant I. We wszystkich wariantach nastąpi wzrost planowanych kosztów produkcji energii cieplnej (wzrost kosztów zmiennych - wzrost cen opału, wzrost kosztów z tytułu serwisu instalacji kogeneracyjnych, amortyzacji od nowego majątku).

Należy tutaj korzyści finansowo – ekonomiczne rozpatrzeć pod względem:

- ilości produkowanej energii elektrycznej i przychodów związanych z jej sprzedażą
- wykorzystania rodzaju paliwa

Na potrzeby analizy wariantów przyjęto założenie pełnego zwrotu kosztów eksploatacyjnych produkcji energii cieplnej przychodami z jej sprzedaży. Na tej podstawie wyliczono średnią cenę jednostkową 1GJ energii cieplnej dla każdego z wariantów.

Najkorzystniejszym wariantem pod względem ceny jednostkowej 1GJ energii cieplnej jest wariant III (dwie lokalizacje: kocioł gazowo-olejowy + 3 agregaty prądotwórcze oraz w zabudowie kontenerowej agregat zlokalizowany przy ul. Opinogórskiej). Drugim w kolejności jest wariant II następnie wariant I z lokalizacją agregatu przy ul. Augustiańskiej. Cena jednostkowa 1GJ energii cieplnej w przypadku wariantu III jest najniższa (114,85zł/GJ), w wariantach V wynosi 115,39zł/GJ, wariant II to 116,68 zł/GJ natomiast w przypadku wariantu I wynosi ok 117,04zł/GJ.

Najniekorzystniej prezentują się warianty z wykorzystaniem oleju opałowego – cena jednostkowa 1GJ energii cieplnej jest w tych przypadkach najwyższa.

Należy również przytoczyć koszt wytworzenia 1 GJ energii cieplnej w wariantach IB i IIB ze spalania wodoru, który wynosi ok. 604,60 PLN/GJ, w związku z czym znacząco wpływa na wzrost ceny jednostkowej GJ energii cieplnej.

Kryterium – dostępność opału (paliwa)

W niniejszej koncepcji rozpatrywano źródła ciepła opalane gazem ziemnym, olejem opałowym oraz mieszaniną gazu ziemnego z wodorem oraz opalane biomasą.

Ciechanów jest miastem dobrze zgazyfikowanym w związku z czym nie ma problemu z pozyskaniem gazu na potrzeby nowego źródła ciepła. W przypadku wariantów I, IB II i IIB, III oraz V należy wybudować przyłącza wraz ze stacją gazową.

Z uwagi na dostępność gazu ziemnego na terenie miasta Ciechanowa nie rozpatrywano możliwości zasilania instalacji w gaz LPG.

W przypadku dostaw oleju opałowego (wariant IA i IIA) wodoru oraz biomasy, Inwestor ogłasza przetarg otwarty na wybór dostawcy tego paliwa. Wszystkie warianty wypełniają to kryterium na jednakowym poziomie.

Kryterium – wskaźnik NPV i IRR

Biorąc pod uwagę przyjęte dofinansowanie w formie dotacji do planowanych kosztów na instalacje kogeneracyjne najbardziej korzystnym przedsięwzięciem jest wariant III, dla którego wysokości dofinansowania w formie dotacji do całej inwestycji wynosi ok. 24,15%.

Wskaźnik IRR dla wariantu III wynosi 60,08%. Wariant ten jest jedynym z przedstawionych w opracowaniu wariantem, dla którego nastąpi zwrot z inwestycji w przyjętym okresie odniesienia (20lat).

W przypadku pozostałych wariantów nie nastąpi zwrot inwestycji w przyjętym okresie odniesienia (20lat).

Analizując opłacalność planowanych inwestycji wykonano obliczenia wskaźników NPV oraz IRR dla pozostałych wariantów w dłuższym (37-letnim) okresie:

Wariant I, IA – wskaźnik IRR 4,2% NPV przyjmuje wartość 40 466,86zł,

Wariant IB – wskaźnik IRR 3,98% NPV przyjmuje wartość ujemną -5 052,08zł,

Wariant II, IIA – wskaźnik IRR 1,32% NPV przyjmuje wartość ujemną -794 516,71zł,

Wariant IIB – wskaźnik IRR 1,21%, NPV przyjmuje wartość ujemną -878 751,45zł,
Wariant V – wskaźnik IRR -0,49%, NPV przyjmuje wartość ujemną -1 552 793,57zł,

W związku z powyższym w przypadku wariantów: IB, II, IIA, IIB, V nie nastąpi zwrot z inwestycji w zakładanym 37-letnim okresie odniesienia.

Analizując opłacalność planowanych inwestycji wykonano również obliczenia wskaźników NPV oraz IRR przy założeniu braku dofinansowania w formie dotacji. Obliczenia wykonano w oparciu o finansowanie inwestycji w formie pożyczki w wysokości 85% oraz środków własnych w wysokości 15%.

Przy w/w założeniach w żadnym wariantcie nie nastąpi zwrot inwestycji w przyjętym 20-letnim okresie odniesienia, wskaźnik IRR jest niepoliczalny w każdym wariantcie, natomiast wskaźnik NPV przyjmuje wartości ujemne .

Kryterium – średnia cena jednostkowa 1GJ

Biorąc pod uwagę średnią cenę jednostkową 1GJ energii cieplnej obliczoną przy założeniu pełnego zwrotu kosztów eksploatacyjnych produkcji energii cieplnej przychodami z jej sprzedaży wśród przedstawionych wariantów najkorzystniejszym wariantem jest:

✓ wariant III	114,85 PLN/GJ,
✓ wariant IV	115,38 PLN/GJ
✓ wariant V	115,39 PLN/GJ
✓ wariant II	116,68 PLN/GJ,
✓ wariant I	117,04 PLN/GJ,
✓ wariant IB	120,11 PLN/GJ
✓ wariant IIB	120,26 PLN/GJ
✓ wariant IA	124,03 PLN/GJ
✓ wariant IIA	125,87 PLN/GJ.

Najniekorzystniej prezentują się warianty z wykorzystaniem oleju opałowego – cena jednostkowa 1GJ wytworzonej energii cieplnej jest w tych przypadkach najwyższa.

Wykres nr 14

Porównanie wariantów pod względem przyjętych kryteriów

Wyszczególnienie	Jednostka	Wariant I	Wariant IA	Wariant IB	Wariant II	Wariant IIA	Wariant IIB	Wariant III	Wariant IV	Wariant V
Moc ciepła źródła w paliwie	[MW]	19,995	19,995	19,995	18,866	18,866	18,866	20,078	Wariant IV	Wariant V
Moc ciepła źródła znamionowa	[MW]	15,217	15,217	15,217	16,304	16,304	16,304	14,084	-	17,442
Zainstalowana moc elektryczna	[[MWel]	1,998	1,998	1,998	0,999	0,999	0,999	5,994	-	0,999
Zużycie paliwa										
<i>miał</i>	Mg/rok	-	-	-	-	-	-	-	4 317,39	-
<i>biomasa</i>	Mg/rok	-	-	-	-	-	-	-	0,00	8 878,06
<i>gaz ziemny</i>	m3/rok	4 229 132,28	0,00	4 169 651,53	3 645 400,60	0,00	3 567 217,18	5 820 540,73	0,00	1 320 946,58
<i>olej opałowy</i>	Mg/rok	0,00	1 850,70	0,00	0,00	2 432,62	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>wodór</i>	Mg/rok	0,00	0,00	178 442,25	0,00	0,00	234 550,27	0,00	0,00	0,00
Redukcja emisji CO2 / (pył, SO2)*	Mg/rok	23 009,67	21 238,01	23 156,79	15 634,10	13 305,37	15 827,48	42 090,02	5,81	21 435,54
Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej	GJ/rok	32 493,45	32 493,45	35 145,25	25 354,92	25 354,92	28 840,53	48 787,43	-	111 279,13
PES (silnik gazowy)	%	18,83%	18,83%	18,83%	17,63%	17,63%	17,63%	18,93%	-	17,63%
RANKING		8	7	10	3	2	5	12	0	10
Dynamiczny wskaźnik kosztów redukcji CO ₂	zł/Mg	368,26	549,22	422,71	398,75	783,75	498,60	362,46	283 716,80	270,91
RANKING		6	2	4	5	1	3	7	0	8
Dynamiczny wskaźnik wzrostu kosztów produkcji energii cieplej i elektrycznej	zł/GJ	62,55	86,10	72,26	52,05	87,07	65,89	55,34	19,66	48,48
RANKING		5	2	3	7	1	4	6	9	8
Sprzedaż energii cieplej	GJ/rok	456 177,00	456 177,00	456 177,00	456 177,00	456 177,00	456 177,00	456 177,00	456 177,00	456 177,00
Sprzedaż energii elektrycznej	MWh/rok	34 510,36	34 510,36	34 510,36	30 149,62	30 149,62	30 149,62	45 758,77	25 066,71	30 149,62
RANKING		2	2	2	1	1	1	3	0	1
Produkcja energii cieplej z nowego źródła	GJ/rok	101 471,35	101 471,35	101 471,35	101 471,35	101 471,35	101 471,35	101 471,35	-	101 471,35
Produkcja energii elektrycznej z nowego źródła	MWh/rok	9 443,648	9 443,648	9 443,648	5 082,912	5 082,912	5 082,912	20 692,056	-	5 082,912
Razem przychody,	tys.PLN/rok	74 353,21	77 543,89	75 641,84	72 090,28	76 284,21	73 726,96	80 767,66	67 894,67	71 535,27
sprzedaż energii cieplej	tys. PLN/rok	53 390,92	56 581,60	54 676,48	53 225,13	57 419,05	54 861,94	52 391,92	52 632,62	52 639,54
sprzedaż energii elektrycznej	tys. PLN/rok	20 767,70	20 767,70	20 767,70	18 733,68	18 733,68	18 733,68	27 759,49	15 262,05	18 733,68
Przychody, w tym pozostałe przychody operacyjne z tytułu dotacji	tys. PLN/rok	194,59	194,59	197,66	131,47	131,47	131,34	616,25	0,00	162,06
RANKING		5	8	6	3	7	4	9	1	2
Koszty eksploatacji, w tym:	tys.PLN/rok	74 353,21	77 543,89	75 641,84	72 090,28	76 284,21	73 726,96	80 767,66	67 894,67	71 535,27
koszt opału	tys.PLN/rok	46 241,11	49 431,14	47 389,90	44 403,19	48 596,28	45 913,23	51 251,76	36 329,18	40 720,06
Koszt zakupu uprawnień do emisji CO2 (średnio na rok w okresie analizy)	tys.PLN/rok	1 163,77	1 163,77	1 163,77	1 163,77	1 163,77	1 163,77	1 163,77	5 039,77	1 163,77
Wynik brutto	tys. PLN/rok	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RANKING		5	2	4	7	3	6	1	9	8
Cena jednostkowa 1 GJ energii cieplej	PLN/GJ	117,04	124,03	119,86	116,68	125,87	120,26	114,85	115,38	115,39
Koszt inwestycyjny	Tys. PLN	23 242,00	23 242,00	23 242,00	21 762,00	21 762,00	21 762,00	43 822,00	21 602,00	63 762,00
Dotacja	tys PLN	3 390,00	3 390,00	3 390,00	2 388,00	2 388,00	2 388,00	10 584,00	0,00	2 388,00
Pożyczka	tys PLN	19 850,00	19 850,00	19 850,00	19 372,00	19 372,00	19 372,00	33 236,00	18 352,00	61 372,00
Środki własne	tys PLN	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	3 250,00	2,00
RANKING		5	2	4	6	1	3	8	9	7
Stopa dyskonta	%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
NPV (wariant z dotacją)	PLN	40 466,86	40 466,86	-5 052,08	-794 516,71	-794 516,71	-878 751,45	1 370 879,26	-	-1 552 793,57
RANKING		5	5	4	3	3	2	6	0	1
IRR (wariant z dotacją)	%	4,20%	4,20%	3,98%	1,32%	1,32%	1,21%	60,08%	-	-0,49%
RANKING		5	5	4	3	3	2	6	0	1
RAZEM PUNKTÓW	-	46	35	41	38	22	30	58	28	46
LISTA RANKINGOWA	-	II	V	III	IV	VIII	VI	I	VII	II

Analizując powyższą tabelę lista rankingowa poszczególnych wariantów (pod względem korzyści) przedstawiałaby się następująco:

- ✓ Wariant III
- ✓ Wariant I i V
- ✓ Wariant IB
- ✓ Wariant II
- ✓ Wariant IA
- ✓ Wariant IIB
- ✓ Wariant IV
- ✓ Wariant IIA

Warunkiem wyboru wariantu IB lub IIB jest zastosowanie całkowicie zeroemisyjnego wodoru zielonego.

Rekomendacje dotyczące wyboru wariantu z uwagi na formułę postępowania przetargowego.

1. Podjęcie decyzji co do sposobu obsługi inwestycji (przygotowanie i przeprowadzenie przetargu na wybór Wykonawcy, nadzór inwestorski, rozliczanie inwestycji) - samodzielnie czy z udziałem Inwestora Zastępczego.
2. Zakres zadań do wykonania – przygotowanie inwestycji:
 - Przygotowanie harmonogramu realizacji inwestycji.
 - Przygotowanie Programu Funkcjonalno-Użytkowego lub opcjonalnie dokumentacji projektowej (wraz z uzyskaniem wszelkich uzgodnień i pozwoleń).
 - Przygotowanie wniosków aplikacyjnych o uzyskanie finansowania zewnętrznego oraz pomoc w zakresie podpisania umów z instytucjami finansującymi.
 - Przygotowanie dokumentacji przetargowej. Pomoc w zakresie doradztwa w ocenie ofert i wyborze Wykonawcy.
 - Nadzór inwestorski.
 - Odbiór inwestycji i rozliczenie końcowe.
3. Przetarg na wybór Wykonawcy sugerujemy przeprowadzić w trybie przetargu nieograniczonego, sektorowego. Co prawda procedura przetargowa wydłuża się o ok. 1-2 tygodni, ale Zamawiający posiada większy wpływ na wybór Wykonawcy gwarantującego rzetelne i terminowe wykonanie przedsięwzięcia inwestycyjnego.

Wnioski Generalne.

- 1. W każdym z wariantów przewidziano budowę źródła ciepła do 20MWt zastępującego do 2030 roku moce jednostek opalanych miałem węglowym.**
- 2. Ograniczenie pracy istniejących kotłów węglowych do 500 godz/rok.**
- 3. Zapewnienie poprzez budowę nowego źródła zwiększenia ciśnienia dyspozycyjnego niezbędnego do zapewnienia prawidłowego przepływu wody sieciowej przez węzły cieplne.**
- 4. Zapewnienie poprzez budowę jednostek kogeneracyjnych lepszej regulacji temperatury wody sieciowej w rurociągu zasilającym w okresie zimowym poprzez podawanie do systemu wody o temperaturze wyższej od wody płynącej magistralą ciepłowniczą. Po zmieszaniu temperatura wody sieciowej w rurociągu zasilającym będzie bliższa wartościom tabelarycznym.**
- 5. Budowa jednostek kogeneracyjnych wpłynie na zwiększenie temperatury wody sieciowej w rurociągu zasilającym w okresie letnim – dostarczanie do odbiorców czynnika o parametrach bardziej zbliżonych do wartości zawartych w tabeli regulacyjnej w obszarach bardzo oddalonych od istniejących źródeł ciepła (niwelacja dużych spadków temperatur z uwagi na dużą odległość od źródła i małą prędkość przepływu w sieci w okresie letnim).**
- 6. Zwiększenie możliwości rozwoju systemu ciepłowniczego i dalszego przyłączania odbiorców ciepła do sieci w tym rejonie.**
- 7. Po ogłoszeniu konkursów oraz naborów na rok 2024, na podstawie regulaminu oraz kryteriów będzie możliwość ustalenia realnego poziomu dofinansowania w formie dotacji jak i pożyczki.**
- 8. Aktualnie intensywność pomocy na inwestycje wysokosprawnej kogeneracji (art. 41 rozporządzenia UE nr 651/2014) dla dużych przedsiębiorstw nie może przekroczyć 30% kosztów kwalifikowalnych.**

Powyższe opracowanie jest formą przedstawienia możliwych rozwiązań, pozwalających na zastąpienie istniejących jednostek opalanych miałem węglowym do 20230r. ograniczenie pracy istniejących kotłów węglowych do 500godz/rok, ograniczenie istniejących emisji CO₂. Przedstawione warianty oparte są o kryteria najlepszych dostępnych technik (BAT) z uwzględnieniem specyfiki instalacji, lokalnych warunków środowiskowych oraz warunków techniczno-ekonomicznych.