

# **Audyty energetyczny przedsiębiorstwa**

**opracowany dla:**

**Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej w  
Augustowie**

**Ul. Szpitalna 12**

**16-300 Augustów**

## **Główni wykonawcy pracy**

Mgr Inż. Marcel Gawron

Mgr Inż. Marcin Reczko

Mgr Inż. Przemysław Majdzik

Inż. Patryk Jaworski

## **Zarząd EXERGON Sp. z o.o.**

dr inż. Marcin Liszka, Prezes

dr inż. Grzegorz Szapajko, Wiceprezes



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

EXERGON Sp. z o. o.; ul. Jagiellońska 4; 44-100 Gliwice; tel.: +48 794 904 200; sekretariat@exergon.pl; NIP 6312650389; REGON 243336660; KRS 0000472241; X Wydział Gospodarczy Sądu Rejonowego w Gliwicach; kapitał zakładowy 95 760zł; Rachunek bankowy: ING Bank Śląski 50 1050 1298 1000 0091 3839 6495; więcej informacji: [www.exergon.pl](http://www.exergon.pl).

## **Zastrzeżenia**

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

## Spis treści

1	Podstawa, cel i zakres pracy .....	5
2	Dane przekazane przez zamawiającego.....	6
3	Charakterystyka obiektów .....	7
	3.1 Zużycie energii finalnej w przedsiębiorstwie.....	7
	3.2 Główne grupy obiektów i urządzeń.....	9
4	Metodyka wykonania audytu .....	10
	4.1 Budynki ogrzewane .....	10
	4.2 Oświetlenie.....	10
	4.3 Opis oprogramowania .....	11
	4.3.1 PV*Sol Premium.....	11
	4.3.2 ArCadia Termocad.....	12
	4.4 Wskaźniki oceny ekologicznej.....	13
	4.5 Analiza ekonomiczna.....	14
	4.5.1 Oszacowanie nakładów inwestycyjnych .....	17
	4.5.2 Wskaźniki oceny ekonomicznej.....	17
5	Charakterystyka analizowanych obszarów zużycia energii .....	21
	5.1 Budynki ogrzewane .....	21
	5.1.1 Analiza techniczna .....	22
	5.2 Oświetlenie.....	25
	5.2.1 Analiza techniczna .....	26
	5.4. Transport .....	26
	5.4.1 Analiza techniczna .....	26
	5.5 Montaż agregatu kogeneracyjnego.....	26
	5.5.1 Analiza techniczna .....	27
	5.5.2 Analiza ekonomiczna .....	27
	5.5.3 Analiza ekonomiczna – wariant dodatkowy.....	30
6	Optymalizacja mocy instalacji fotowoltaicznej .....	33

6.1 Panele fotowoltaiczne .....	33
6.2 Połączenia elektryczne oraz kondycjonowanie energii elektrycznej .....	36
6.3 Optymalizacja mocy instalacji fotowoltaicznej pod kątem zapotrzebowania na energię elektryczną.....	37
6.4 Instalacje pomocnicze .....	38
6.5 Rozmieszczenie kluczowych elementów .....	39
6.6 Czynności serwisowe w okresie eksploatacji .....	39
6.7 Efekt energetyczny i ekonomiczny .....	41
6.8 Wytyczne projektowe i wykonawcze .....	45
7 Podsumowanie .....	47

# 1

## Podstawa, cel i zakres pracy

Podstawą realizacji niniejszej pracy jest Umowa nr 1/TV/11/2021 zawarta w dniu 17.11.2021 pomiędzy Samodzielnym Publicznym Zakładem Opieki Zdrowotnej w Augustowie przy ul. Szpitalnej 12, a firmą Exergon Sp. z o. o. z siedzibą w Gliwicach przy ulicy Jagiellońskiej 4.

Celem pracy było przeprowadzenie audytu energetycznego przedsiębiorstwa zgodnie z art. 36 Ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (z późn. zm.). Ponadto, przeanalizowano szereg aspektów technicznych i prawnych związanych z optymalizacją gospodarki energetycznej przedsiębiorstwa. W wyniku prac przeprowadzonych w niniejszym audycie energetycznym inwentaryzacji poddane zostały m.in.:

- Budynek ogrzewane
- Urządzenia elektryczne
- Oświetlenie
- Środki transportu

przynależne do Samodzielnego Publicznego Zakładu Opieki Zdrowotnej w Augustowie. W ramach pracy określono zużycie energii finalnej doprowadzonej do osłony bilansowej zakładu, a także wskazano obszary, w których możliwe jest ograniczenie jej rocznego zużycia wdrażając poszczególne przedsięwzięcia poprawy efektywności energetycznej. Dla zaproponowanych rozwiązań określono również zasadność ekonomiczną ich wdrożenia. W tym celu wyznaczono wartości najważniejszych wskaźników ekonomicznych, między innymi takich jak NPV, IRR, SPB oraz DPB.

# 2

## Dane przekazane przez zamawiającego

Na potrzeby przeprowadzenia audytu energetycznego Samodzielnego Publicznego Zakładu Opieki Zdrowotnej w Augustowie (dalej SP ZOZ Augustów), w tym przeprowadzenia analizy zużycia poszczególnych nośników energii, takich jak energia elektryczna, ciepło czy paliwa płynne, a także wykazania przedsięwzięć poprawy efektywności energetycznej, Zamawiający przekazał Wykonawcy niezbędne materiały. Dodatkowo w tym celu przeprowadzona została wizja lokalna. Najważniejsze dane przekazane przez Zamawiającego, pozwalające na realizację niniejszego audytu energetycznego to:

- Dokumentacja techniczna budynków,
- Zestawienie ogrzewanych budynków wraz z określeniem ich lokalizacji i parametrów – w tym rodzaju zainstalowanego ogrzewania, zastosowanych przegród, powierzchni użytkowej oraz kubatury,
- Zestawienie urządzeń elektrycznych oraz ich lokalizacji,
- Informacje odnośnie wykorzystywanego oświetlenia zewnętrznego i wewnętrznego wraz z określeniem jego typu i mocy,
- Zestawienie środków transportu i sprzętu zasilanego paliwami płynnymi.

# 3

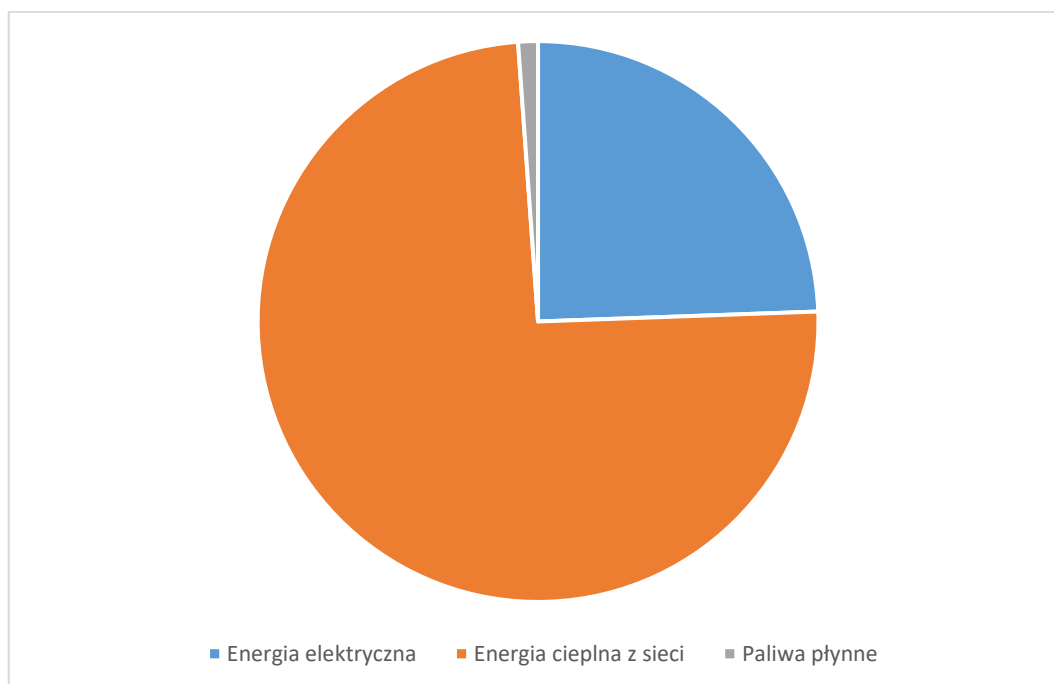
## Charakterystyka obiektów

### 3.1 Zużycie energii finalnej w przedsiębiorstwie

Do nośników energii przecinających osłonę bilansową SP ZOZ Augustów zaliczyć można energię elektryczną, paliwa płynne stosowane do napędu pojazdów - olej napędowy oraz ciepło z sieci miejskiej. Roczne zużycie energii finalnej przedsiębiorstwa kształtuje się na poziomie 2 186,88 MWh, z czego aż 74 % stanowi energia cieplna doprowadzona do osłony bilansowej przedsiębiorstwa. Roczna ilość energii dostarczonej do osłony bilansowej przedsiębiorstwa z podziałem na poszczególne nośniki przedstawiona została w tabeli 3.1.1 poniżej. Dodatkowo udział niniejszych nośników energii w całkowitym jej zużyciu przedstawia rysunek 3.1.1.

**Tabela 3.1.1 Roczna ilość energii doprowadzona w poszczególnych rodzajach nośników energii do przedsiębiorstwa**

Nośnik energii	Jednostka	Zużycie nośnika energii
Energia elektryczna	MWh/rok	534,31
Energia cieplna z sieci miejskiej	MWh/rok	1 518,25
Energia cieplna z kolektorów słonecznych	MWh/rok	109,4
Paliwa płynne	MWh/rok	24,92
<b>Sumaryczne zużycie energii</b>	<b>MWh/rok</b>	<b>2 186,88</b>

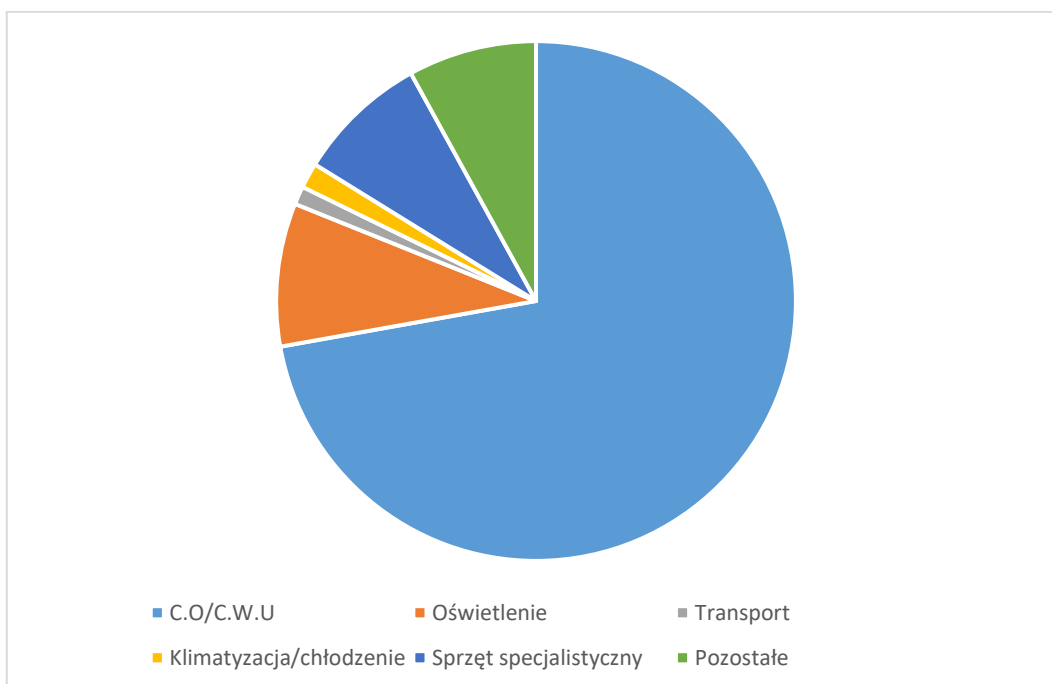
**Rysunek 3.1.1 Udział zużycia poszczególnych nośników energii w zużyciu całkowitym**

Zgodnie z Ustawą o efektywności energetycznej, audytem energetycznym objęte zostało ponad 90% użytkowanej energii finalnej. Poszczególne elementy, które zostały przeanalizowane w niniejszym opracowaniu – rozdział 5, zaprezentowano w tabeli 3.1.2 oraz na rysunku 3.1.2. W niniejszej interpretacji 100% energii finalnej zużywanej przez odbiorniki końcowe w ramach SP ZOZ Augustów to fakturowana ilość zużycia mediów energetycznych.

**Tabela 3.1.2 Obszary objęte audytem**

Nośnik energii	Jednostka	Zużycie nośnika energii
Ogrzewanie	MWh/rok	1 578,70
Oświetlenie	MWh/rok	194,77
Transport	MWh/rok	24,92
Klimatyzacja/chłodzenie	MWh/rok	34,5
Sprzęt specjalistyczny	MWh/rok	179,07
Pozostałe	MWh/rok	174,91
<b>Suma Zużycia</b>	<b>MWh/rok</b>	<b>2 186,88</b>





**Rysunek 3.1.2 Podział energii na obszary działalności przedsiębiorstwa**

## 3.2 Główne grupy obiektów i urządzeń

Na potrzeby niniejszej pracy, urządzenia energetyczne oraz obiekty budowlane zostały pogrupowane w sposób prowadzenia obliczeń i prezentację ich wyników. Wydzielone zostały następujące grupy, uwzględniające najważniejsze, z punktu widzenia analizę energetycznej, jednostki objęte audytem:

- Budynki ogrzewane,
- Systemy oświetleniowe,
- Środki transportu.

# 4

## Metodyka wykonania audytu

### 4.1 Budynki ogrzewane

W obliczeniach cieplnych skorzystano z założeń przedstawionych w poniższej tabeli 4.1.1 charakteryzujące temperaturę utrzymywaną na co dzień w ogrzewanych obiektach, a także projektową temperaturę zewnętrzną charakterystyczną dla V strefy klimatycznej Polski, która obejmuje obszar gospodarki wodnej SP ZOZ w Augustowie.

**Tabela 4.1.1** Założenia przyjęte w obliczeniach obciążeń cieplnych ogrzewanych budynków

Lp.	Wielkość	Jedn.	Wartość
1	Zewnętrzna temperatura obliczeniowa dla analizowanej strefy	°C	-25
2	Temperatura utrzymywana wewnątrz pomieszczeń administracyjnych i socjalnych	°C	22-23
3	Temperatura utrzymywana w chłodni w prosektorium	°C	3-4

### 4.2 Oświetlenie

W ramach audytu przedsiębiorstwa przeanalizowano także układy oświetlenia wewnętrznego i zewnętrznego znajdujące się na obszarze należącym do SP ZOZ w Augustowie. Podstawą do wyznaczenia korzyści energetycznych płynących z wymiany układów oświetleniowych zainstalowanych na terenie

Przedsiębiorstwa są dane uzyskane od Zamawiającego o liczbie, mocy, typie oraz szacowanym czasie pracy źródeł światła w obrębie poszczególnych budynków. W przypadku trudności w oszacowaniu rocznej ilości godzin świecenia w analizie wykorzystano informacje zamieszczone w Załączniku nr 2 do „Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 13.10.2017 w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej, wzoru karty audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii”. Do obliczeń wykorzystano także informacje podawane w katalogach producentów o strumieniach świetlnych różnych typów żarówek przypadających na jednostkę mocy (lm/W). Ogólny algorytm postępowania w celu określenia korzyści płynących z wymiany układów oświetleniowych w audytowanym przedsiębiorstwie jest następujący:

1. Wyznaczenie sumarycznej mocy danego typu oświetlenia dla wszystkich opraw w obrębie poszczególnych budynków (na podstawie wymaganego natężenia z normy PN-EN 15193 wartości katalogowych skuteczności świetlnej poszczególnych opraw).
2. Dobór czasu użytkowania źródła światła w przeciągu roku (w oparciu o dane od Zamawiającego lub informacje zamieszczone w *Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 13.10.2017 w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej, wzoru karty audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii*”).
3. Obliczenie rocznego zużycia energii na podstawie danych z powyższych punktów.

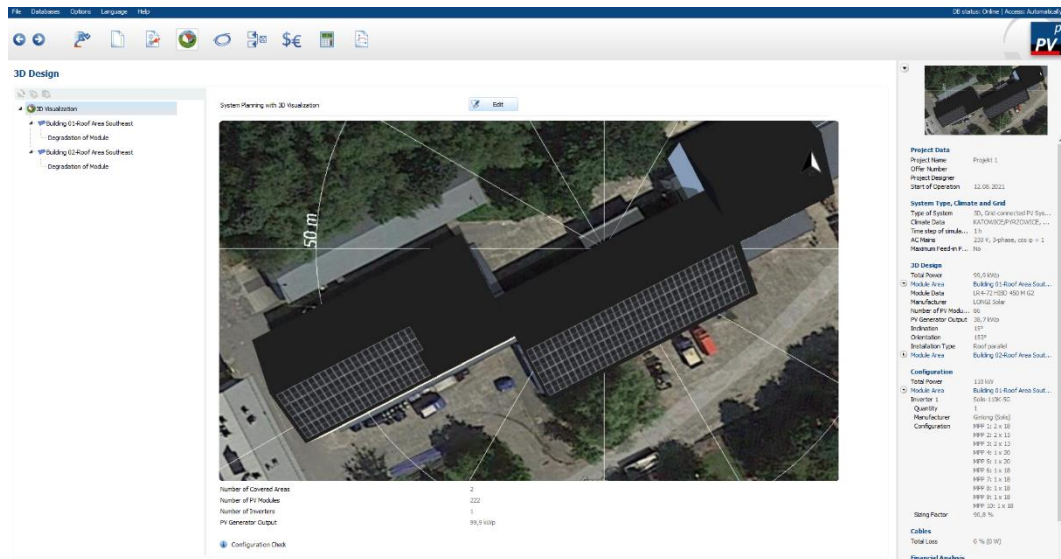
## **4.3 Opis oprogramowania**

### **4.3.1 PV\*Sol Premium**

PV\*Sol Premium jest oprogramowaniem służącym do projektowania oraz wizualizacji dachowych i gruntowych systemów fotowoltaicznych. Prawidłowo przeprowadzona symulacja pozwala na uzyskanie informacji na temat przewidywanej wydajności instalacji. Oprogramowanie umożliwia przeprowadzenie symulacji zacienienia oraz obliczenie uzysku energii w konkretnej lokalizacji wykorzystując dane klimatyczne modułu MeteoSyn.

Efektem końcowym projektu wygenerowanego w PV\*Sol Premium jest wizualizacja instalacji fotowoltaicznej wraz z rodzajem dobranych urządzeń i schematem instalacji i danymi technicznymi zastosowanych komponentów (moduły PV, inwertery,

konstrukcje wsporcze, okablowanie). Dodatkowym rezultatem symulacji jest analiza produkcji energii elektrycznej w ciągu roku.

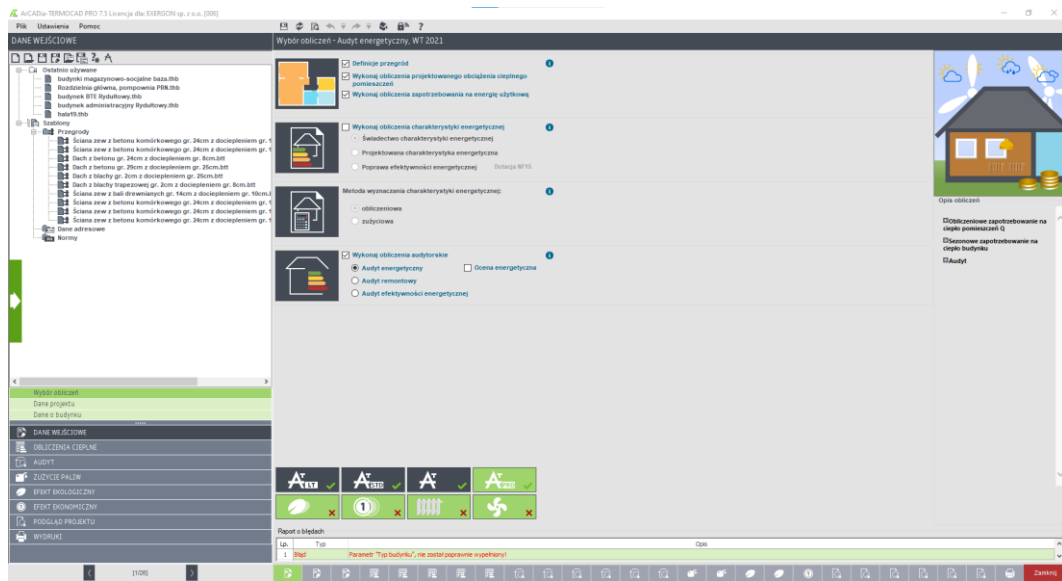


Rysunek 4.3.1.1 Okno programu PV\*Sol Premium

### 4.3.2 ArCadia Termocad

Podczas wykonywania audytu energetycznego budynków ogrzewanych posilkowano się informacjami udostępnionymi przez Zamawiającego oraz informacjami o budynkach zebranymi podczas przeprowadzonej inwentaryzacji. Przy wykorzystaniu programu *ArCADia-TERMOCAD*, w pierwszej kolejności odwzorowano obecny stan techniczny audytowanych budynków, z uwzględnieniem charakterystyki systemów grzewczych oraz instalacji występujących w budynkach. Następnie poszukiwano możliwości dokonania przedsięwzięcia termomodernizacyjnego, które cechowałaby korzyść zarówno energetyczno-środowiskowa jak i ekonomiczna.

## Audyt energetyczny – SP ZOZ Augustów



Rysunek 4.3.2.1 Okno programu ArCADia-TERMOCAD

## 4.4 Wskaźniki oceny ekologicznej

Ocenę ekologiczną przeprowadzono na podstawie analizy wskaźnika emisji CO<sub>2</sub>, tj.:

1. Zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> na skutek zabudowy instalacji fotowoltaicznej:

$$\Delta E = \Delta E_{el} * WE_{el} \frac{Mg}{rok} \quad (4.4.1)$$

gdzie:

$WE_{el}$  – wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> dla energii elektrycznej, dla odbiorcy końcowego  $\frac{Mg}{MWh}$

Wartość wskaźnika została przyjęta na podstawie dokumentu „WSKAŹNIKI EMISYJNOŚCI CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO i pyłu całkowitego DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2020 rok” i wynosiła:

$$WE_{el} = 698 \frac{Mg}{MWh}$$

## 4.5 Analiza ekonomiczna

Podstawowymi danymi wejściowymi do analizy ekonomicznej są wyniki obliczeń przeprowadzonych dla wytypowanych przedsięwzięć proefektywnościowych oraz informacje o cenach zakupu mediów energetycznych uzyskane od Zamawiającego. Dodatkowo w celu przeprowadzenia obliczeń, konieczne jest oszacowanie wysokości nakładów inwestycyjnych (nakłady zostaną przedstawione po określeniu zakresu przedsięwzięcia) na zakup materiałów i/lub urządzeń oraz przeprowadzenie prac instalacyjnych, a także przyjęcie parametrów makro- i mikroekonomicznych. Sposób wyznaczenia efektów ekonomicznych przedstawiono w kolejnych podrozdziałach.

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

1. Roczna stopa inflacji została przyjęta na poziomie 3%.
2. Horyzont czasowy obliczeń ekonomicznych wynosi 20 lat.
3. Podstawą amortyzacji jest całkowity nakład inwestycyjny, powiększony o odsetki naliczone podczas fazy inwestycyjnej (zastosowano liniową metod obliczania odpisów amortyzacyjnych).
4. Roczny czas pracy urządzeń ustalany indywidualnie, na podstawie informacji uzyskanych od Zamawiającego.

W tabeli 4.5.1 zestawiono parametry makro – mikroekonomiczne zastosowane w opracowanym modelu ekonomicznym. Ścieżkę cenową energii elektrycznej uwzględnioną w analizie przedstawiono z kolei w tabeli 4.5.1.

**Tabela 4.5.1 Podstawowe parametry makro- i mikroekonomiczne uwzględnione w analizie**

Lp.	Parametr	Wymiar	Wartość
1	Inflacja	%	3,0
2	Koszt nominalny kapitału własnego	%	8,0
3	Koszt nominalny kapitału obcego	%	1,5
4	Udział kapitału własnego	%	24,8
5	Udział kapitału obcego	%	75,2
6	Okres spłaty kapitału obcego	lata	6

**Audyt energetyczny – SP ZOZ Augustów**

---

7	Amortyzacja	%	7,0
8	Stopa podatku dochodowego	%	19,0
9	Stopa dyskontowa	%	2,9

---

Na potrzeby audytu przeanalizowano także cenę energii elektrycznej w najbliższych 20 latach. Na potrzeby obliczeń przyjęto poziom inflacji na poziomie 3%. Ścieżki cenowe, użyte do przeprowadzenia analizy ekonomicznej zostały przedstawione zostały w tabeli 4.5.2. Zostały one wykorzystane do przeprowadzonych obliczeń ekonomicznych mających na celu wskazanie zasadności wdrożenia zaproponowanych przedsięwzięć proefektywnościowych.

**Tabela 4.5.2 Ścieżka cenowa energii elektrycznej uwzględniona w analizie ekonomicznej proponowanych usprawnień**

<b>Rok</b>	<b>Jednostka</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>
Energia elektryczna	PLN/MWh	390,41	402,12	414,19	426,61	439,41	452,59	466,17	480,16	494,56	509,40
Gaz ziemny	PLN/MWh	286,44	295,04	303,89	313,00	322,39	332,07	342,03	352,29	362,86	373,74
Ciepło z sieci miejskiej	PLN/MWh	172,59	177,76	183,10	188,59	194,25	200,08	206,08	212,26	218,63	225,19

**Tabela 4.5.2 Cd.**

<b>Rok</b>	<b>Jednostka</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>	<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>
Energia elektryczna	PLN/MWh	524,68	540,42	556,63	573,33	590,53	608,25	626,50	645,29	664,65	684,59
Gaz ziemny	PLN/MWh	384,96	396,50	408,40	420,65	433,27	446,27	459,66	473,45	487,65	502,28
Ciepło z sieci miejskiej	PLN/MWh	231,94	238,90	246,07	253,45	261,05	268,89	276,95	285,26	293,82	302,63



## 4.5.1 Oszacowanie nakładów inwestycyjnych

Szacowanie nakładów inwestycyjnych wymagało indywidualnego podejścia w każdym z analizowanych przypadków. Przy określaniu kosztów poszczególnych urządzeń korzystano z ofert pozyskanych od dostawców, z danych literaturowych oraz doświadczeń własnych. Metodyka oszacowania nakładów dla określonych zadań proefektywnościowych została przedstawiona poniżej:

### 1. Montaż instalacji fotowoltaicznej:

Koszty inwestycyjne związane z wykonaniem instalacji fotowoltaicznej zostały oszacowane na podstawie danych rynkowych, literaturowych oraz doświadczeń własnych Wykonawcy. Na całkowity koszt inwestycyjny składają się zakup niezbędnych urządzeń i elementów konstrukcyjnych oraz koszty związane z montażem, transportem oraz przygotowaniem projektu.

### 2. Montaż agregatu kogeneracyjnego

Koszty inwestycyjne związane z zabudową agregatu kogeneracyjnego zostały oszacowane na podstawie danych rynkowych, literaturowych oraz doświadczeń własnych Wykonawcy. Na całkowity koszt inwestycyjny składają się zakup niezbędnych urządzeń i elementów konstrukcyjnych oraz koszty związane z montażem, transportem oraz dostosowaniem infrastruktury.

## 4.5.2 Wskaźniki oceny ekonomicznej

Dla analizowanych przedsięwzięć podnoszących efektywność energetyczną zakładu wyznaczono wskaźniki oceny ekonomicznej inwestycji. Są to:

### 1. Prosty okres zwrotu nakładów (SPB):

$$\sum_{t=0}^{SPB} NCF_t = 0 \quad (4.5.2.1)$$

### 2. Zdyskontowany okres zwrotu nakładów (DPB):

$$\sum_{t=0}^{DPB} \frac{NCF_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (4.5.2.2)$$

gdzie:  $r$  – stopa dyskonta,

3. Wartość bieżąca netto (NPV):

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{NCF_t}{(1+r)^t} \quad (4.5.2.3)$$

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

4. Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR):

$$\sum_{t=0}^N \frac{NCF}{\left(1 + \frac{IRR}{100\%}\right)^t} = 0 \quad (4.5.2.4)$$

5. Wskaźnik wartości bieżącej netto (NPVR):

$$NPVR = \frac{NPV}{PVI} = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{NCF_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{I_t}{(1+r)^t}} \quad (4.5.2.5)$$

gdzie:  $I_t$  – wydatki inwestycyjne za rok  $t$ , PLN.

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

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

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

$$NCF_t^{FCFE} = O_t - I_t + P_t - W_t - F_t - R_t - T_t^{FCFE} \quad (4.5.2.6)$$

przy czym:

$$T_t^{FCFE} = p(P_t - W_t - A_t - F_t) \quad (4.5.2.7)$$

gdzie:

$O_t$  – dopływ kapitału obcego,

$I_t$  – wydatki inwestycyjne,

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

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

$F_t$  – odsetki od kapitału obcego pozostałego do spłaty,

$R_t$  – rata spłaty kapitału obcego,

$T_t$  – podatek dochodowy,

$p$  – stopa podatku dochodowego,

$A_t$  – roczne odpisy amortyzacyjne.

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

$$r^{FCFE} = k_w \quad (4.5.2.8)$$

gdzie:

$r^{FCFE}$  – stopa dyskonta dla metody właścicielskiej,

$k_w$  – koszt kapitału własnego.

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

$$NCF_t^{FCFF} = -(I_t + J_t) + P_t - W_t - T_t^{FCFF} \quad (4.5.2.9)$$

przy czym:

$$T_t^{FCFF} = p(P_t - W_t - A_t) \quad (4.5.2.10)$$

$$r^{FCFF} = u k_w + (1-u) k_o (1-p) \quad (4.5.2.11)$$

gdzie:

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

$k_o$  – koszt kapitału obcego,

$u$  – udział kapitału własnego w finansowaniu inwestycji,

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

# 5

## **Charakterystyka analizowanych obszarów zużycia energii**

W poniższym rozdziale przedstawiona została charakterystyka zużycia energii oraz potencjalne modernizacje w poszczególnych obszarach przedsiębiorstwa.

### **5.1 Budynki ogrzewane**

W ramach przeprowadzonych prac związanych z wykonaniem audytu energetycznego przedsiębiorstwa analizie poddano stan budynków ogrzewanych należących do SP ZOZ w Augustowie. W trakcie przeprowadzonych prac poddano ocenie ogólny stan techniczny oraz stan i rodzaj zastosowanych w nich systemów grzewczych i instalacji. Ogólny stan budynków jest bardzo dobry. Wszystkie z budynków przeszły termomodernizacje. Budynki są ocieplone styropianem, ich dachy ocieplone są wełną lub PUR. Dodatkowo zastosowane są nowoczesne drzwi oraz okna PCV.

Na potrzeby C.O. oraz C.W.U. analizowanych budynków wykorzystywane jest ciepło pochodzące z miejskiej sieci ciepłowniczej oraz kolektorów słonecznych. Kluczowe parametry budynków wraz z ich dokumentacją fotograficzną przedstawiono w tabeli 5.1.1.

Tabela 5.1.1 Zestawienie głównych budynków ogrzewanych

Budynek	Powierzchnia użytkowa, m <sup>2</sup>	Kubatura, m <sup>3</sup>	Zdjęcie obiektu
Budynek Główny	7 965	27 048	
Budynek Pawilonu	2 199	11 940	
Budynek Prosektorium	220	1 280	
Budynek Administracyjny	617,20	2 207	

### 5.1.1 Analiza techniczna

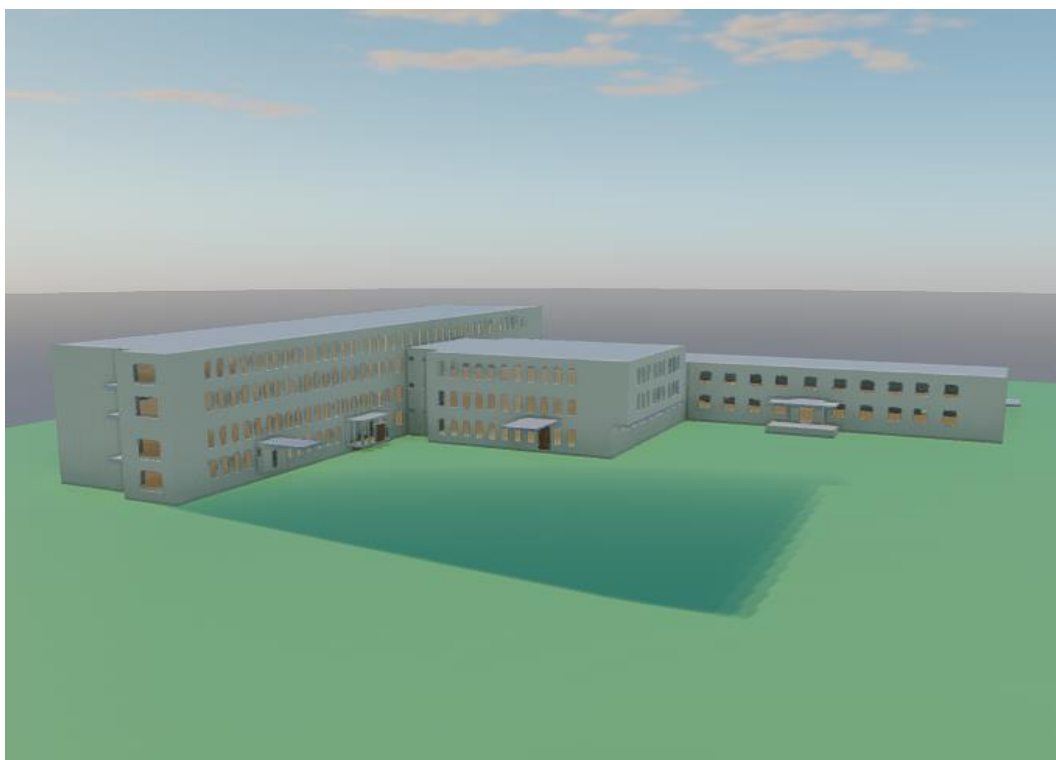
Roczne zapotrzebowanie budynków na ciepło, na podstawie danych przekazanych przez Zamawiającego oraz modeli wykonanych w oprogramowaniu ArCADia ThermoCAD wynosi 5 683,00GJ/rok (1 578,70 MWh). Dodatkowo budynki są zaopatrywane w ciepłą wodę poprzez funkcjonującą na dachu instalację kolektorów słonecznych. Instalacja ta jest oparta o kolektory słoneczne Vitosol 200-F. Całkowita powierzchnia absorbera wynosi 185,6 m<sup>2</sup>. Wspomniane kolektory w ciągu roku są w stanie wyprodukować 394 GJ energii. Poniżej, w tabeli 5.1.1.1 przedstawione zostało zestawienie zużycia energii przez poszczególne budynki na podstawie modeli z oprogramowania ArCADia ThermoCAD. Obliczenia wykonano dla projektowej

temperatury zewnętrznej wynoszącej - 25 °C oraz średniej rocznej temperaturze zewnętrznej kształtującej się na poziomie 5,5 °C (V Strefa klimatyczna. W tabeli 5.1.1.1 zestawiono najważniejsze wyniki dotyczące charakterystyki energetycznej kontenerów biurowych. Z kolei na rysunkach 5.1.1.1-5.1.1.4 przedstawiono wizualizację wykonanych budynków w programie ArCADia-TERMOCAD.

**Tabela 5.1.1.1 Zestawienie wyników modelowania**

<b>Parametr</b>	<b>Budynek administracyjny</b>	<b>Budynek główny</b>	<b>Budynek prosektorium</b>	<b>Budynek pawilonu</b>
Obliczeniowe zapotrzebowanie na ciepło, GJ	280	3 621	144	1638
Wskaźnik cieplny budynku na powierzchnię, W/m <sup>2</sup>	116,37	231,55	116,19	216,55
Sezonowe zapotrzebowanie budynku na ciepło, kWh/m <sup>2</sup> rok	126,22	126,29	182,31	121,41

**Rysunek 5.1.1.1 Model budynku administracyjnego sporządzony w oprogramowaniu ArCADia TERMOCAD PRO 7.5**

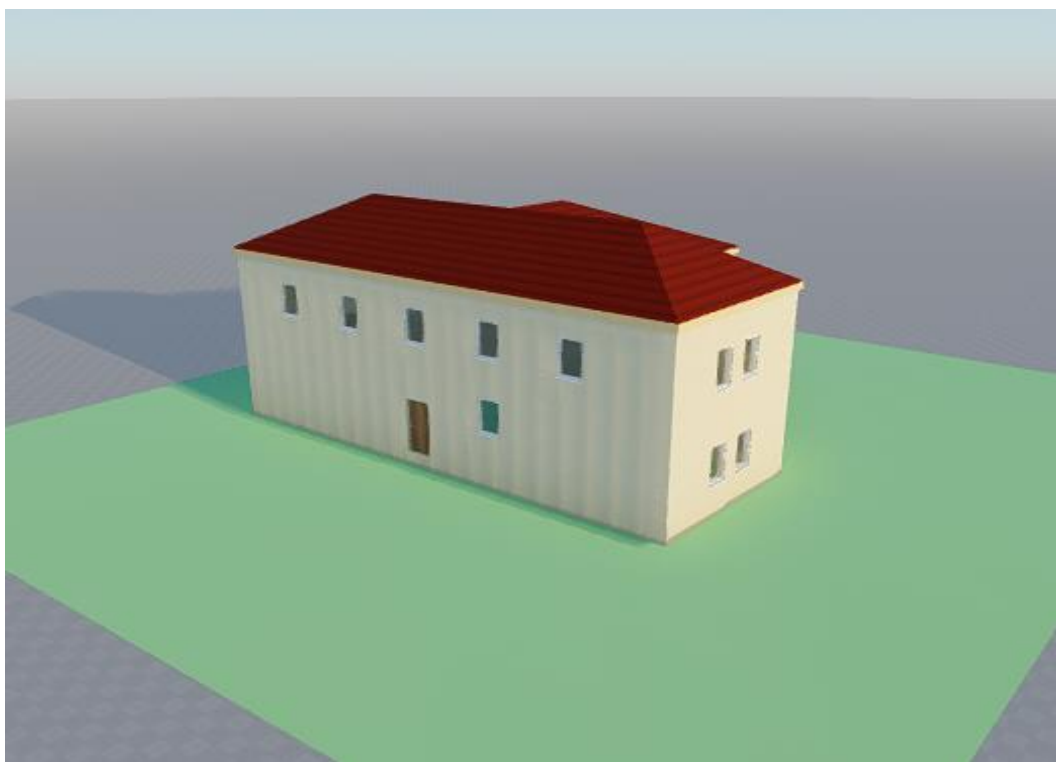


**Rysunek 5.1.1.2 Model budynku głównego sporządzony w oprogramowaniu ArcADia TERMOCAD PRO 7.5**



**Rysunek 5.1.1.3 Model budynku pawilonu sporządzony w oprogramowaniu ArcADia TERMOCAD PRO 7.5**





**Rysunek 5.1.1.4 Model budynku prosektorium sporządzony w oprogramowaniu ArCADia TERMOCAD PRO 7.5**

Biorąc pod uwagę stan techniczny budynków, oraz przeprowadzoną w niedalekiej przeszłości ich termomodernizację, nie proponuje się dodatkowych działań termomodernizacyjnych.

## 5.2 Oświetlenie

Obecnie eksploatowane na terenie SP ZOZ Augustów oprawy oświetleniowe ograniczają się do opraw świetlówkowych oraz LED. W poniższej tabeli 5.2.1 przedstawione zostały rodzaje opraw w poszczególnych budynkach.

<b>Budynek/obszar</b>	<b>Rodzaj opraw oświetleniowych</b>
Budynek główny	Świetlówkowe/LED
Budynek pawilonu	Świetlówkowe/LED
Budynek administracyjny	Świetlówkowe
Budynek prosektorium	Świetlówkowe
Zewnętrzne	LED

Na podstawie założeń z rozdziału 4.2 została oszacowana moc oświetlenia oraz zostały dobrane roczne czasy pracy. Roczne zużycie energii na rzecz zasilania oświetlenia na terenie SP ZOZ Augustów wynosi 194,77 MWh.

### **5.2.1 Analiza techniczna**

Oświetlenie znajdujące się na terenie SP ZOZ to wyłącznie oprawy świetlówkowe oraz LED. Wskazane rozwiązanie charakteryzuje się wysoką sprawnością energetyczną i wymiana oświetlenia nie jest zasadna ze względu na brak znaczącej oszczędności energii elektrycznej. Rekomenduje się wymianę oświetlenia wraz z jego zużyciem na oświetlenie typu LED.

## **5.4. Transport**

Zamawiający dysponuje dwoma autami osobowo/ciężarowymi – Volkswagen Caddy. Są one wyposażone w silniki zasilane olejem napędowym. Roczne zużycie oleju napędowego wynosi 2 491,64 dm<sup>3</sup>. Wartość opałowa oleju napędowego wynosi 0,01 MWh/dm<sup>3</sup>, wobec tego roczne zużycie energii w postaci paliw płynnych wynosi 24,92 MWh.

### **5.4.1 Analiza techniczna**

Nie zaleca się wymiany pojazdów na nowe. Nowe pojazdy nie charakteryzują się znacznie niższym zużyciem paliwa. Dodatkowo, zakup nowych pojazdów wiąże się ze znacznymi kosztami inwestycyjnymi, które spowodowałyby, że inwestycja byłaby nierentowna. Wymiana pojazdów jest zalecana dopiero w momencie znacznego zużycia obecnie eksploatowanych aut.

## **5.5 Montaż agregatu kogeneracyjnego**

Rozpatrywane rozwiązane modernizacyjne polega na zabudowie silnika kogeneracyjnego o nominalnej mocy elektrycznej/ciepłej 50/88,5 kW oraz wybudowaniu sieci ciepłowniczej. Silnik kogeneracyjny będzie zaopatrywał w c.w.u oraz w okresie grzewczym częściowo w C.O budynku na terenie SP ZOZ Augustów.

Całość zostanie umieszczona przed budynkami w zabudowie kontenerowej. Konieczne jest stworzenie nowej sieci doprowadzającej ciepło do budynków oraz połączenie silnika do sieci gazowej.

## 5.5.1 Analiza techniczna

Na podstawie zużycia energii cieplnej w miesiącach letnich przekazanych przez Zamawiającego dobrana została moc agregatu, w taki sposób aby pokryć to zapotrzebowanie.

W tabeli 5.5.1.1 zestawiono charakterystyczne parametry silnika kogeneracyjnego.

**Tabela 5.5.1.1 Dane techniczne silnika kogeneracyjnego (50 kW)**

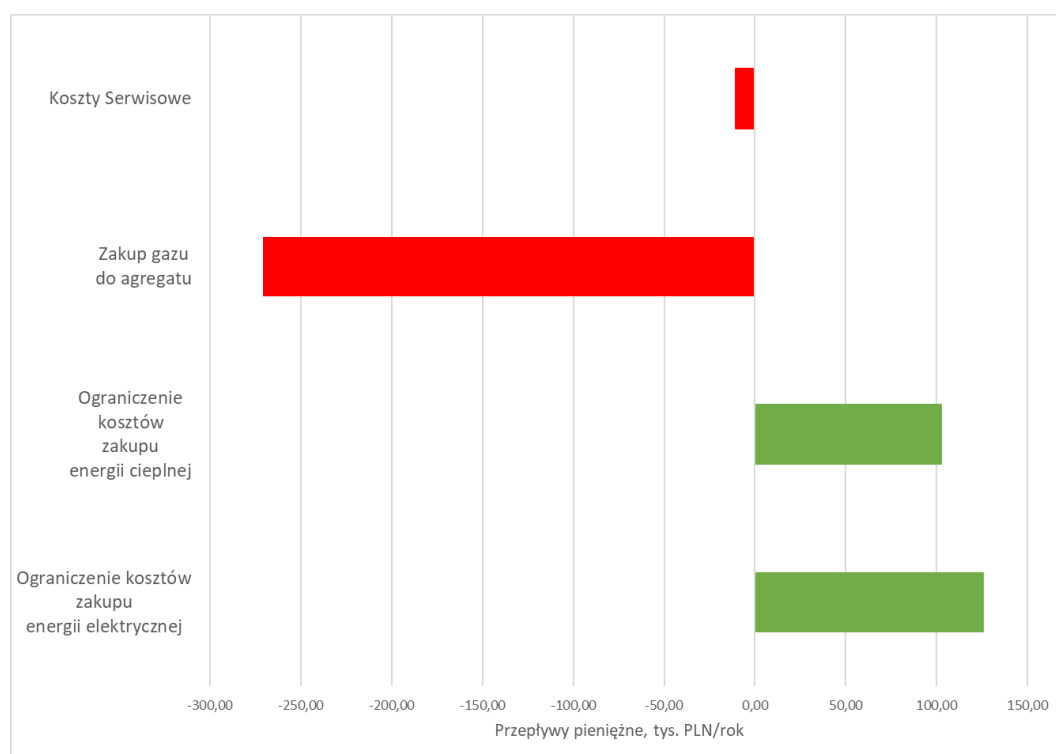
Parametr	Jednostka	Wartość
Nominalna moc elektryczna czynna	kWe	50
Nominalna moc cieplna	kW <sub>c</sub>	88,5
Nominalna sprawność cieplna	%	60,6
Nominalna sprawność elektryczna	%	34,2
Napięcie nominalne	V	400

W ciągu roku, średnia oszczędność energii cieplnej oraz elektrycznej wynosi kolejno: 611 MWh<sub>c</sub> oraz 333 MWh<sub>e</sub>.

## 5.5.2 Analiza ekonomiczna

Eksploatacja agregatu kogeneracyjnego wiąże się z kosztami. Pierwszym z nich jest zakup paliwa gazowego do zasilania. Kolejną składową są koszty serwisowe. Ich wysokość w skali roku została przyjęta jako równowartość 2% kosztów inwestycyjnych. Poniżej, na rysunku 5.5.2.1 przedstawiony został wykres przepływów pieniężnych dla rozpatrywanej inwestycji.

## Audyt energetyczny – SP ZOZ Augustów



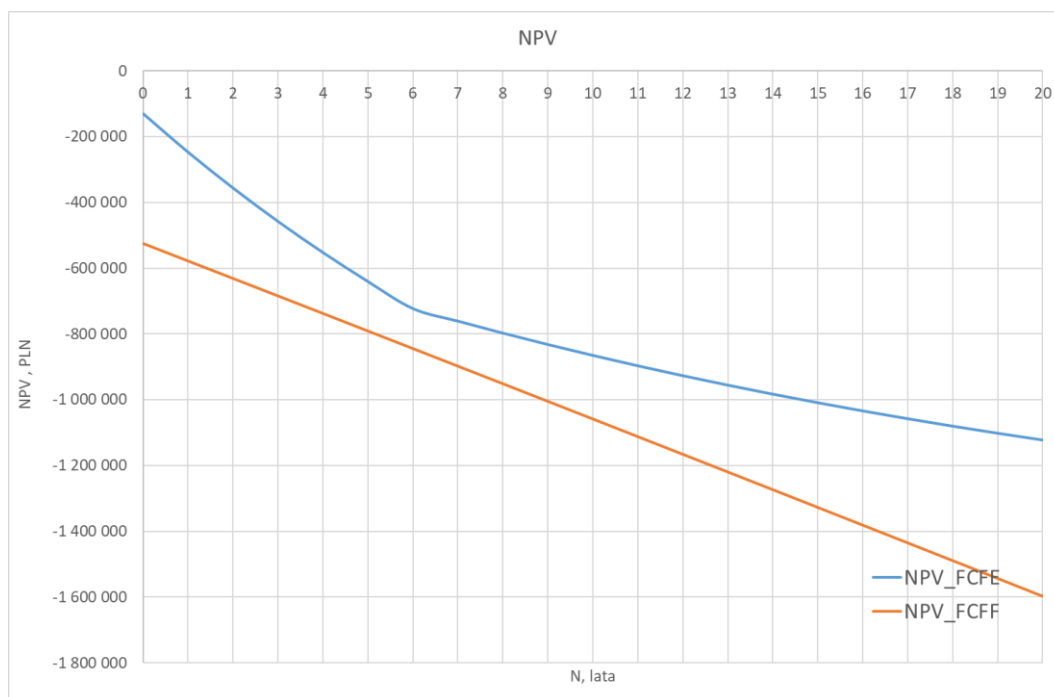
**Rysunek 5.5.2.1 Zestawienie przepływów pieniężnych dla rozważanej inwestycji**

Jak można zauważyć, korzyści finansowe wynikające z posiadania agregatu finansowe są kilkukrotnie przewyższane przez koszty eksploatacyjne.

Na podstawie założeń z rozdziału 4.5 oraz wartości oszczędności poszczególnych rodzajów energii, obliczone zostały wskaźniki oceny ekonomicznej – zestawione w tabeli 5.5.2.2. Na rysunku 5.5.2.2 przedstawione zostały wykresy NPV. Przyjęte wartości nakładów inwestycyjnych to 525 000 PLN.

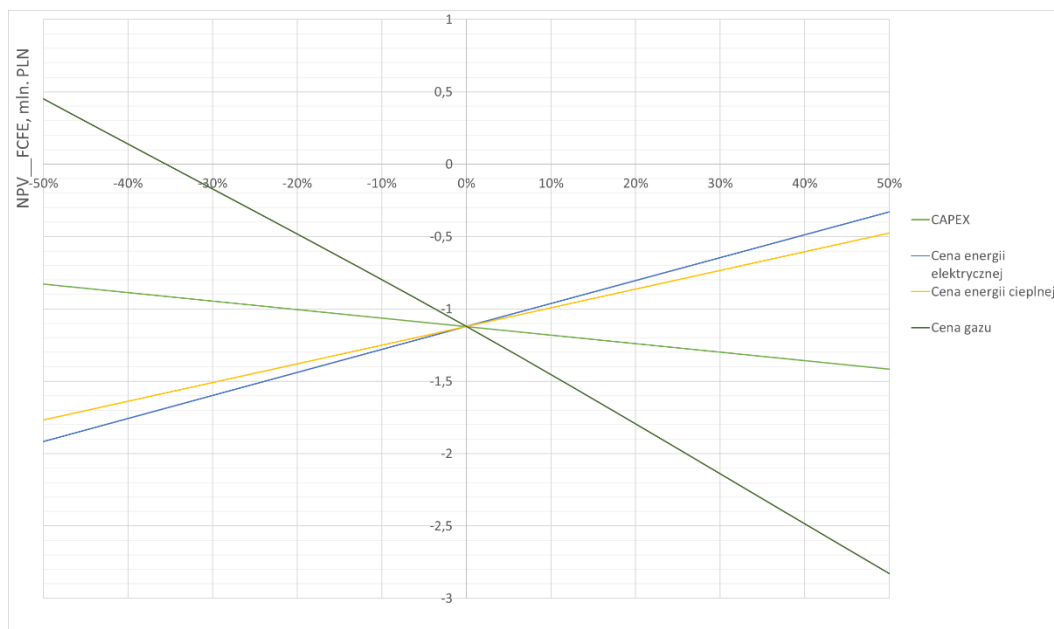
**Tabela 5.5.2.1 Kluczowe wskaźniki oceny ekonomicznej dla przeprowadzonej modernizacji**

Lp.	Wskaźnik	Jednostka	Wartość	
			FCFE	FCFF
1.	NPV	PLN	-1 121 174	- 1 597 849
2.	IRR	%	Brak zwrotu	Brak zwrotu
3.	NPVR	%	-861,12	Brak zwrotu
4.	DPB	lata	Brak zwrotu	Brak zwrotu
5.	SPB	lata	Brak zwrotu	Brak zwrotu



**Rysunek 5.5.2.2 Skumulowane zdyskontowane przepływy pieniężne dla inwestycji**

Dodatkowo przeprowadzona została analiza wrażliwości NPV (Rysunek 5.5.2.2.3) w zależności od kosztów inwestycyjnych, ceny zakupu energii elektrycznej, ciepłej oraz gazu. Dla kosztów tych przyjęto różnice na poziomie +/-50%.



**Rysunek 5.5.2.2.3 Skumulowane zdyskontowane przepływy pieniężne – analiza wrażliwości**

Jak można zauważyć, montaż agregatu byłaby opłacalny, tylko w przypadku, gdyby cena gazu ziemnego zmalała o połowę. Natomiast, obecne tendencje cen gazu są

drastycznie rosnące. Wobec wysokich kosztów utrzymania, dużych kosztów inwestycyjnych oraz droższego paliwa gazowego, uznaje się inwestycję za nierentowną.

### **5.5.3 Analiza ekonomiczna – wariant dodatkowy**

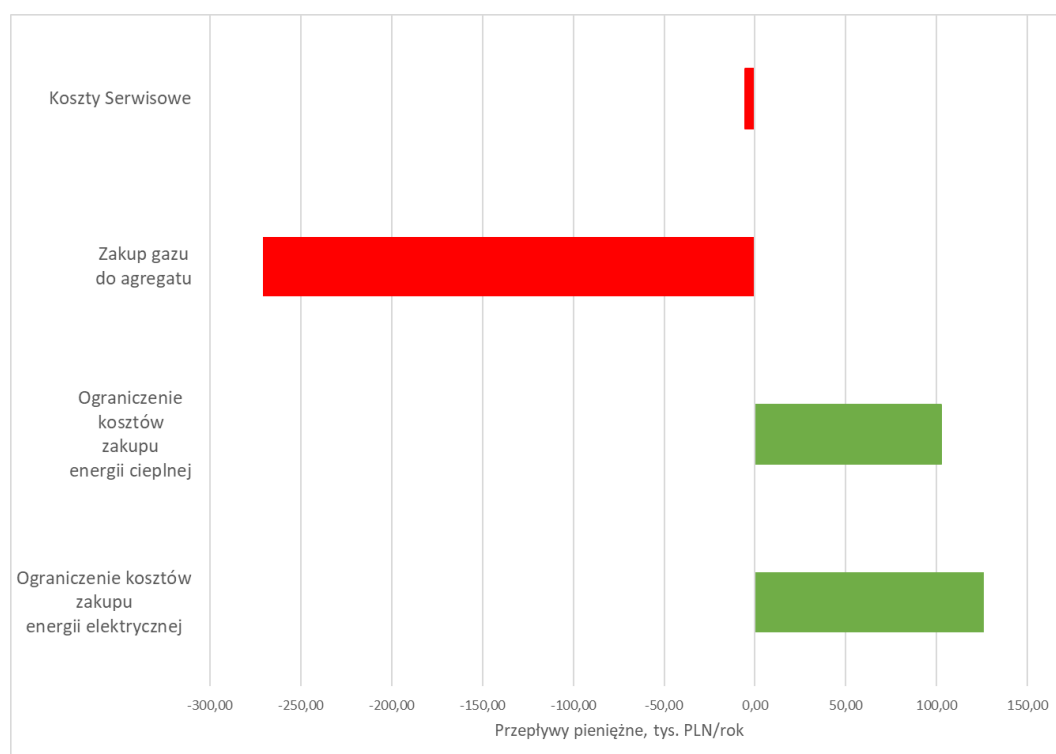
Wariant dodatkowy analizy ekonomicznej zakłada podwyżki cen energii elektrycznej, energii cieplnej oraz gazu o 50 % od początku trwania eksploatacji inwestycji. Dodatkowo wprowadzone zostało założenie w postaci dofinansowania na nakłady inwestycyjne w wysokości 50%. Poniżej, w tabeli 5.5.3.1 przedstawione zostały założenia dla dodatkowego wariantu analizy ekonomicznej.

**Tabela 5.5.3.1 Zestawienie założeń do dodatkowego wariantu analizy ekonomicznej**

<b>Parametr</b>	<b>Wartość</b>
Cena gazu ziemnego w pierwszym roku inwestycji, PLN/MWh	417,15
Cena energii elektrycznej w pierwszym roku inwestycji, PLN/MWh	568,56
Cena energii cieplnej w pierwszym roku inwestycji, PLN/MWh	251,34

Poniżej, na rysunku 5.5.3.1 przedstawione zostały przepływy pieniężne dla dodatkowego wariantu. Jak można zauważyć wydatki na zakup gazu, w dalszym ciągu niwelują korzyści ekonomiczne wynikające z oszczędności energii cieplnej oraz elektrycznej.

## Audyt energetyczny – SP ZOZ Augustów

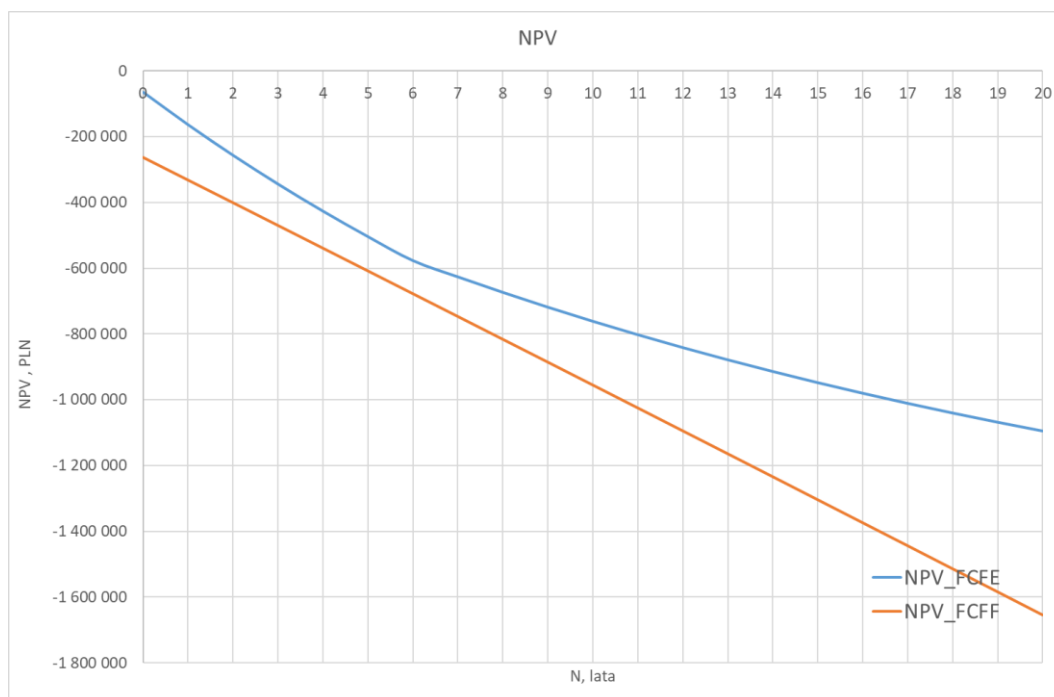


**Rysunek 5.5.3.1 Przepływy pieniężne dla dodatkowego wariantu analizy ekonomicznej**

Na podstawie założeń z tabeli 5.5.3.1 oraz wartości oszczędności poszczególnych rodzajów energii, obliczone zostały wskaźniki oceny ekonomicznej – zestawione w tabeli 5.5.3.2. Na rysunku 5.5.3.2 przedstawione zostały wykresy NPV.

**Tabela 5.5.3.2 Kluczowe wskaźniki oceny ekonomicznej dla przeprowadzonej modernizacji – wariant dodatkowy**

Lp.	Wskaźnik	Jednostka	Wartość	
			FCFE	FCFF
1.	NPV	PLN	-1 093 926	-1 653 201
2.	IRR	%	Brak zwrotu	Brak zwrotu
3.	NPVR	%	-1680,38	-629,79
4.	DPB	lata	brak zwrotu	brak zwrotu
5.	SPB	lata	brak zwrotu	brak zwrotu



**Rysunek 5.5.3.2 Skumulowane zdyskontowane przepływy pieniężne dla inwestycji – wariant dodatkowy**

Jak można zauważyć, w dalszym ciągu inwestycja nie jest opłacalna. Podwodem tego jest cena gazu, która niweluje potencjalne oszczędności.



# 6

## Optymalizacja mocy instalacji fotowoltaicznej

### 6.1 Panele fotowoltaiczne

Aktualnie dostępne na rynku panele fotowoltaiczne zbudowane są z pojedynczych ogniw I, II lub III generacji. Dominującą pozycję na rynku zajmują panele I generacji zbudowane z ogniw wytwarzanych z mono- lub polikrystalicznego krzemu. W ogniwach II generacji materiał półprzewodnikowy nanoszony jest w postaci cienkiej warstwy. Często jest to inny materiał niż krzem, np. mieszanina indu, galu i selenu (CIGS) czy tellurek kadmu (CdTe). Ogniwia te charakteryzują się niższą sprawnością w stosunku do ogniw mono- i polikrystalicznych, z tego względu nie są powszechnie stosowane. Na rynku pojawiają się także ogniwa III generacji pozbawione klasycznego złącza P-N, do których zaliczyć można m.in. ogniwa organiczne z wykorzystaniem polimerów. Ze względu na niską sprawność rzędu kilku procent oraz krótką żywotność nie mają jednak dużego znaczenia rynkowego.

Zasadniczy podział modułów I generacji dotyczy rodzaju kryształów z jakich wykonane są ogniwa. Prawie 70% udziału w rynku mają panele monokrystaliczne (2020). W tabeli 6.1.1 przedstawiono porównanie paneli mono- i polikrystalicznych.

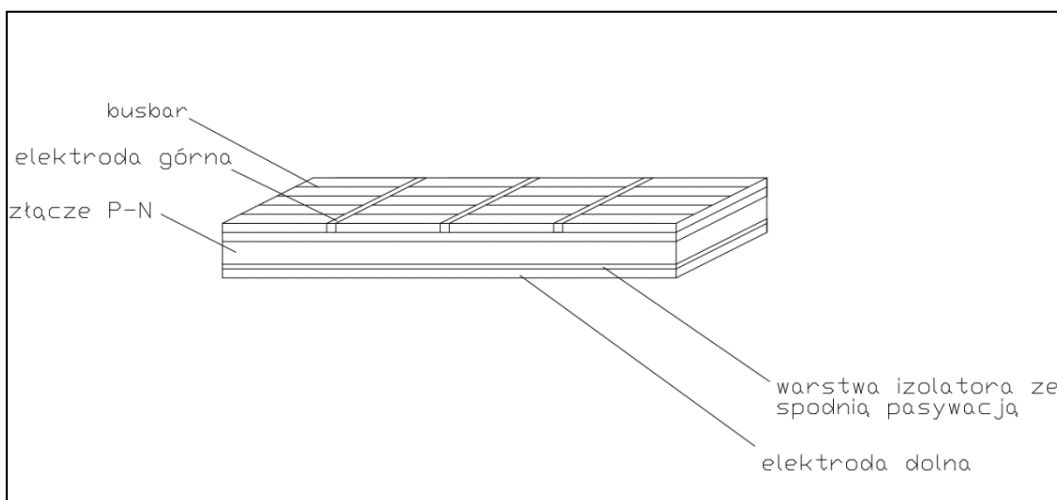
**Tabela 6.1.1 Porównanie paneli mono- i polikrystalicznych**

<b>Parametr</b>	<b>Monokrystaliczne</b>	<b>Polikrystaliczne</b>
Budowa ogniw	Wyprodukowane z jednego dużego monokryształu krzemu	Wyprodukowane z wielu kryształów krzemu
Kolor ogniw	Ciemnoniebieski/ czarny	Jasnoniebieski
Kształt ogniw	Zaokrąglone rogi	Kwadrat/ prostokąt
Trwałość	Większa	Mniejsza
Spadek mocy wraz ze wzrostem temperatury	Wyższy	Niższy
Sprawność	Najwyższa spośród wszystkich dostępnych na rynku (powyżej 20%)	Niższa (kilkanaście procent)
Cena	Wyższa	Niższa

Większość modułów fotowoltaicznych I generacji oparta jest o krzem typu P, co oznacza, że przy produkcji dodawane są domieszki (głównie boru), powodujące, że cały materiał jest złączem typu P. Ogniwa budujące te panele zbudowane są w zasadniczej części z krzemu typu P oraz cienkiej warstwy krzemu typu N w górnej części ogniwa. W ostatnim czasie na rynku pojawiają się także ogniwa typu N, które powstają w wyniku domieszkowania krzemu głównie fosforem. W ogniwach tych dominuje krzem typu N, z kolei krzem typu P stanowi cienką warstwę. Szybki rozwój tej technologii następuje w przypadku paneli monokrystalicznych.

Standardem w ogniwach typu P występujących obecnie na rynku jest zastosowanie technologii PERC (Passivated Emitter Rear Contact), która pozwala na zwiększenie sprawności o 1% poprzez zastosowanie wstawki izolatora pomiędzy górną częścią elektrody a dołem złącza P-N. Odpowiada on za ograniczenie przyciągania elektronów do aluminiowej elektrody dolnej. Ponadto zastosowanie spodniej pasywacji złącza powoduje odbicie promieniowania z powrotem do bazy ogniwa, dzięki czemu możliwe jest wykorzystanie promieniowania podczerwonego, które w ogniwach pozbawionych spodniej pasywacji przechodzi przez nie generując ciepło. Wykorzystanie światła o większej długości fali w ogniwach PERC przekłada się na ich wyższą wydajność szczególnie w godzinach porannych i wieczornych a także przy

większym zachmurzeniu. Przykładowy panel fotowoltaiczny z wyszczególnieniem jego elementów składowych zamieszczono na rysunku 6.1.1



**Rysunek 6.1.1 Budowa typowego panelu fotowoltaicznego**

Coraz większe znaczenie rynkowe zaczynają mieć moduły z większą liczbą bus barów odpowiadających za przewodzenie prądu w ogniwach (element ten został wskazany na rysunku 6.1.1). Zwiększenie liczby szynowodów pozwoliło uzyskać moduły PV o wyższej sprawności oraz niższej rezystancji szeregowej. Ponadto zwiększenie ilości bus barów przełożyło się na większą odporność modułów na mikropęknięcia, a także na wolniejszą degradację modułów. Na popularności zyskuje także technologia Smart Wire Connection Technology (SWCT) polegająca na zastąpieniu klasycznego lutowania ogniw laminacją siatki z 18-32 mikroprzewodów z 990-1760 kontaktami. Dzięki temu możliwe jest osiąganie jeszcze większych mocy i wydajności ogniw fotowoltaicznych. Porównanie sprawności dla poszczególnych modułów dostępnych obecnie na rynku w zależności od technologii produkcji ogniw przedstawiono w tabeli 6.1.2.

**Tabela 6.1.2 Sprawność paneli w zależności od ich rodzaju**

Rodzaj modułu	Sprawność, %
Polikrystaliczne	15-18
Monokrystaliczne	17-19
Polikrystaliczne PERC	18-20,5
Monokrystaliczne PERC	19-21,5
Monokrystaliczne typu N	19-20,5

## 6.2 Połączenia elektryczne oraz kondycjonowanie energii elektrycznej

Panele będą łączone szeregowo w łańcuchy (stringi). Maksymalna ilość paneli w jednym łańcuchu wynika z maksymalnego napięcia systemowego paneli i inwerterów oraz napięcia otwartego obwodu pojedynczego panelu PV, i wynosi:

$$\left\lfloor \frac{1\ 100\ V}{49,3\ V} \right\rfloor = 22$$

Instalacja została podzielona na 7 stringów po 16 paneli każdy. Inwerter będzie umiejscowiony w sposób pozwalający na minimalizację długości odcinków linii kablowych DC. Na terenie inwestycji przewiduje się zabudowę jednego inwertera.

Koncepcja instalacji PV została opracowana w oparciu o inwerter o mocy znamionowej 50 kW (1 sztuka) typu Huawei SUN2000-50KTL-M0. Inwerter będzie zainstalowany wewnątrz jednego z budynków. Charakterystyczne parametry techniczne inwerterów przedstawiono w tabeli 6.2.1.

**Tabela 6.2.1 Dane techniczne inwerterów**

Typ	Huawei SUN2000-50KTL-M0
<b>Strona DC</b>	
Maksymalne napięcie wejściowe	1 100V
Napięcie znamionowe	600V
Napięcie rozruchowe	200V
Zakres napięcia MPPT	200 - 1 000V
Maksymalny prąd przez MPPT	22A
Maksymalny prąd zwarciov	30A
Numer MPPT / maksymalna liczba stringów	6/12
<b>Strona AC</b>	
Znamionowa moc wyjściowa	50kW
Maksymalna pozorna moc wyjściowa	55kVA
Maksymalna moc czynna	55kW
Napięcie nominalne	220/380V, 230/400V
Znamionowa częstotliwość sieci	50/60Hz
Znamionowy prąd wyjściowy	83,3A

---

**Parametry środowiskowe i fizyczne**

---

Zakres temperatury otoczenia	-25 – +60°C
Stopień ochrony	IP65
Czynnik chłodzący	Powietrze
Wymiary (wys. × szer. × gł.)	1 075 x 555 x 300 mm
Masa	74 kg

---

**Ochrona**

---

Wejściowe urządzenie odłączające  
Ochrona przed niepotrzebnym zasilaniem sieci  
Zabezpieczenie naprądowe AC  
Ochrona przed odwróceniem biegunowości DC  
Monitoring błędów łańcucha  
Ochronniki przepięciowe DC-Typ II  
Ochronniki przepięciowe AC-Typ II  
Detekcja izolacji  
Zespół wykrywania prądu różnicowego

---

**Komunikacja**

---

Diody wskaźnikowe LED, Bluetooth + aplikacja  
RS485  
USB  
PLC

---

## **6.3 Optymalizacja mocy instalacji fotowoltaicznej pod kątem zapotrzebowania na energię elektryczną**

Na podstawie danych przekazanych przez Zamawiającego, zostało określone godzinowe zapotrzebowanie na energię elektryczną. Ze względu na brak dokładnych danych o godzinowym zapotrzebowaniu w poszczególnych miesiącach zostało ono obliczone w sposób proporcjonalny i jego wartość była stała dla każdej godziny w poszczególnych miesiącach. Wartości godzinowe zapotrzebowania zostały przedstawione poniżej, w tabeli 6.3.1.

**Tabela 6.3.1 Zestawienie zapotrzebowania na energię elektryczną w poszczególnych miesiącach**

<b>Miesiąc</b>	<b>Zużycie godzinowe, kWh</b>
Styczeń	60,35
Luty	60,23
Marzec	60,34
Kwiecień	57,95
Maj	51,91
Czerwiec	65,40
Lipiec	71,38
Sierpień	60,04
Wrzesień	60,60
Październik	59,36
Listopad	62,43
Grudzień	61,94

Moc instalacji została dobrana w taki sposób, aby produkcja energii nie przekraczała najniższej wartości godzinowej zapotrzebowania na energię elektryczną – czyli w tym przypadku 51,91 kW. Wobec tego proponowana moc instalacji fotowoltaicznej wynosi 49,84 kWp.

## **6.4 Instalacje pomocnicze**

### **Ochrona przepięciowa**

W instalacjach fotowoltaicznych gruntowych zaleca projekt instalacji odgromowej z masztami dzielącymi obszar chroniony na kwadraty nie większe niż 20x20m.

### **Instalacja uziemiająca**

Uziemienie połączenia wyrównawczego modułów oraz falownika spełnia kilka funkcji. Odpowiada za ochronę przeciwpożarową, przeciwprzepięciową i odgromową. Stanowi ono ważny element bezpieczeństwa w instalacji. Poprawia ono bezpieczeństwo pracy instalacji w sytuacjach szczególnych, takich jak wyładowania atmosferyczne w pobliżu instalacji czy uszkodzenie modułu.

## 6.5 Rozmieszczenie kluczowych elementów

Na potrzeby planowanej instalacji fotowoltaicznej założono wykorzystanie paneli fotowoltaicznych o wymiarach 2 094 x 1 038 mm o mocy 445 Wp każdy. Instalacja składa się ze 112 paneli o łącznej mocy 49,84 kWp oraz jednego falownika o mocy 50 kW. Miejsce przewidziane na montaż paneli to grunt przed budynkiem głównym. Kąt nachylenia paneli wynosi 30°. Wizualizacja instalacji znajduje się na rysunku 6.5.1



Rysunek 6.5.1 Wizualizacja Instalacji

## 6.6 Czynności serwisowe w okresie eksploatacji

### Czyszczenie paneli fotowoltaicznych

Podczas opadów atmosferycznych powierzchnie paneli fotowoltaicznych czyszczone są za pomocą opadających kropeł deszczu. Opady atmosferyczne nie są w stanie jednak zapewnić wymaganego poziomu czystości powierzchni modułów. W przypadku, gdy zanieczyszczenie paneli generować będzie spadki sprawności oraz straty mocy generowanej przez ogniwa fotowoltaiczne, należy zapewnić czyszczenie paneli przy wykorzystaniu wody zdemineralizowanej oraz delikatnego detergentu do czyszczenia ich powierzchni. Do mycia nie należy wykorzystywać narzędzi twardych, o ostrych krawędziach, gdyż może to skutkować zarysowaniem ogniw. Częstość mycia paneli zależy będzie od stopnia ich zanieczyszczenia oraz częstotliwości opadów atmosferycznych. Zakłada się, iż średnie zużycie wody na jeden cykl czyszczenia paneli fotowoltaicznych wynosi 1 litr / 1 m<sup>2</sup> ich powierzchni.

### **Odśnieżanie paneli fotowoltaicznych**

Ograniczenie rocznego wolumenu produkowanej energii spowodowane pokryciem paneli fotowoltaicznych warstwą śniegu może wynosić ok. 5 % w skali roku. Śnieg pokrywający panele fotowoltaiczne, które są nachylone 30 – 40° do powierzchni gruntu, ma zdolność do samoistnego zsuwania się z ich płaszczyzny. Dla paneli o mniejszym stopniu nachylenia konieczne są częstsze interwencje doraźne w celu odśnieżenia powierzchni ogniw. Odśnieżanie zaleca się przeprowadzać za pomocą dmuchaw, nie rekomenduje się natomiast odśnieżania za pomocą łopat lub innych mechanicznych narzędzi, gdyż mogą one uszkodzić powierzchnię paneli. Jeżeli odśnieżanie będzie usługą zewnętrzną dla Inwestora, decyzja o podjęciu działań powinna mieć kryterium biznesowe (porównanie kosztu usługi z estymowaną utratą przychodu spowodowaną ograniczeniem produkcji).

### **Serwis głównych urządzeń**

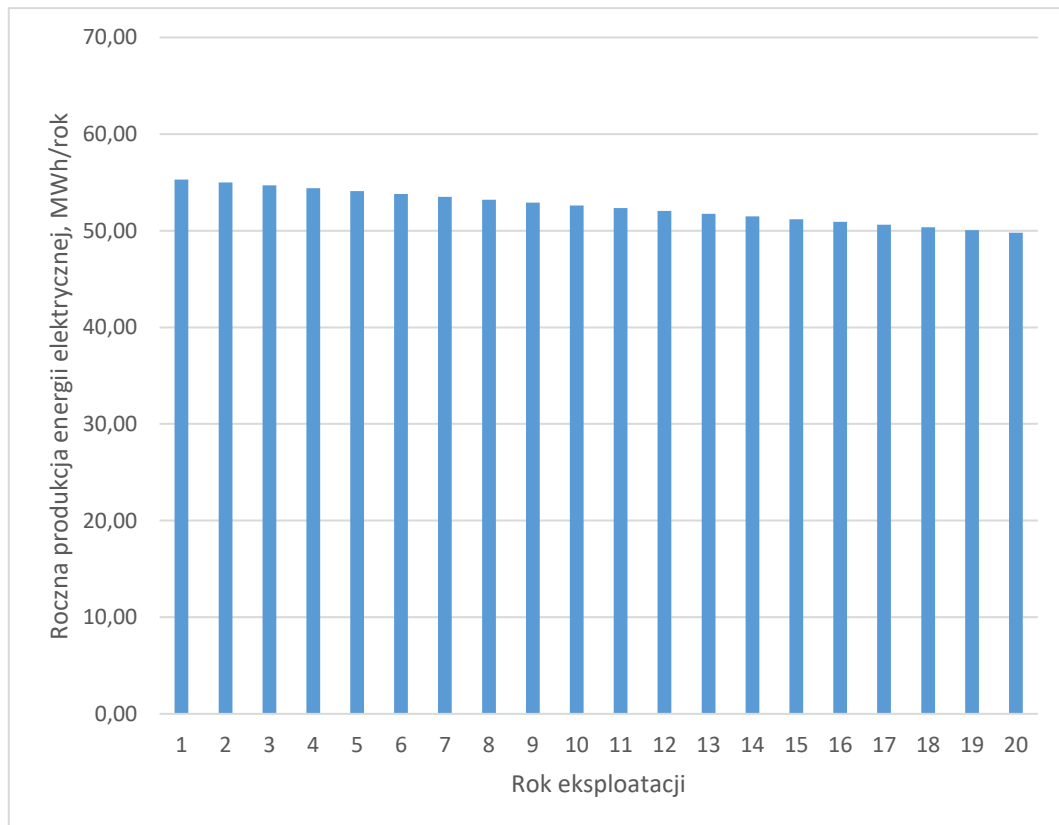
Główne elementy zainstalowane w ramach instalacji fotowoltaicznych są urządzeniami o bardzo niskiej awaryjności (brak części ruchomych, proste konstrukcje). Żywotność paneli fotowoltaicznych i sięga kilkudziesięciu lat, a dodatkowo na wskazane urządzenia można uzyskać bardzo długie okresy gwarancji. W ramach cyklu życia instalacji fotowoltaicznej (zakładanego najczęściej jako 25 lat) elementami wymagającymi wymiany/zaawansowanego serwisu mogą być falowniki. Ich żywotność określana jest najczęściej na ok. 15-20 lat, a praktyka eksploatacyjna potwierdza okresową konieczność wymiany warystorów czy kondensatorów.



## 6.7 Efekt energetyczny i ekonomiczny

### Efekty energetyczny

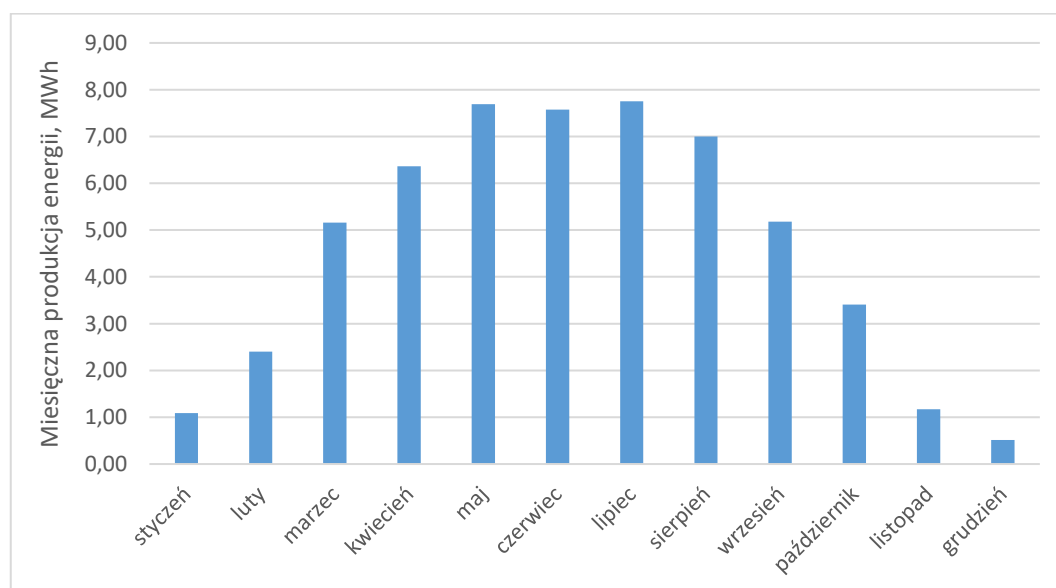
Przy wykorzystaniu modelu symulacyjnego określono roczny uzysk energii elektrycznej z instalacji. W pierwszym roku eksploatacji oczekiwany wolumen produkcji to ok. 55,30 MWh (4,76 toe). W obliczeniach uwzględniono, że wraz z początkiem użytkowania instalacja traci około 2 % swojej sprawności, a w podczas eksploatacji około 0,55% rocznie. Na rysunku 6.7.1 przedstawione zostały roczne uzyski energii elektrycznej w przestrzeni 20 lat, a w tabeli 6.7.1 oraz na rysunku 6.7.2 przedstawiona została produkcja energii w pierwszym roku eksploatacji w zależności z podziałem na poszczególne miesiące.



**Rysunek 6.7.1 Zestawienie prognozowanych rocznych uzysków energii elektrycznej na przestrzeni 20 lat**

**Tabela 6.7.1 Zestawienie miesięcznej produkcji energii dla pierwszego roku eksploatacji instalacji**

Miesiąc	Produkcja, MWh
styczeń	1,09
luty	2,41
marzec	5,16
kwiecień	6,36
maj	7,69
czerwiec	7,57
lipiec	7,75
sierpień	7,00
wrzesień	5,18
październik	3,41
listopad	1,17
grudzień	0,51
<b>Razem</b>	<b>55,30</b>

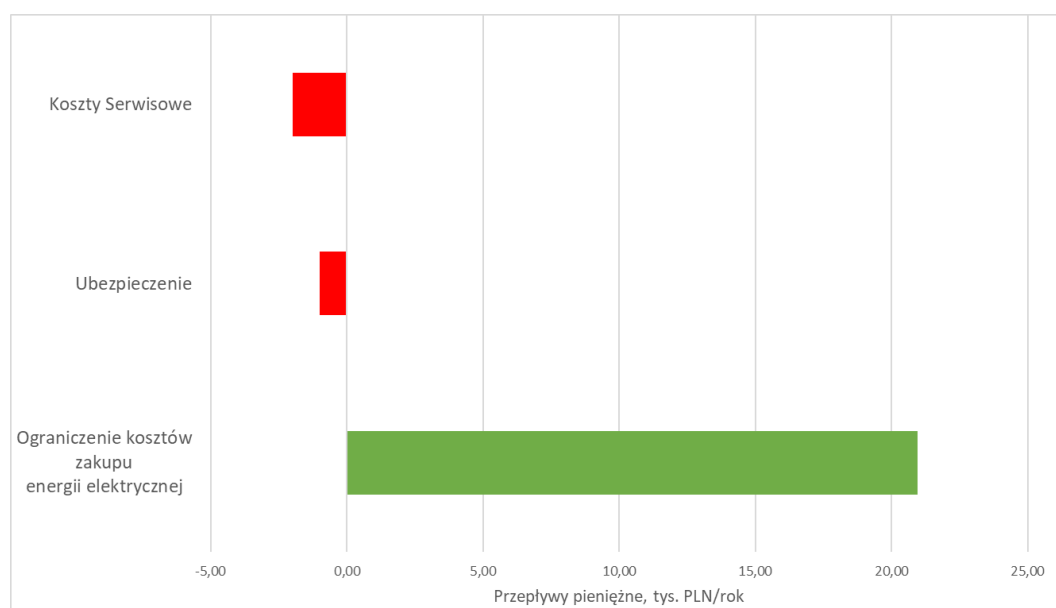


**Rysunek 6.7.2 Produkcja energii w instalacjach w pierwszym roku eksploatacji w zależności od miesiąca**

Na skutek działania instalacji fotowoltaicznej, w pierwszym roku jej eksploatacji emisja CO<sub>2</sub> do atmosfery zostanie ograniczona o niespełna 38,6 ton.

**Efekt ekonomiczny**

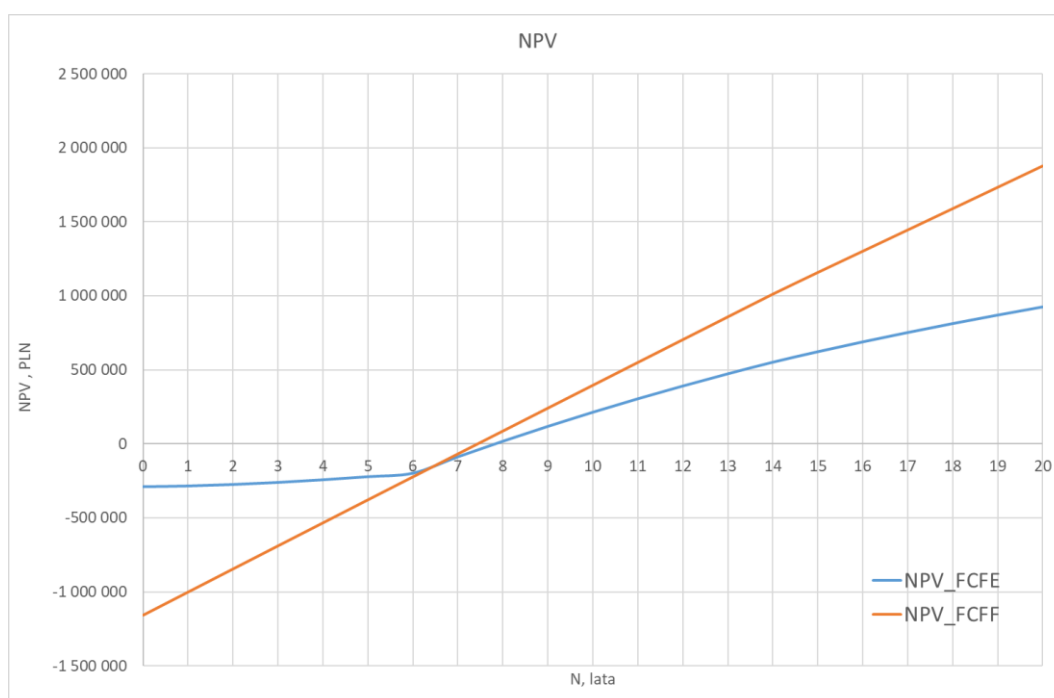
Eksplatacja proponowanej instalacji fotowoltaicznej wiąże się z oszczędnościami. Zostały one obliczone na podstawie założeń z rozdziału 4.5 oraz wyników symulacji rocznych. Mimo to, ponoszone będą również wydatki eksploatacyjne w postaci corocznego serwisu instalacji oraz jej ubezpieczenia. Wartości przyjęte na te cele to kolejno 1% oraz 0,5% całkowitych kosztów inwestycyjnych w skali roku. Na poniższym wykresie (rysunek 6.7.3) przedstawione zostały przepływy pieniężne w pierwszym roku eksploatacji instalacji.

**Rysunek 6.7.3 Przepływy pieniężne w pierwszym roku eksploatacji instalacji**

Najważniejsze wskaźniki oceny ekonomicznej, zostały przedstawione w tabeli 6.7.2, natomiast wykres NPV na rysunku 6.7.4.

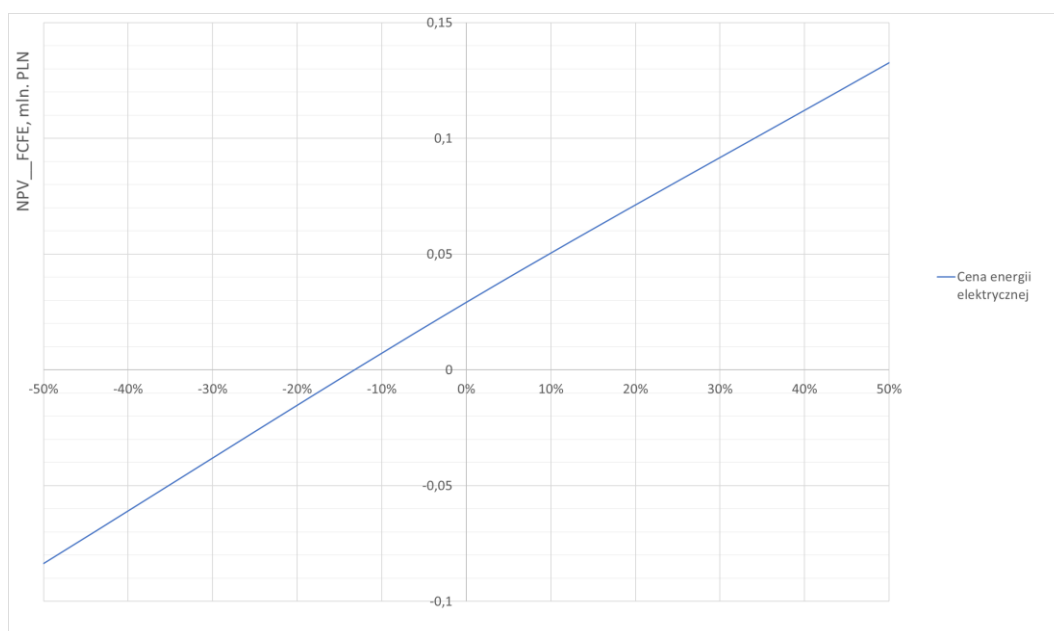
**Tabela 6.7.2 Zestawienie wyników analizy ekonomicznej**

Lp.	Wskaźnik	Jednostka	Wartość	
			FCFE	FCFF
1.	NPV	PLN	29 177	115 166
2.	IRR	%	10,88	8,00
3.	NPVR	%	59,01	57,77
4.	DPB	lata	15,1	12,2
5.	SPB	lata	10,6	10,3



**Rysunek 6.7.4 Skumulowane zdyskontowane przepływy pieniężne dla inwestycji**

Dodatkowo w ramach analizy ekonomicznej, przeprowadzona została analiza wrażliwości. Czynnikiem brany pod uwagę była cena energii elektrycznej (+/- 50%). Wyniki analizy wrażliwości zostały przedstawione poniżej, na rysunku 6.7.5.



**Rysunek 6.7.5 Skumulowane zdyskontowane przepływy pieniężne – analiza wrażliwości**

## 6.8 Wytyczne projektowe i wykonawcze

### Panele fotowoltaiczne

1. Zarówno podczas tworzenia projektu, jak i podczas realizacji inwestycji wymaga się stosowania paneli fotowoltaicznych monokrystalicznych w technologii PERC.
2. Moc pojedynczego panelu fotowoltaicznego powinna być nie mniejsza niż 445 kWp.
3. Sprawność nominalna paneli fotowoltaicznych nie może być mniejsza niż 20,7%.
4. Panele fotowoltaiczne powinny być objęte co najmniej 25-letnią gwarancją producenta dotyczącą ich sprawności.
5. Spadek sprawności w 25 roku eksploatacji powinien być nie większy niż 16% wartości bazowej.
6. Panele fotowoltaiczne powinny być przystosowane do pracy z maksymalnym napięciem układu na poziomie 1 500 V.
7. Maksymalne obciążenie statyczne ogniwa powinno być nie mniejsze niż 5400 Pa dla powierzchni frontowej i nie mniejsze niż 2 400 Pa dla powierzchni tylnej.
8. Panele fotowoltaiczne powinny być odporne na tzw. „test gradowy” dla średnicy kuli gradowej 25mm przy prędkości 23 m/s.

### Inwerter

1. Zarówno podczas tworzenia projektu, jak i podczas realizacji inwestycji wymaga się stosowania falownika posiadającego certyfikat NC RfG.
2. Moc pojedynczego urządzenia powinna być nie mniejsza niż 50 kW.
3. Każde z urządzeń powinno posiadać tzw. sprawność europejską nie mniejszą niż 98,5%.
4. Maksymalne napięcie wejściowe do pracy z którym powinien być przystosowany falownik musi być nie mniejsza niż 1 100 V.
5. Falownik powinien posiadać wbudowane ochronniki przepięciowe typu II zarówno dla prądu stałego jak i przemiennego.
6. Falownik powinien posiadać klasę ochrony IP65.
7. Falownik należy zabudować wewnątrz budynków, w miejscu które nie jest bezpośrednio oświetlane przez słońce.
8. Podczas montażu należy zachować odstępę wentylacyjne ze wszystkich stron falowników.
9. Falownik powinien współpracować z panelami fotowoltaicznymi.

### Projektowanie

1. Projekt instalacji powinien zostać wykonany przez specjalistę z uprawnieniami budowlanymi, z uprawnieniami do projektowania, ze specjalnością z instalacji w zakresie sieci, instalacji oraz urządzeń elektrycznych oraz elektroenergetycznych.
2. Projekt musi zostać uzgodniony z rzeczoznawcą ds. PPOŻ.
3. Instalację należy zgłosić do Państwowej Straży Pożarnej.

#### **Konstrukcja wsporcza i montaż**

1. Wymaga się stosowania systemów do mocowania modułów PV z wysokiej jakości profili/szyn aluminiowych oraz elementów złącznych ze stali nierdzewnej.
2. Wymaga się stosowania odpowiednich rozwiązań w celu montażu paneli na gruncie.

#### **Okablowanie i instalacje pomocnicze**

1. Instalacje kablowe (kable elektroenergetyczne, sygnałowe i systemowe) będą spełniać wymagania: N-SEP-E-004.
2. Wymaga się, aby wszystkie kable miały żyły miedziane.
3. Połączenia kablowe należy prowadzić możliwie jak najkrótszą trasą.
4. Łączenie kabli należy wykonać za pomocą muf kablowych.
5. Należy stosować okablowanie charakteryzujące się wysoką odpornością na promieniowanie UV, wysoką temperaturę oraz wilgotność.
6. W obszarze paneli fotowoltaicznych należy stosować kable izolowane polietylenem usieciowanym (XLPE) lub gumą termoutwardzalną (LSZH).
7. Połączenia po stronie DC należy wykonywać przy wykorzystaniu kabli jednożyłowych.
8. Kable po stronie AC należy doprowadzić do Rozdzielni Głównej .
9. Obciążalność prądowa poszczególnych kabli musi być większa niż maksymalny prąd mogący przepływać przez dany obwód.
10. Spadek napięcia (loco rozdzielnia główna) nie powinien przekraczać 1%.
11. Wszystkie kable należy oznaczyć na początku i końcu kabla, w miejscach rozgałęzień przy przejściu przez przegrody i przepusty z każdej strony, oraz w odstępach, co około 20 m. Zastosować należy trwałe oznaczniki odporne na różne warunki otoczenia.
12. Kable w miejscach przejść przez ściany i stropy należy osłonić rurą ochronną.
13. Kable należy układać w sposób uporządkowany przytwierdzone do tras uniemożliwiających przemieszczanie się kabla.

W przypadku braku możliwości zachowania wolnej przestrzeni pomiędzy instalacją odgromową, a panelami fotowoltaicznymi, należy stosować ograniczniki napięć typu 1 i2 (B+C) po stronie DC oraz typu 2 po stronie AC.



## Podsumowanie

Audyt energetyczny został przeprowadzony w oparciu o obowiązujące akty prawne i wykonawcze, a także normy i dokumenty referencyjne. Zakres prac obejmował przegląd poszczególnej infrastruktury budowlanej, systemów oświetleniowych oraz środków transportu.

Przeprowadzony audyt pokazał, że stan techniczny infrastruktury należącej do Zamawiającego jest bardzo dobry ze względu na przeprowadzoną wcześniej termomodernizację wszystkich budynków. Dodatkowo układy oświetleniowe są to układy świetlówkowe oraz LED. Rozwiązania te są efektywne pod kątem energetycznym i ich wymiana jest zalecana wyłącznie w przypadku ich zużycia.

Ze względu na brak opłacalności implementacji agregatu kogeneracyjnego, nie rekomenduje się jego zabudowy, ponieważ cechuje się on znacznymi kosztami inwestycyjnymi, które niwelują zyski. Jak wskazała analiza wrażliwości, inwestycja nie byłaby rentowna nawet w przypadku wzrostu ceny energii elektrycznej czy ciepłej o 50%. Dodatkowy wariant analizy ekonomicznej wskazał również brak rentowności inwestycji. Wobec tego, proponowane jest tylko jedno przedsięwzięcie – zabudowa instalacji fotowoltaicznej. Oszczędności z niej wynikające zostały przedstawione poniżej.

Nazwa	Oszczędność energii, toe/rok	Zmniejszenie emisji CO <sub>2</sub> , Mg/rok	IRR, %
Montaż instalacji fotowoltaicznej	26,22	38,59	23,57