

**AUDYT ENERGETYCZNY ŹRÓDŁA WYTWARZANIA CIEPŁA DLA
KOMPLEKSU BUDYNKÓW SPECJALISTYCZNEGO SZPITALA IM.
KS. BISKUPA J. NATHANA W BRANICACH**

Inwestor: **Specjalistyczny Szpital
im. ks. biskupa J. Nathana
ul. Szpitalna 18, 48-140 Branice
NIP 7481410004, REGON 000291055
e-mail: sekretariat@swsb.pl
www.szpitalbranice.pl**

Oznaczenie dokumentu: 037/INR-O/2022
Wersja dokumentu v 1.0
Data opracowania: 14.10.2022

Opracował: Zbigniew Plutecki
Dawid Dulog
Ewa Tromsa

Uwaga:

Niniejsze opracowanie wraz z zawartymi rozwiązaniami stanowi własność Biura Projektowego INERIO Zbigniew Plutecki i może być wykorzystywane, przetwarzane oraz powielane jedynie za zgodą ww. podmiotu.

Niniejsze opracowanie przeznaczone jest jedynie dla Specjalistycznego Szpitala w Branicach i udostępnianie innym podmiotom wymaga zgody Biura Projektowego INERIO Zbigniew Plutecki.

Spis treści

1. PRZEDMIOT OPRACOWANIA	3
2. PODSTAWA OPRACOWANIA.....	4
3. CEL I ZAKRES OPRACOWANIA	5
4. OPIS STANU ISTNIEJĄCEGO	6
4.1. BUDYNKI WCHODZĄCE W SKŁAD KOMPLEKSU SZPITALNEGO	6
4.2. ŹRÓDŁA CIEPŁA W SYSTEMIE CIEPŁOWNICZYM.....	7
5. ANALIZA WARUNKÓW PRACY INSTALACJI W STANIE ISTNIEJĄCYM.....	8
5.1. WYKAZ PRZYJĘTYCH DANYCH WEJŚCIOWYCH	8
5.2. ANALIZA ZUŻYCIA ENERGII	10
5.2.1. BILANS ENERGII ELEKTRYCZNEJ	10
5.2.2. BILANS ZAPOTRZEBOWANIA NA CIEPŁO.....	23
6. PROPONOWANE KONCEPCJE PRZEBUDOWY SYSTEMU CIEPŁOWNICZEGO	29
7. ANALIZA TECHNICZNO-EKONOMICZNA ROZPATRYWANYCH WARIANTÓW	30
7.1. ZAŁOŻENIA I UPROSZCZENIA ANALIZY.....	30
7.1.1. PRZYJĘTE DANE	30
7.2. WARIANT W – 0 (INSTALACJA PV DLA W-1 DO W-5)	31
7.3. WARIANT W – 1	35
7.4. WARIANT W – 2	37
7.5. WARIANT W – 3	39
7.6. WARIANT W – 4	41
7.7. WARIANT W – 5	43
8. ANALIZA WARUNKÓW PRACY INSTALACJI PV.....	48
9. SZACOWANE KOSZTY PROJEKTOWANYCH ŹRÓDEŁ CIEPŁA.....	53
10. OCENA EFEKTYWNOŚCI INWESTYCJI.....	59
11. PODSUMOWANIE.....	66
12. ZAŁĄCZNIKI	73

1. PRZEDMIOT OPRACOWANIA

Przedmiotem opracowania jest „Audyt energetyczny źródła wytwarzania ciepła dla ogrzewania kompleksu budynków Specjalistycznego Szpitala im. ks. biskupa J. Nathana w Branicach” w ramach którego przeanalizowano możliwość określenia zmiany dotychczasowej technologii kotłowni węglowej na inną z uwzględnieniem odnawialnych źródeł energii oraz wykorzystaniem ciepła odpadowego.

Niniejszy dokument powstał w:

INERIO Zbigniew Plutecki
ul. Wapienna 12, 45-347 Opole
tel. kom. +48 601 491 779
z.plutecki@inerio.pl
www.inerio.pl

2. PODSTAWA OPRACOWANIA

Dla potrzeb opracowania audytu energetycznego i wariantowych koncepcji zmiany technologii kotłowni węglowej wykorzystano następujące dane wejściowe:

- Informacje ogólne o systemie ciepłowniczym Specjalistycznego Szpitala w Branicach, w tym między innymi:
 - Aktualne schematy technologiczne wraz z opisem parametrów pracy,
 - Opis warunków pracy ciepłowni w różnych warunkach eksploatacyjnych,
 - Lista jednostek źródłowych, ze szczegółowymi parametrami technicznymi, oceną stanu technicznego, itp.
 - Historyczne dane bilansowe oraz pomiarowe wielkości procesowych dotyczące pracy poszczególnych kotłów, wymiennikowni i systemu ciepłowniczego,
 - Historyczne dane pomiarowe zużycia energii elektrycznej oraz energii cieplnej.
- Koncepcja poprawy efektywności ekonomicznej i środowiskowej pracy systemu ciepłowniczego Szpitala w Branicach poprzez techniczne, technologiczne oraz organizacyjne wskazanie możliwości zabudowy instalacji wysokosprawnej kogeneracji, opracowanie INERIO, Opole 2020r.
- Informacje zebrane w trakcie wizyt na terenie szpitala i w ciepłowni,
- Obecny stan wiedzy technicznej.

Powyższe dane zostały zweryfikowane w trakcie opracowywania koncepcji, a następnie przyjęte jako dane wejściowe do opracowania wariantowej koncepcji modernizacji oraz analiz techniczno-ekonomicznych.

3. CEL I ZAKRES OPRACOWANIA

Nadrzędnym celem niniejszego opracowania jest określenie możliwości poprawy efektywności ekonomicznej i środowiskowej pracy głównego źródła wytwarzającego ciepło w systemie ciepłowniczym Specjalistycznego Szpitala w Branicach poprzez techniczne, technologiczne oraz organizacyjne wskazanie możliwości kierunkowych rozwiązań obejmujących możliwość zabudowy nowego źródła ciepła w postaci np. pompy ciepła i agregatu kogeneracyjnego jako podstawowego źródła w układzie grzewczym wraz z zabudową farmy fotowoltaicznej – montaż paneli fotowoltaicznych.

Wariantowa koncepcja modernizacji dotychczasowego źródła wytwarzającego ciepło do systemu ciepłowniczego zawierająca, między innymi:

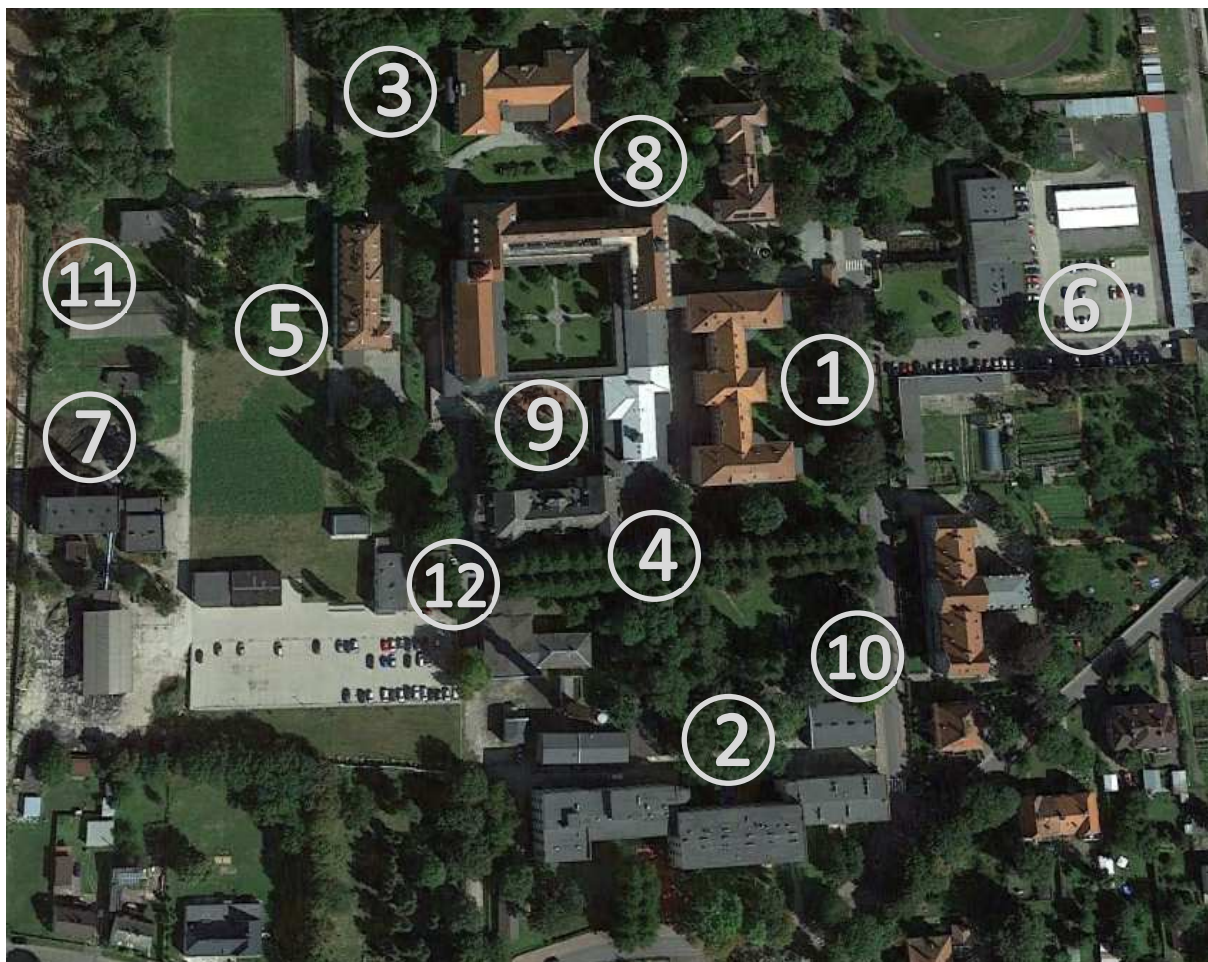
- przyjęte założenia wyjściowe,
- wyniki szacowania optymalnej mocy elektrycznej i ciepła,
- analiza opcji technicznych obejmująca propozycje w zakresie ciepłowni centralnej i sieci,
- analiza techniczno-ekonomiczna,
- analiza opłacalności,
- analiza efektywności inwestycji,
- opracowanie propozycji scenariuszowej realizacji,
- podsumowanie i wnioski końcowe.

4. OPIS STANU ISTNIEJĄCEGO

4.1. Budynki wchodzące w skład kompleksu szpitalnego

Głównymi obiektami na terenie Specjalistycznego Szpitala w Branicach są budynki bloku A, B, C, D oraz K. Na Rys. 4.1 przedstawiono rozmieszczenie głównych budynków na terenie Specjalistycznego Szpitala w Branicach.

- | | |
|------------------------------|--------------------------|
| (1) Pawilon A, | (8) Pawilon J, |
| (2) Pawilon B, | (9) Budynek kuchni, |
| (3) Pawilon C, | (10) Budynek warsztatów, |
| (4) Pawilon D, | (11) Budynek magazynów, |
| (5) Pawilon K, | (12) Budynek ZRB |
| (6) Budynek administracyjny, | |
| (7) Budynek kotłowni, | |



Rys. 4.1 Lokalizacja Specjalistycznego Szpitala im. Ks. bp. J.Nathana w Branicach wraz z zaznaczonymi obiektami objętymi przeprowadzonym Audytem Energetycznym

W Tab. 4.1 przedstawiono wyszczególnienie budynków wchodzących w skład kompleksu Szpitalnego.

Tab. 4.1 *Wyszczególnienie budynków wchodzących w skład kompleksu Szpitalnego*

L.p.	Nazwa budynku
1.	Pawilon A
2.	Pawilon B
3.	Pawilon C
4.	Pawilon D
5.	Pawilon J
6.	Pawilon K
7.	Budynek administracyjny
8.	Budynek kotłowni
9.	Budynek kuchni
10.	Budynek warsztatów
11.	Budynek magazynów
12.	Budynek ZRB

4.2. Źródła ciepła w systemie ciepłowniczym

Podstawowym źródłem ciepła dla kompleksu budynków jest kotłownia znajdująca się na terenie Specjalistycznego Szpitala w Branicach w skład, której wchodzi trzy kotły wodne węglowe:

- kocioł WR-2,5 o mocy cieplnej 2.9 MWt
 - kocioł WWCW – 1,7 o mocy cieplnej 1.7 MWt
 - kocioł WWCW – 0,9 o mocy cieplnej 0.9 MWt
- RAZEM 5,5 MWt**

W każdym z budynków znajdują się dwufunkcyjne węzły kompaktowe, które zaopatrują budynek w ciepło do ogrzewania w okresie zimowym oraz podgrzewu ciepłej wody użytkowej w okresie całorocznym.

Podgrzew ciepłej wody użytkowej odbywa się również lokalnie w budynkach za pomocą instalacji kolektorów słonecznych usytuowanych na tarasie po byłym solarium.

5. ANALIZA WARUNKÓW PRACY INSTALACJI W STANIE ISTNIEJĄCYM

5.1. Wykaz przyjętych danych wejściowych

Warunki klimatyczne

Miejscowość Branice jest położona w południowej części województwa opolskiego na płaskowyżu głębczyckim, 50% linii granicznej gminy stanowi granica państwowa z Czechami. Jest to region z typową strukturą wiejską. Główne parametry klimatu województwa opolskiego są równoważne z cechami klimatu umiarkowanego. Na podstawie danych meteorologicznych można stwierdzić, że klimat należy do łagodnych.

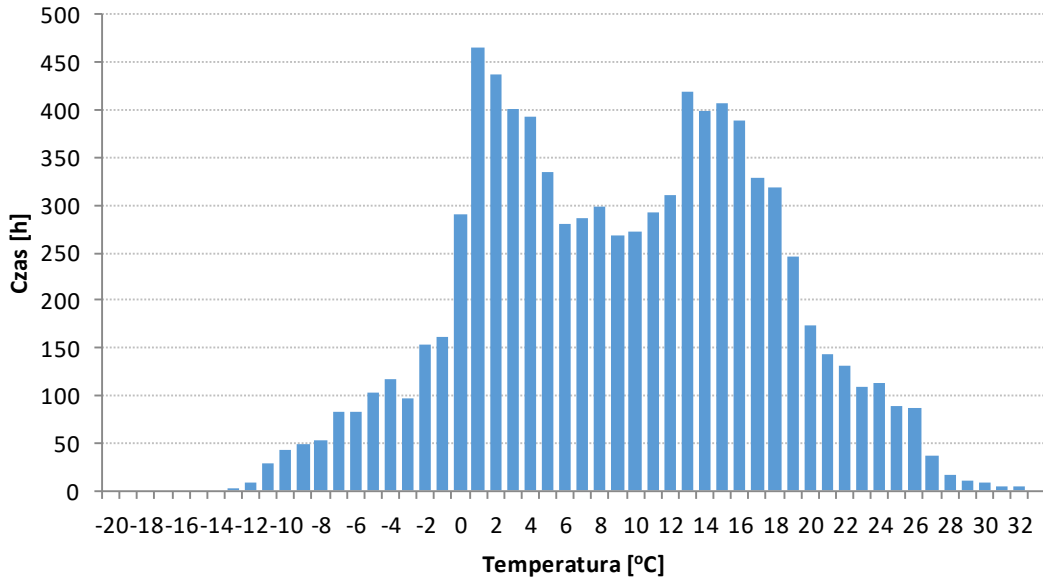
Klimat miejscowości jest w dużym stopniu uwarunkowany doliną Odry, która jest główną osią przemieszczania się powietrza z południa przez tzw. Bramę Morawską i z zachodu wzdłuż nizin środkowoeuropejskich. Ciepłe i wilgotne powietrze południowe i znad Atlantyku powoduje stabilizację warunków termicznych przejawiającą się niską amplitudą temperatur w ciągu roku.

Branice znajdują się w 3 strefie klimatycznej (Rys. 5.1). Dla potrzeb obliczeń przyjmuje się temperaturę zewnętrzną obliczeniową na poziomie $t_{zew} = -20^{\circ}\text{C}$.



Rys. 5.1 Podział Polski na strefy klimatyczne

Dla potrzeb analiz oraz wyznaczenia sezonowego zapotrzebowania na ciepło budynków Specjalistycznego Szpitala im. Ks. Bp. Józefa Nathana w Branicach, opracowano na podstawie wieloletnich danych meteorologicznych histogram występowania temperatur zewnętrznych (Rys. 5.2).



Rys. 5.2 Histogram występowania temperatur zewnętrznych w h/rok dla miasta Racibórz

Do opracowania histogramu wykorzystano dane archiwalne dla zlokalizowanego w pobliżu miasta Racibórz, które uwzględniają wieloletnie obserwacje oraz wyniki pomiarów prowadzonych na stacjach obserwacyjnych *Ośrodka Meteorologii IMGW*.

5.2. Analiza zużycia energii

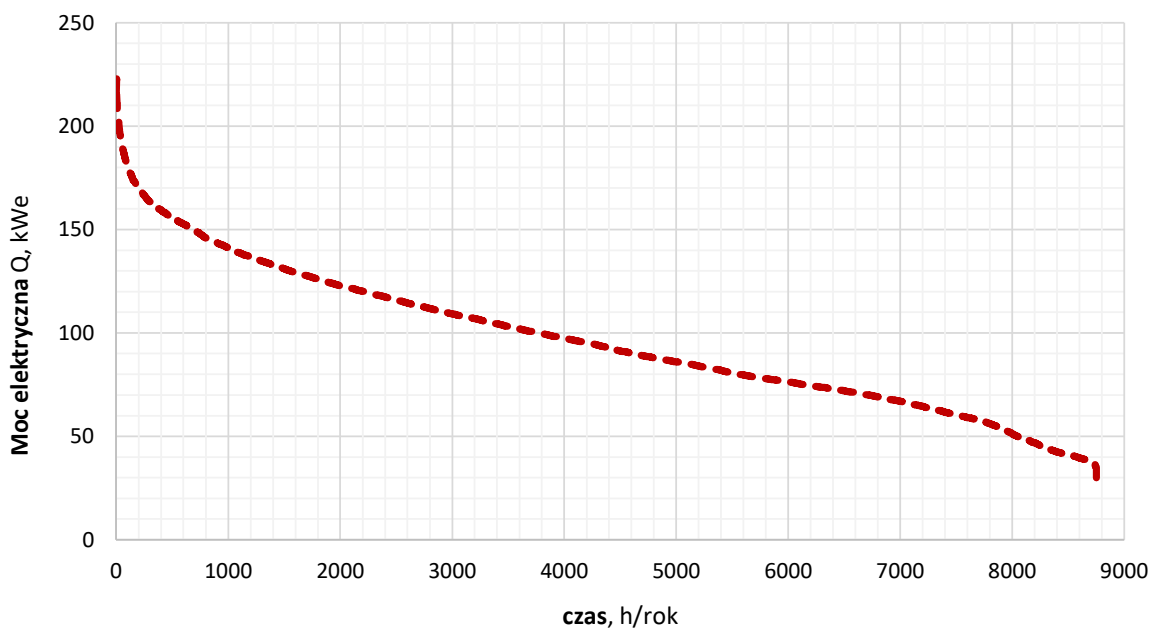
5.2.1. Bilans energii elektrycznej

Aktualnie energia elektryczna kupowana jest od spółki TAURON Dystrybucja za pośrednictwem sieci elektroenergetycznej.

Dla potrzeb opracowania przeprowadzono analizę zużycia energii na podstawie danych archiwalnych z lat 2021 – 2022 udostępnionych przez dostawcę energii Tauron Dystrybucja. Na rysunkach poniżej przedstawiono chwilowe zużycie energii elektrycznej w ciągu całego roku 2021 oraz histogram częstości występowania zużycia energii elektrycznej w 2021 roku.

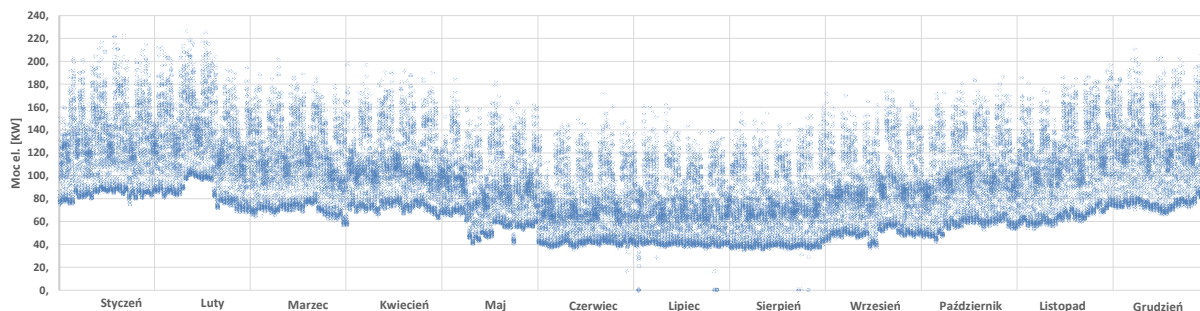
Z uwagi na nie pełny okres rozliczeniowy za rok 2022 nie uwzględnia się tego okresu w ramach analizy określającej roczne zapotrzebowanie.

Na podstawie przeprowadzonej analizy można zauważyć, że maksymalne zużycie energii elektrycznej nie przekracza poziomu 225 kWe.

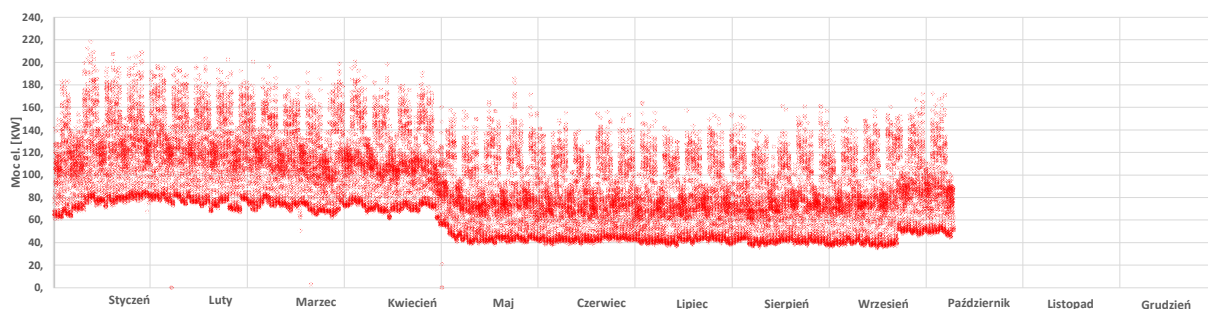


Rys. 5.3 Wykres zapotrzebowania na moc elektryczną budynków kompleksu szpitalnego w Branicach w roku 2021.

Na Rys. 5.4 oraz Rys. 5.5 przedstawiono zużycie energii elektrycznej w latach 2021 i 2022 wyrażone wartościami 15 minutowymi. Można zauważyć, że zużycie energii jest znacznie większe w okresie sezonu grzewczego i dochodzi maksymalnie do ok. 225 kWe. W okresie letnim zapotrzebowanie na energię elektryczną znacznie spada i maksymalnie wynosi ok. 170 kWe. Minimalne zapotrzebowanie na energię elektryczną jest na poziomie ok. 35 kWe w godzinach nocnych.



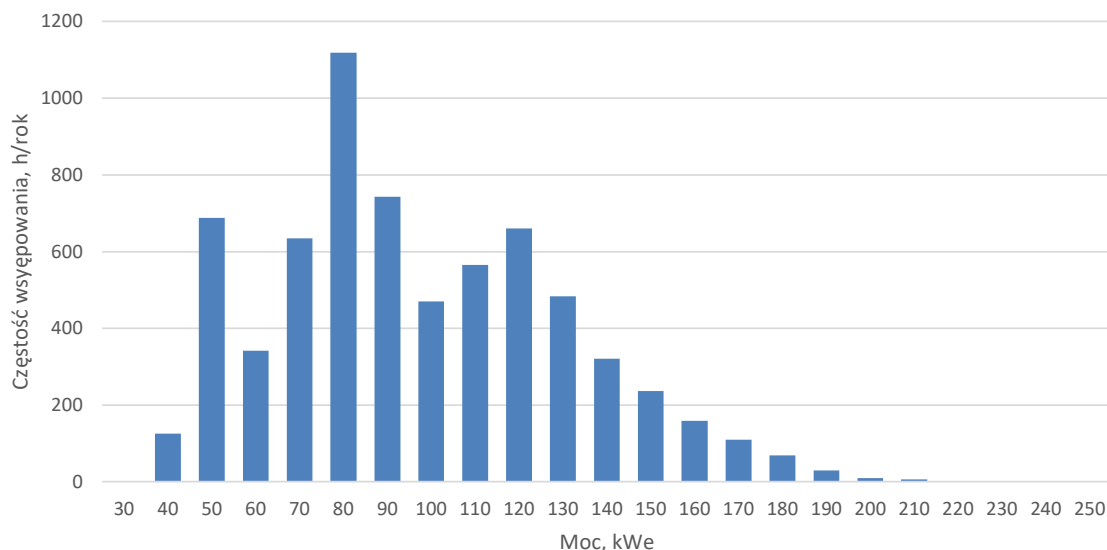
Rys. 5.4 Wykres zapotrzebowania na moc elektryczną budynków kompleksu szpitalnego w Branicach w roku 2021



Rys. 5.5 Wykres zapotrzebowania na moc elektryczną budynków kompleksu szpitalnego w Branicach w roku 2022

Na Rys. 5.6 przedstawiono częstość występowania zapotrzebowania na moc elektryczną zarejestrowaną w roku 2021. W tym okresie najczęściej występuje zapotrzebowanie na moc na poziomie 80 – 90 kWe.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną powyżej 170 kWe występuje bardzo rzadko i nie przekracza ok. 250 h/rok.

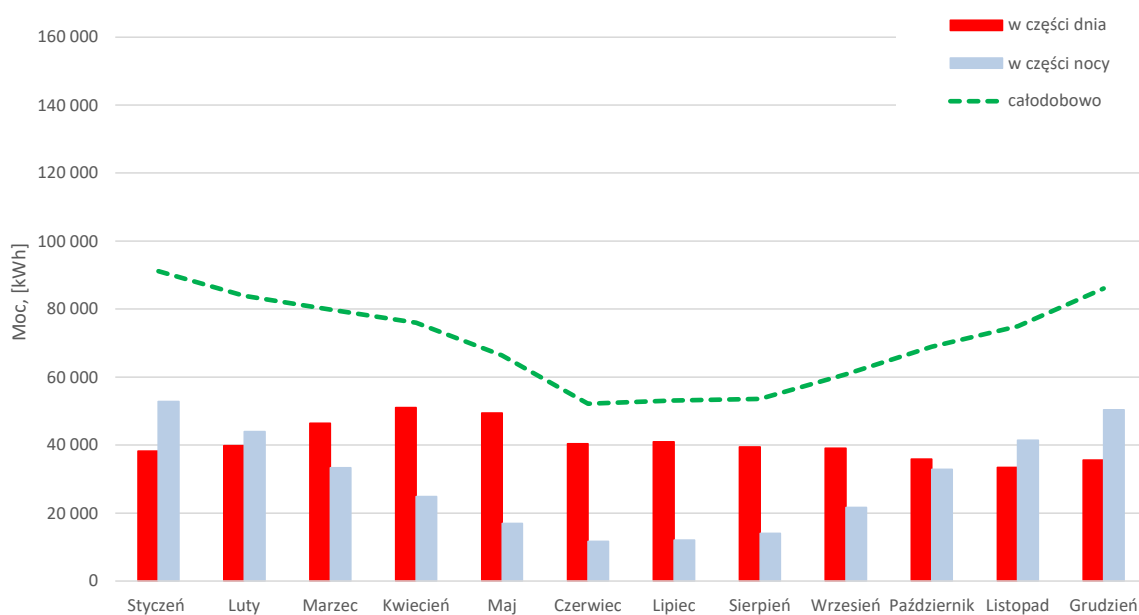


Rys. 5.6 Częstość występowania zapotrzebowania na energię elektryczną w 2021 roku

Tab. 5.1 przedstawia zestawienie zużycia energii elektrycznej w poszczególnych miesiącach w przedziale na okres dnia i nocy oraz całodobowo dla okresu roku 2021. Wykres zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawiono na Rys. 5.7. W ciągu całego roku zapotrzebowanie na energię elektryczną w części dnia utrzymuje się na tym samym poziomie ok. 40 000 kWh natomiast w części nocy, w okresie letnim zapotrzebowanie na energię elektryczną maleje do poziomu ok. 13 000 kWh.

Tab. 5.1 Zestawienie zapotrzebowania na energię elektryczną w 2021 roku

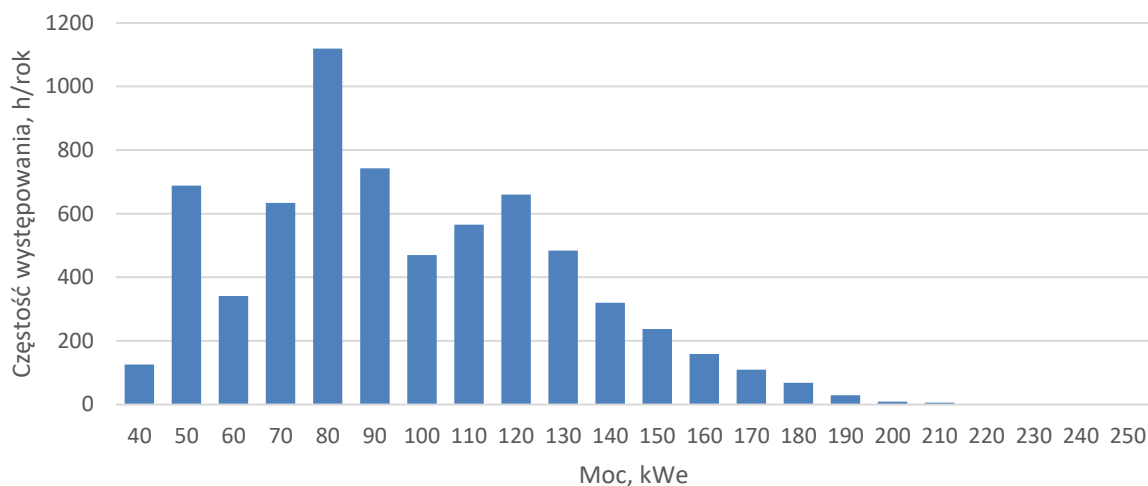
Zapotrzebowanie energii elektrycznej			
Miesiąc	w części dnia	w części nocy	całodobowo
	[kWh/msc.]	[kWh/msc.]	[kWh/msc.]
Styczeń	38 310	52 873	91 183
Luty	39 847	44 047	83 894
Marzec	46 463	33 397	79 859
Kwiecień	51 083	24 896	75 979
Maj	49 477	16 987	66 464
Czerwiec	40 431	11 744	52 175
Lipiec	40 962	12 157	53 119
Sierpień	39 482	14 106	53 588
Wrzesień	39 154	21 734	60 888
Październik	35 985	32 904	68 889
Listopad	33 465	41 493	74 957
Grudzień	35 674	50 417	86 091
SUMA	490 333	356 754	847 087



Rys. 5.7 Wykres zapotrzebowania na energię elektryczną w 2021 roku

Na Rys. 5.8 przedstawiono częstość występowania mocy elektrycznej w 2022 roku. Najczęściej występuje zapotrzebowanie na moc elektryczną na poziomie 80 – 90 kWe.

Zapotrzebowanie na moc elektryczną powyżej 170 kWe występuje bardzo rzadko i nie przekracza ok. 200 h/rok.



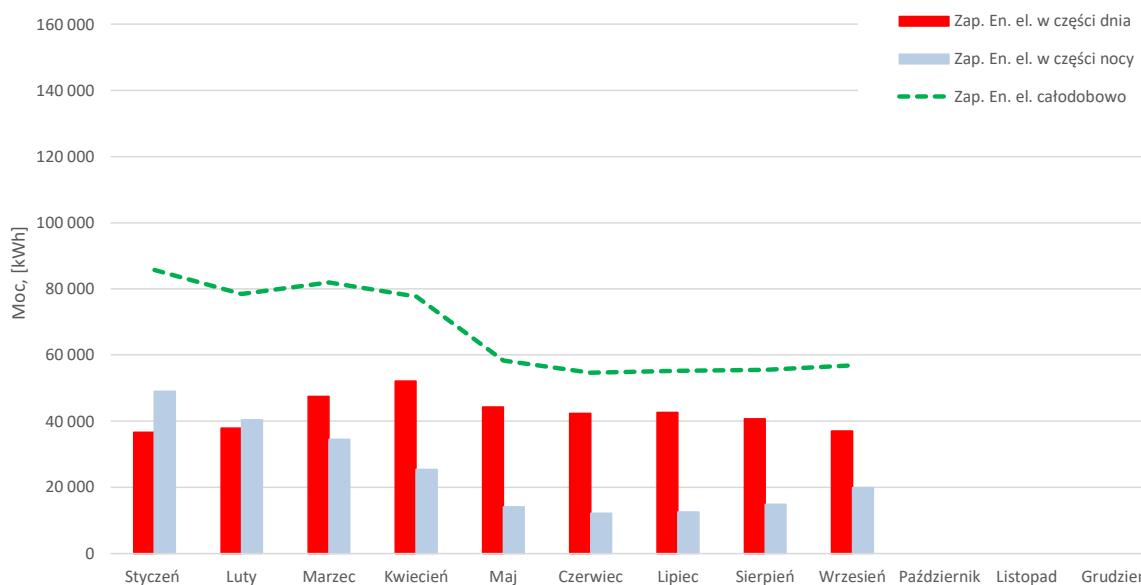
Rys. 5.8 Częstość występowania zapotrzebowania na energię elektryczną w 2022 roku

Tab. 5.2 przedstawia zestawienie zużycia energii elektrycznej w poszczególnych miesiącach w z podziałem na okres dnia i nocy oraz całodobowo w 2022 roku. Wykres zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawiono na Rys. 5.9. W ciągu całego roku zapotrzebowanie na energię elektryczną w części dnia utrzymuje się na tym samym poziomie ok. 42 000 kWh, natomiast w

części nocy, w okresie letnim zapotrzebowanie na energię elektryczną maleje do poziomu ok. 13 000 kWh.

Tab. 5.2 Zestawienie zapotrzebowania na energię elektryczną w 2022 roku

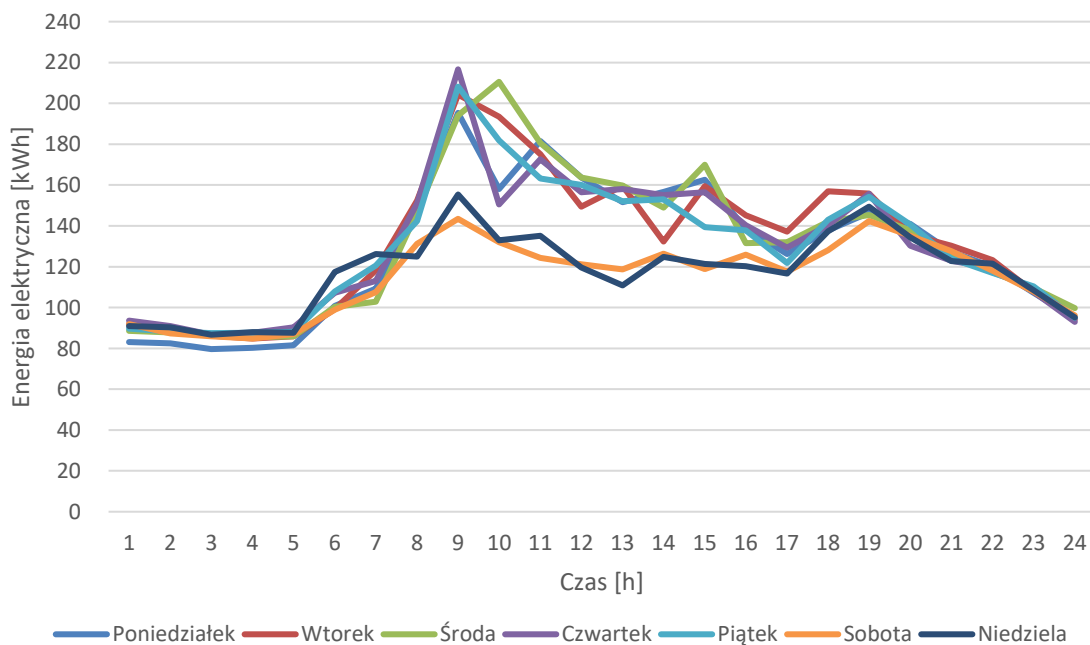
Zapotrzebowanie energii elektrycznej			
Miesiąc	w części dnia	w części nocy	całodobowo
	[kWh/msc.]	[kWh/msc.]	[kWh/msc.]
Styczeń	36 607	49 038	85 645
Luty	37 967	40 449	78 415
Marzec	47 466	34 455	81 921
Kwiecień	52 167	25 466	77 633
Maj	44 275	14 061	58 335
Czerwiec	42 403	12 177	54 580
Lipiec	42 697	12 513	55 210
Sierpień	40 630	14 888	55 518
Wrzesień	37 103	19 826	56 928
Październik	-	-	-
Listopad	-	-	-
Grudzień	-	-	-
SUMA	381 313	222 871	604 185



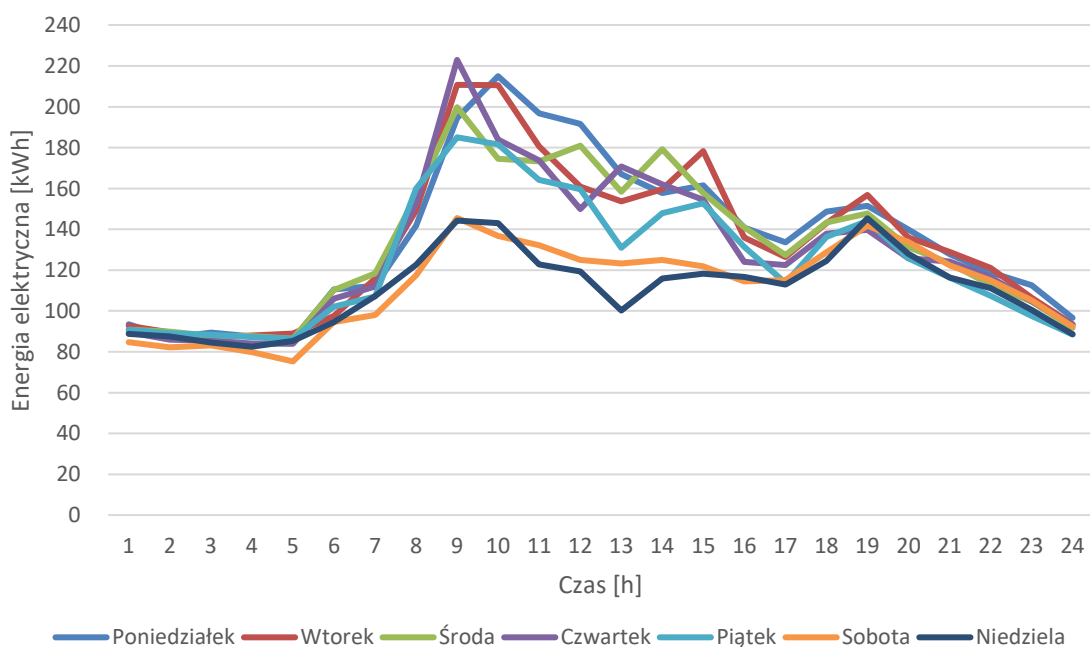
Rys. 5.9 Wykres zapotrzebowania na energię elektryczną w 2022 roku

Na Rys. 5.10 ÷ Rys. 5.13 przedstawiono dzienne zużycia energii elektrycznej w wybranych tygodniach stycznia i lipca 2021 z podziałem na poszczególne dni tygodnia. Znaczne różnice można zauważyć pomiędzy dniami roboczymi (poniedziałek – piątek), a weekendem (sobota - niedziela), kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest znacznie niższe. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w miesiącu styczeń jest o około 70 kW wyższe niż w miesiącu lipiec. W ciągu dnia

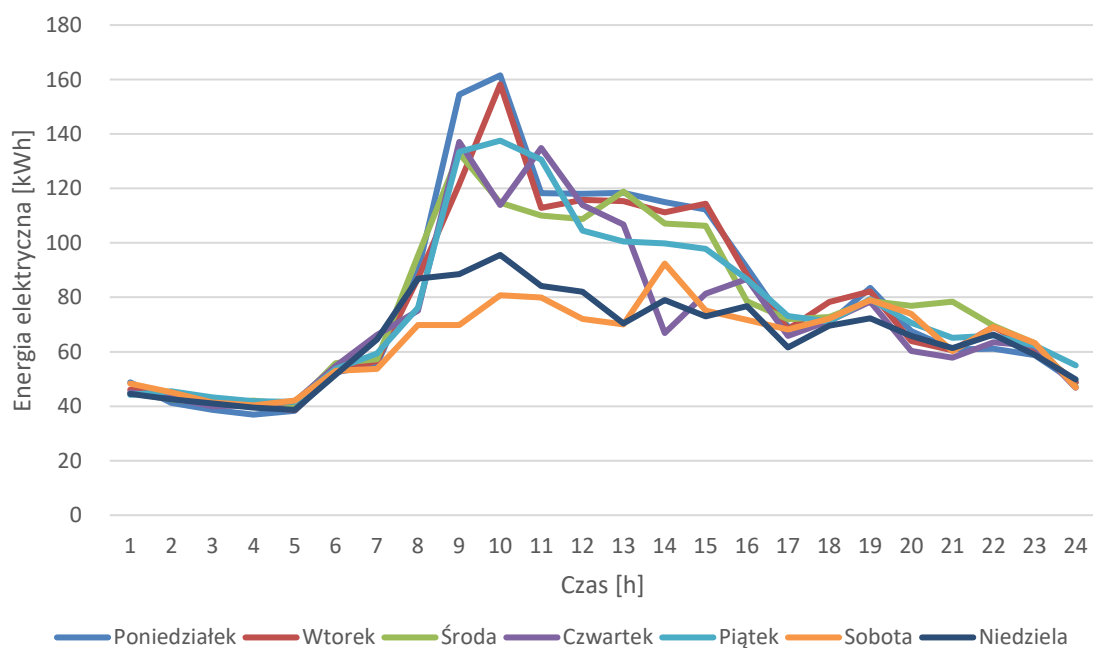
najwyższe zużycie energii występuje w godzinach od 7 do 16, kiedy szpital jest użytkowany przez cały personel. W godzinach popołudniowych i nocnych zapotrzebowanie na energię elektryczną znacznie spada. W weekend zapotrzebowanie na energię elektryczną od godziny 7 do 20 jest na stałym poziomie.



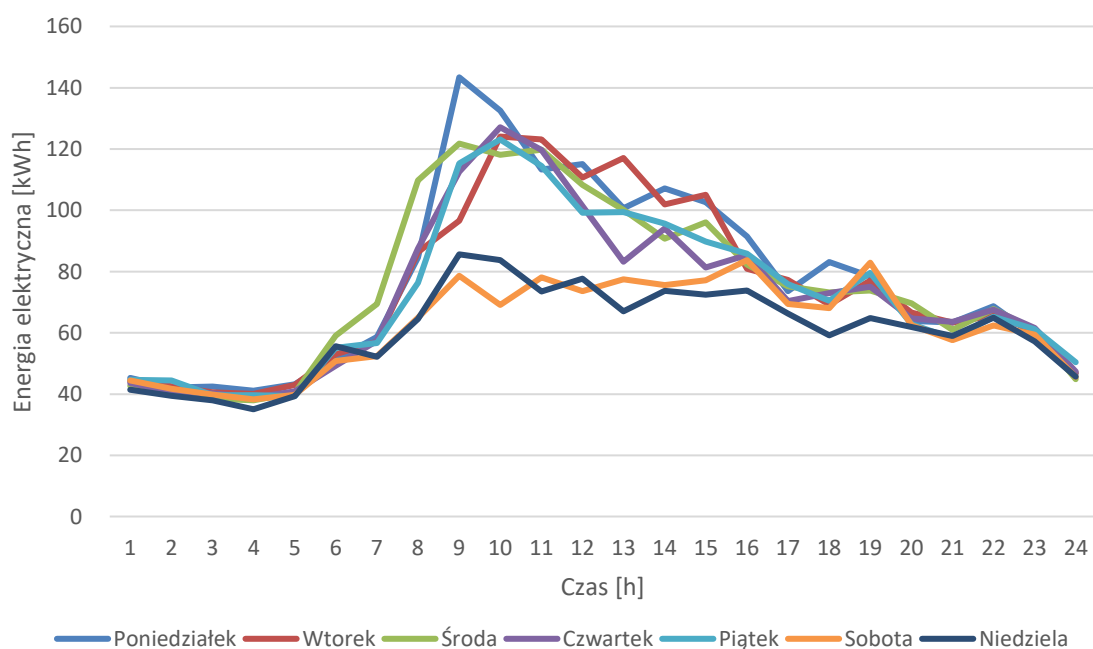
Rys. 5.10 Profil dziennego zużycia energii elektrycznej w okresie 11.01.2021 do 17.01.2021



Rys. 5.11 Profil dziennego zużycia energii elektrycznej w okresie 19.01.2021 do 24.01.2021

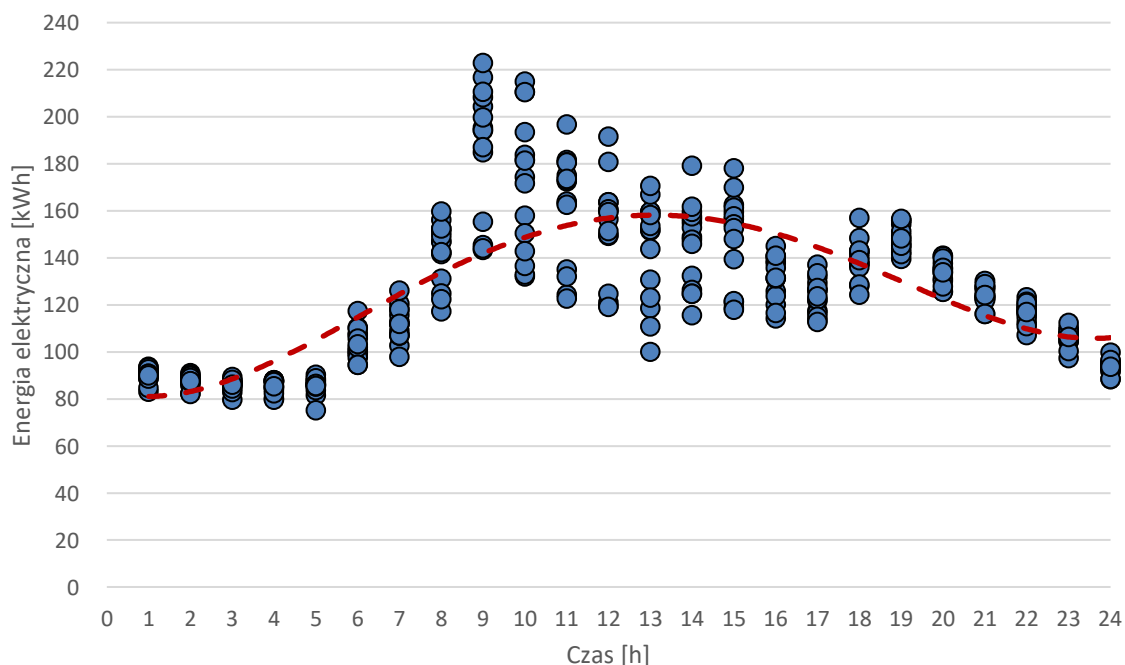


Rys. 5.12 Profil dziennego zużycia energii elektrycznej w okresie 12.07.2021 do 18.07.2021

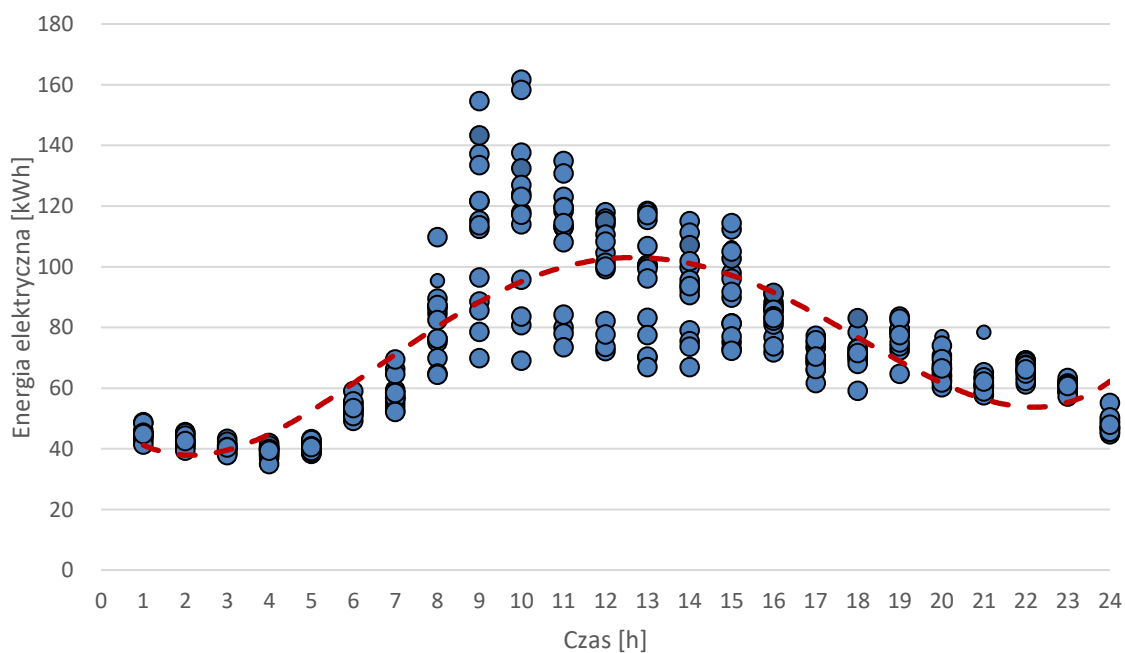


Rys. 5.13 Profil dziennego zużycia energii elektrycznej w okresie 19.07.2021 do 25.07.2021

Na Rys. 5.14 oraz Rys. 5.15 przedstawiono profil zapotrzebowania na moc w miesiącu styczniu i lipcu 2021. Na podstawie analizowanych danych można zauważyć, że minimalne zapotrzebowanie na energię elektryczną w miesiącu styczniu wynosi ok. 75 kW, a w miesiącu lipcu ok. 35 kW które występuje w godzinach nocnych.

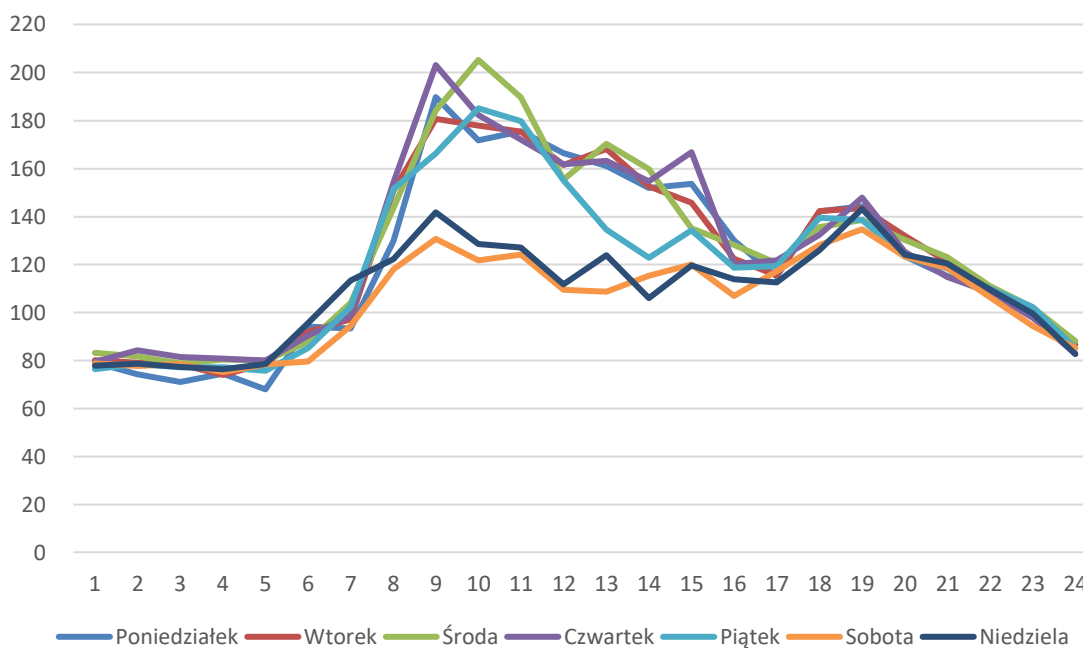


Rys. 5.14 Rozproszony profil zapotrzebowania na energię elektryczną w miesiącu styczniu 2021 w poszczególnych godzinach

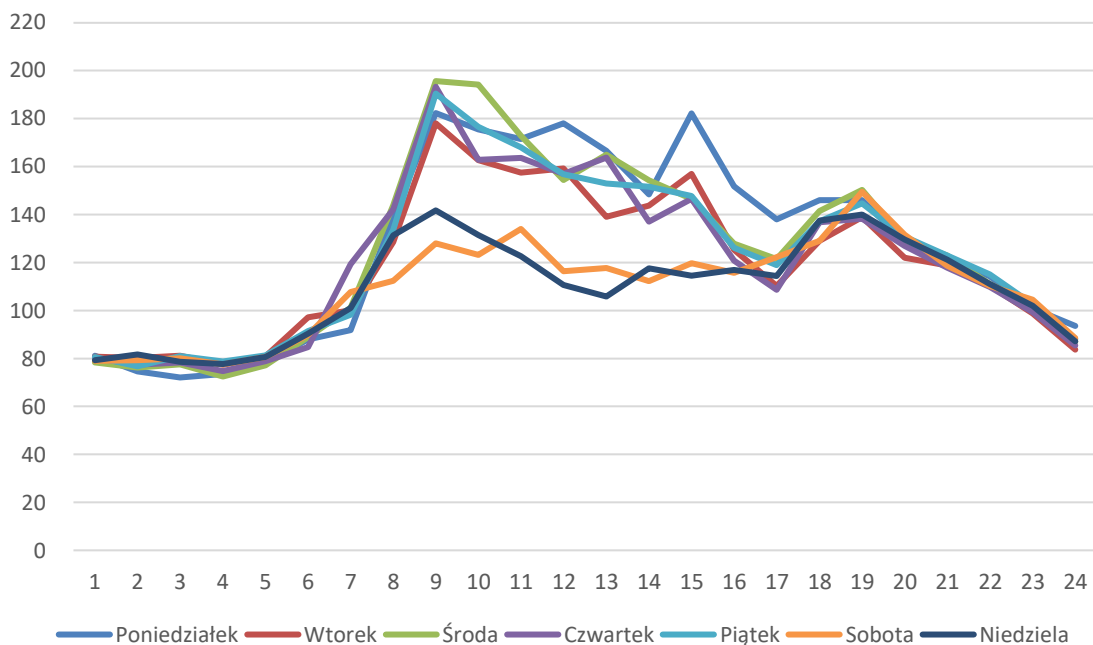


Rys. 5.15 Rozproszony profil zapotrzebowania na energię elektryczną w miesiącu lipcu 2021 w poszczególnych godzinach

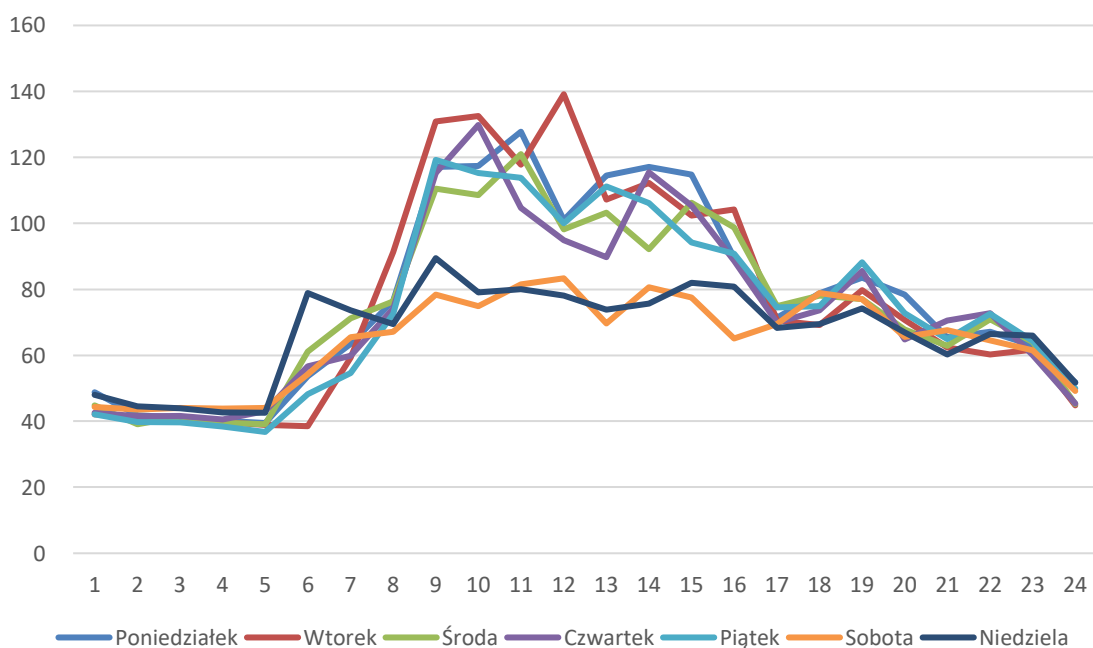
Na Rys. 5.16 ÷ Rys. 5.19 przedstawiono dzienne zużycia energii elektrycznej w wybranych tygodniach stycznia i lipca 2022 z podziałem na poszczególne dni tygodnia. Znaczne różnice można zauważyć pomiędzy dniami roboczymi (poniedziałek – piątek), a weekendem (sobota - niedziela), kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest znacznie niższe. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w miesiącu styczeń jest o około 65 kW wyższe niż w miesiącu lipiec. W ciągu dnia najwyższe zużycie energii występuje w godzinach od 7 do 16, kiedy szpital jest użytkowany przez cały personel. W godzinach popołudniowych i nocnych zapotrzebowanie na energię elektryczną znacznie spada. W weekend zapotrzebowanie na energię elektryczną od godziny 7 do 20 jest na stałym poziomie.



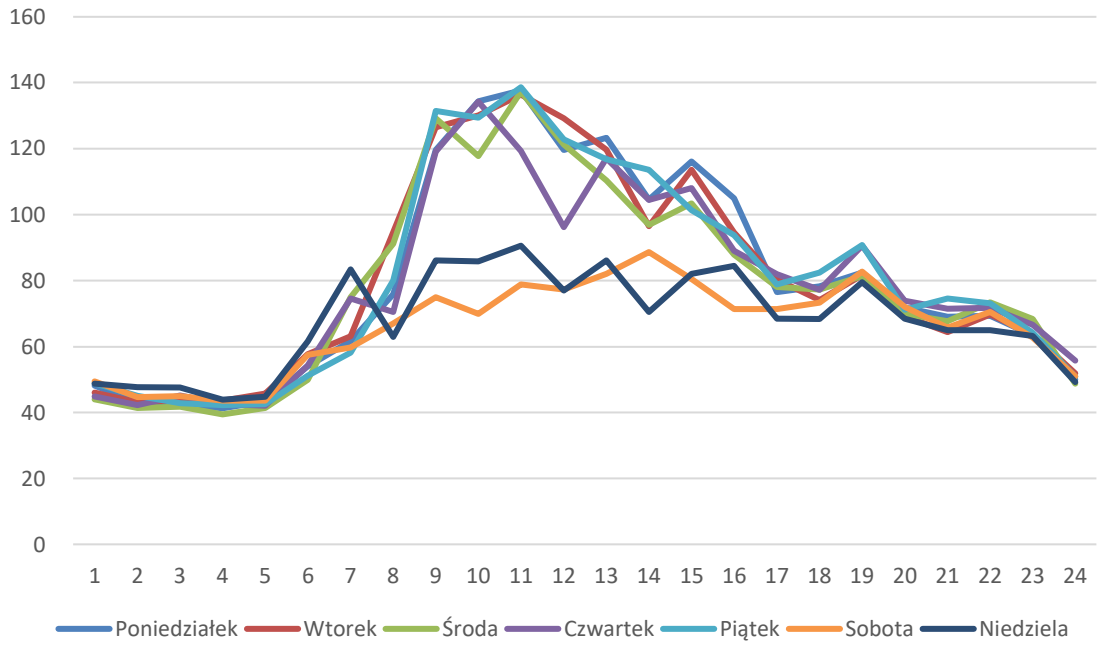
Rys. 5.16 Profil dziennego zużycia energii elektrycznej w okresie 10.01.2022 do 16.01.2022



Rys. 5.17 Profil dziennego zużycia energii elektrycznej w okresie 17.01.2022 do 23.01.2022

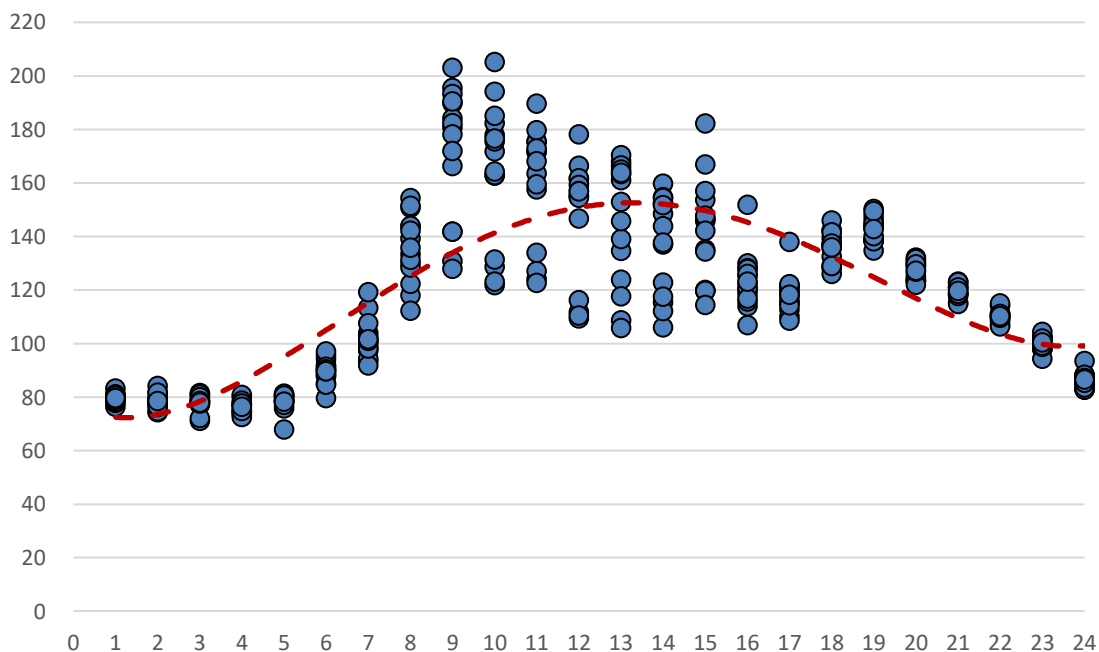


Rys. 5.18 Profil dziennego zużycia energii elektrycznej w okresie 11.07.2022 do 17.07.2022

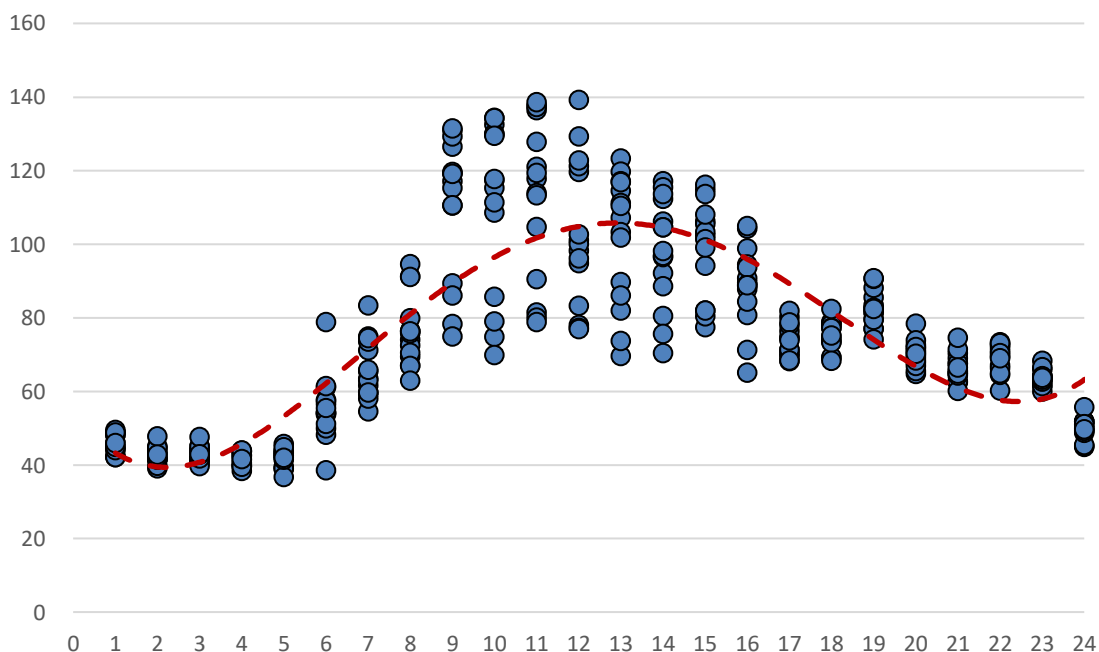


Rys. 5.19 Profil dziennego zużycia energii elektrycznej w okresie 18.07.2022 do 24.07.2022

Na Rys. 5.20 oraz Rys. 5.21 przedstawiono profil zapotrzebowania na moc w miesiącu styczniu i lipcu 2022. Na podstawie analizowanych danych można zauważyć, że minimalne zapotrzebowanie na energię elektryczną w miesiącu styczniu wynosi ok. 70 kW, a w miesiącu lipcu ok. 35 kW które występuje w godzinach nocnych.



Rys. 5.20 Rozproszony profil zapotrzebowania na energię elektryczną w miesiącu styczniu 2022 w poszczególnych godzinach

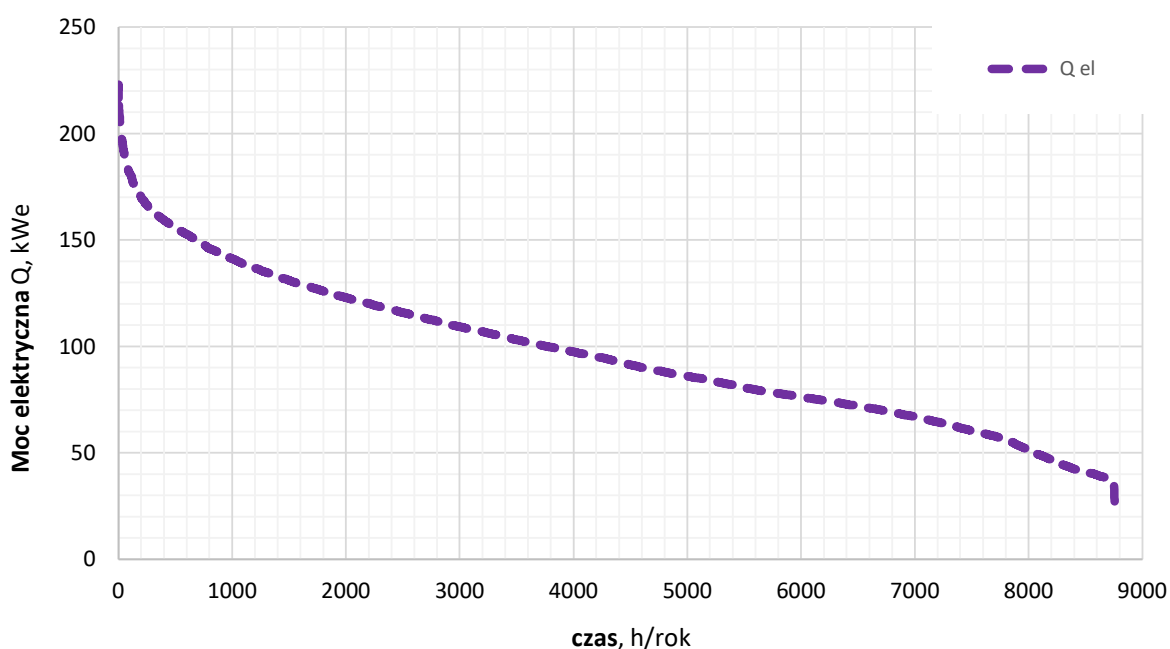


Rys. 5.21 Rozproszony profil zapotrzebowania na energię elektryczną w miesiącu lipcu 2022 w poszczególnych godzinach

Na podstawie przeprowadzonej analizy danych archiwalnych pochodzących z roku 2021 sporządzono uporządkowany wykres zapotrzebowania na moc elektryczną występującą w ciągu całego roku.

Wyznaczona na podstawie analizy wartość maksymalnego zapotrzebowania na moc elektryczną oraz roczne zużycie energii elektrycznej przedstawiono w poniższej tabeli. Ponadto dla potrzeb dalszych analiz techniczno-ekonomicznych opracowany został uporządkowany wykres zapotrzebowania na moc elektryczną (Rys. 5.22).

Maksymalne zapotrzebowanie na moc elektryczną [kWe]	220
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną [kWh/rok]	847 087



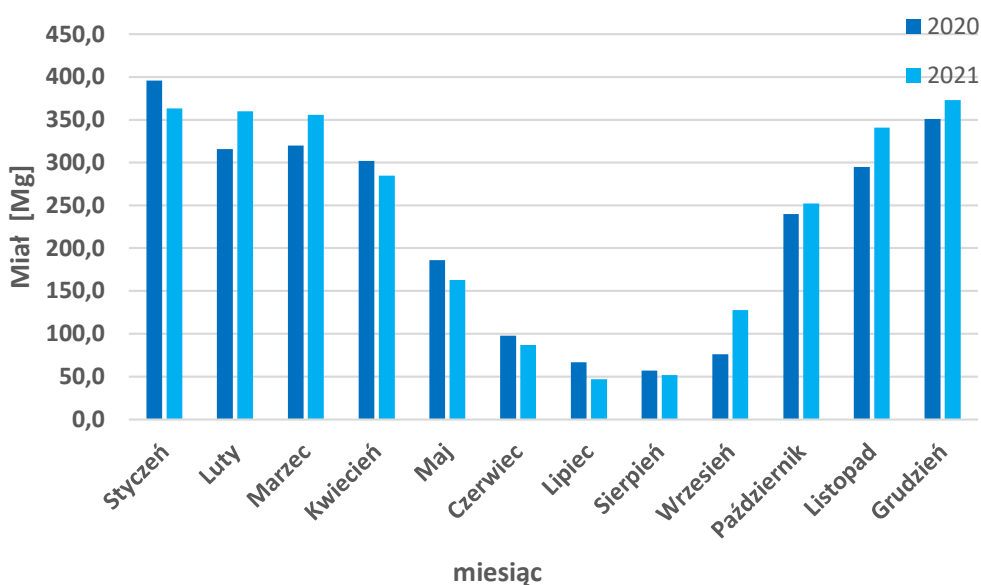
Rys. 5.22 Wykres zapotrzebowania na moc elektryczną budynków kompleksu szpitalnego w Branicach

5.2.2. Bilans zapotrzebowania na ciepło

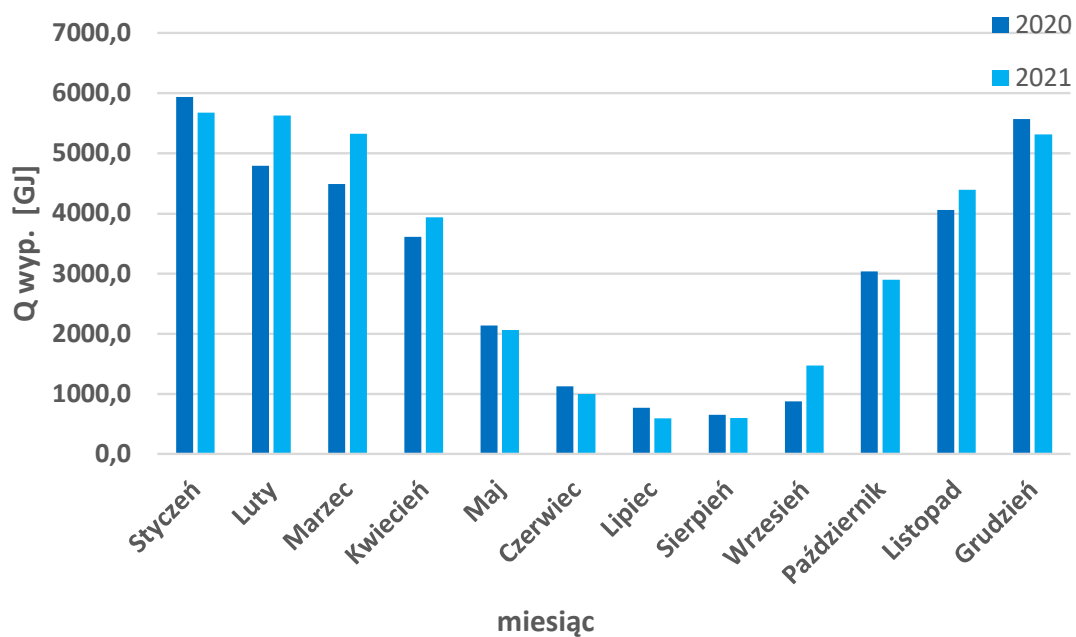
Analiza zużycia ciepła dla potrzeb kompleksu budynków szpitala została przeprowadzona na podstawie udostępnionych przez Zamawiającego danych pomiarowych obejmujących okres dwóch pełnych ostatnich lat 2020 – 2021.

Dla potrzeb pokrycia zapotrzebowania na cele centralnego ogrzewania oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej wykorzystywana jest kotłownia znajdująca się na terenie kompleksu szpitalnego. Przesyłanie ciepła z kotłowni do poszczególnych budynków odbywa się za pomocą sieci ciepłowniczej. Odbiór ciepła w poszczególnych budynkach należących do szpitala odbywa się poprzez dwufunkcyjne węzły cieplne.

Na Rys. 5.23 - Rys. 5.24 przedstawiono zużycie mialu węgla kamiennego oraz całkowitą produkcję ciepła w latach 2020 - 2021. Maksymalna miesięczna produkcja ciepła wynosi ok. 6.000 GJ w miesiącu styczniu 2020. Minimalne zużycie ciepła występowało w miesiącach letnich i było na poziomie 600 GJ/m-c.

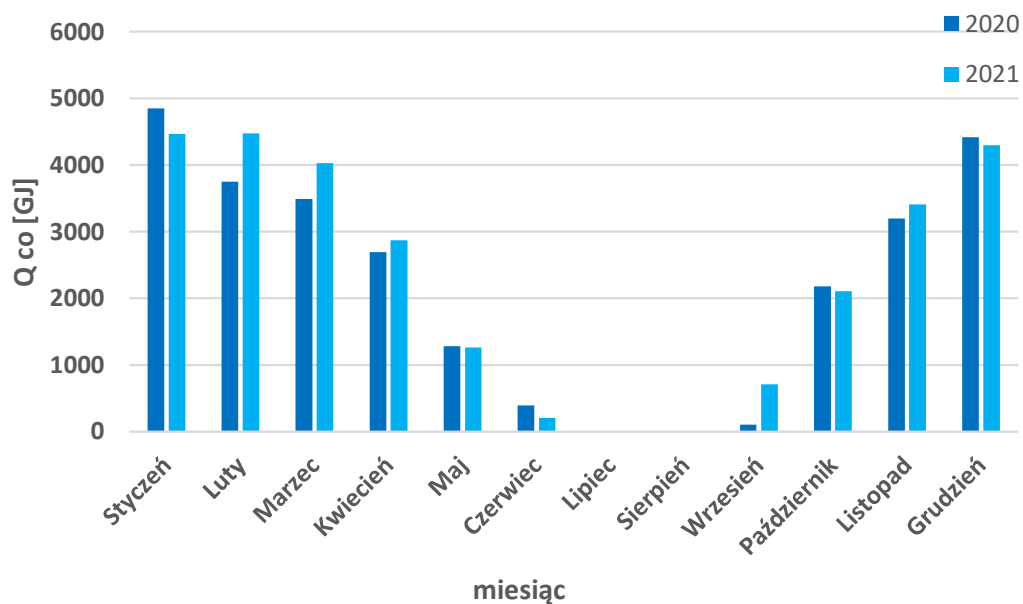


Rys. 5.23 Zużycie mialu węgla w latach 2020 - 2021

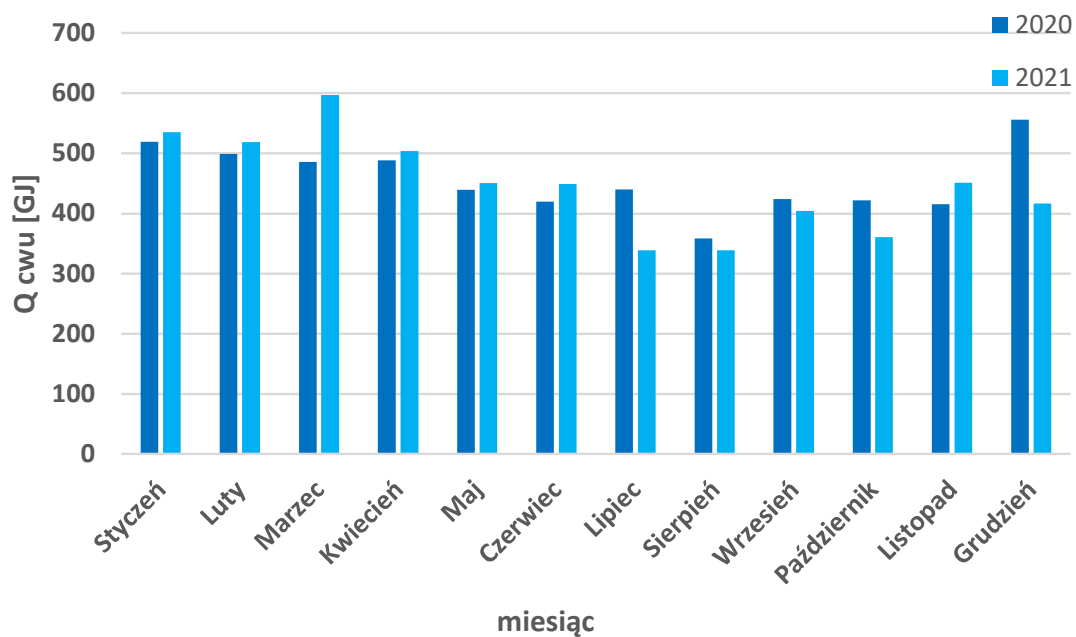


Rys. 5.24 Produkcja ciepła w latach 2020 - 2021

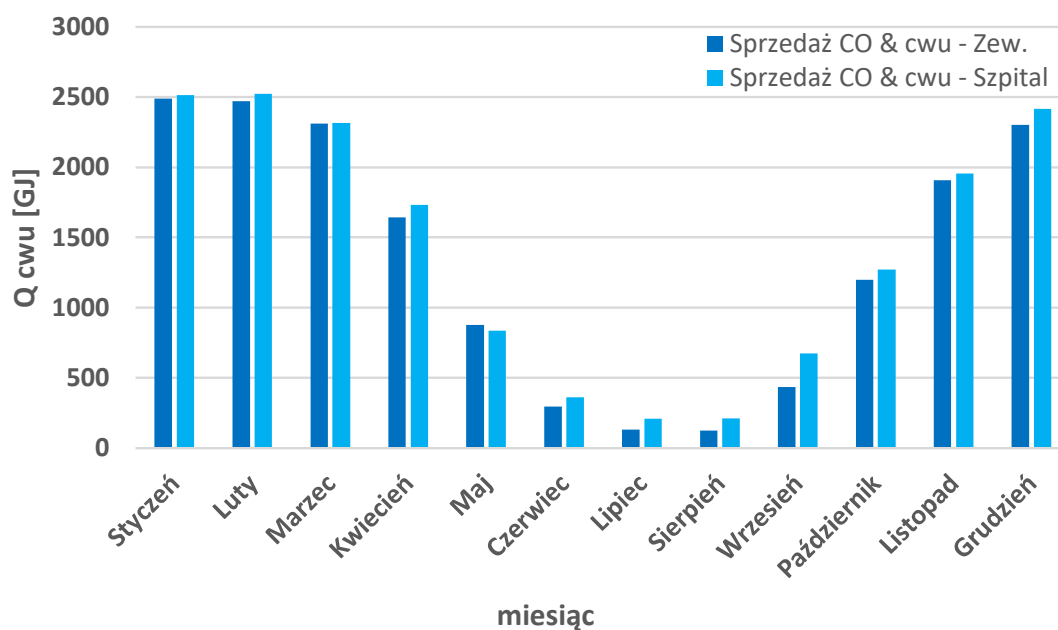
Na Rys. 5.25 - Rys. 5.28 przedstawiono energię ciepłą sprzedaną na potrzeby c.o. oraz c.w.u.



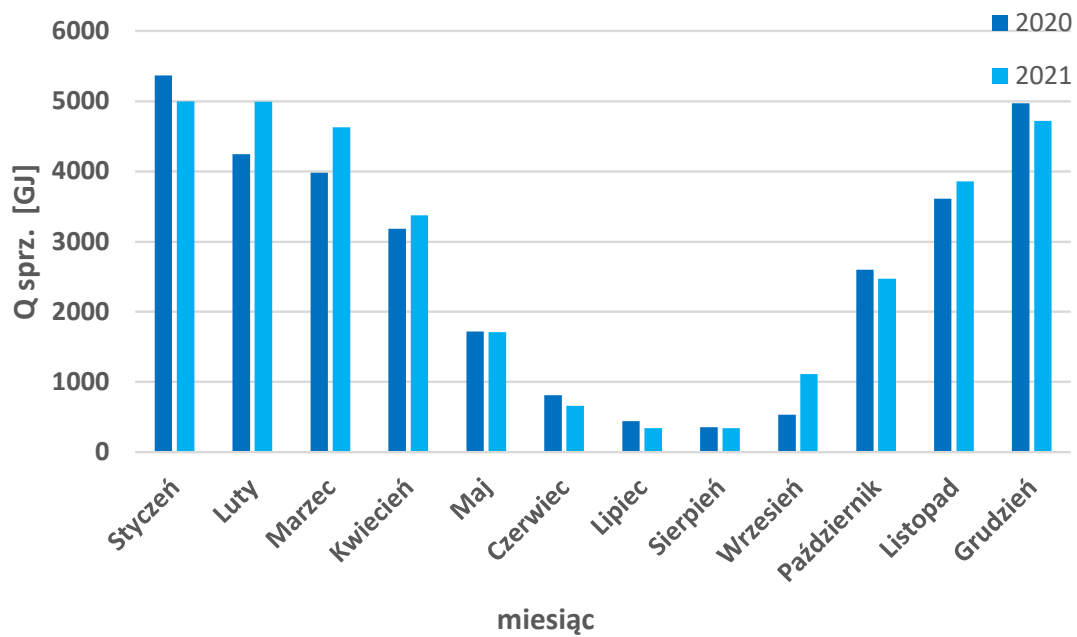
Rys. 5.25 Ciepło sprzedane na potrzeby c.o. w latach 2020 - 2021



Rys. 5.26 Ciepło sprzedane na potrzeby c.w.u. w latach 2020 – 2021

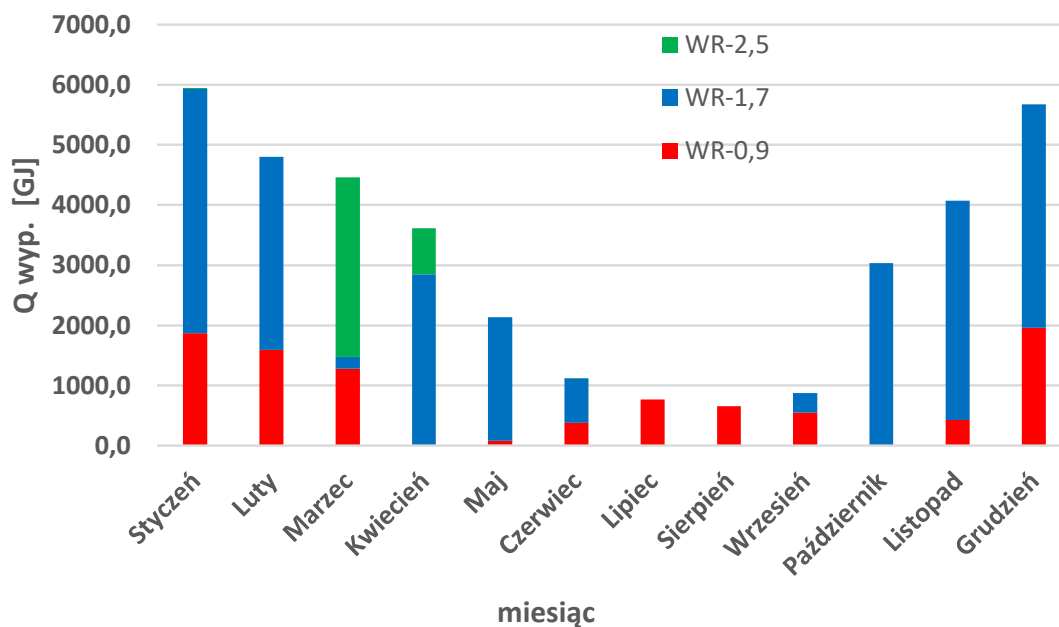


Rys. 5.27 Podział sprzedanego ciepła na potrzeby zewnętrzne i szpital c.o. + c.w.u. w 2020 roku

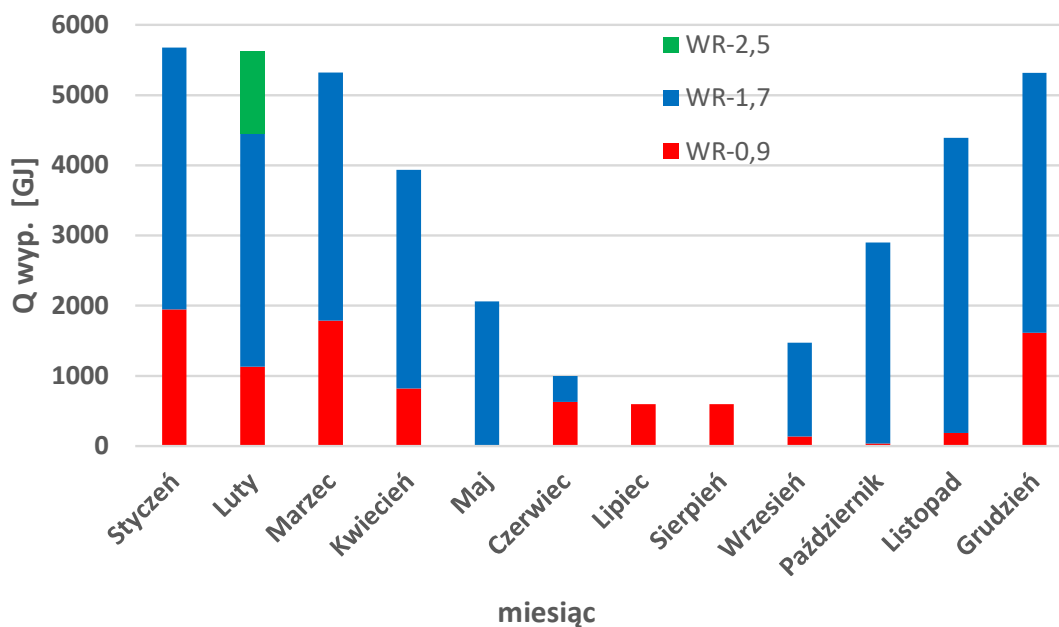


Rys. 5.28 Ciepło sprzedane na potrzeby c.o. + c.w.u. w latach 2020 - 2021

Na Rys. 5.29 - Rys. 5.30 przedstawiono produkcję ciepła z poszczególnych źródeł ciepła. Można zauważyć, że dwa najmniejsze kotły ciepłe pracują przez cały rok, a największe źródło ciepła jakim jest kocioł WR-2,5 pracuje głównie w okresie zimowym.

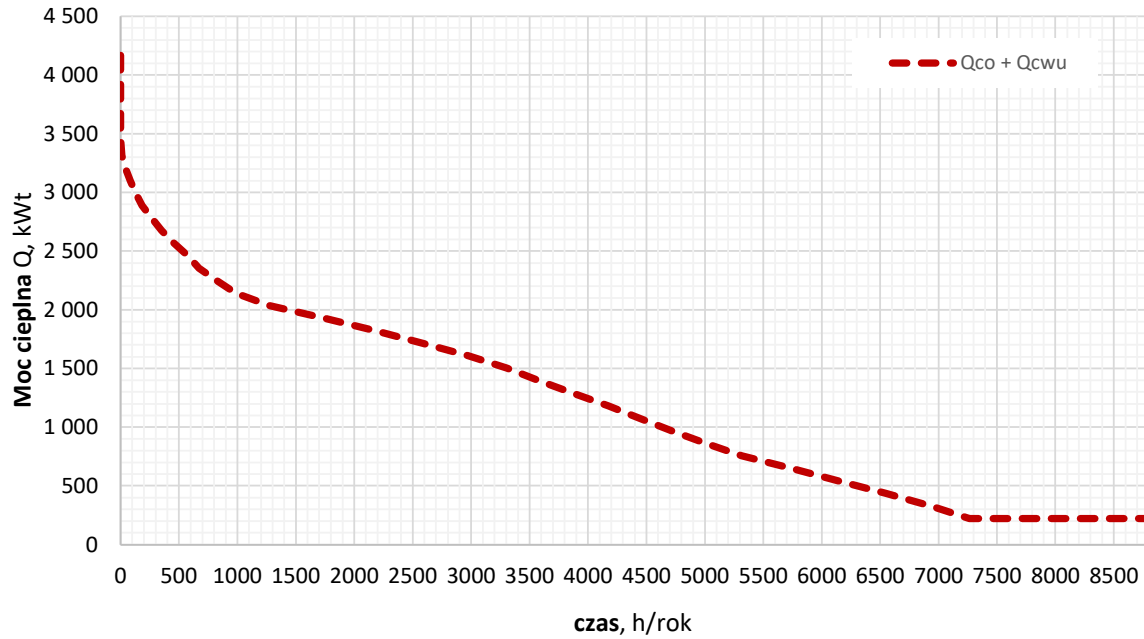


Rys. 5.29 Produkcja ciepła przez poszczególne kotły w 2020 roku



Rys. 5.30 Produkcja ciepła przez poszczególne kotły w 2021 roku

Na Rys. 5.31 przedstawiono uporządkowany wykres zapotrzebowania na łączną moc cieplną niezbędną do ogrzewania budynków Specjalistycznego Szpitala im. Ks. Bp. Józefa Nathana w Branicach.



Rys. 5.31 Zapotrzebowanie na moc cieplną kompleksu budynków Specjalistycznego Szpitala w Branicach

6. PROPONOWANE KONCEPCJE PRZEBUDOWY SYSTEMU CIEPŁOWNICZEGO

Na podstawie przeprowadzonej analizy danych i wniosków z niej płynących oraz charakterystyki zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło, uwarunkowania lokale, dostępność nośników energii a także możliwości pozyskania OZE zaproponowano poniżej 5 wariantów zmiany istniejącego systemu zaopatrzenia w ciepło sieci ciepłowniczej szpitala.

Wykaz analizowanych wariantów

- W-B** wariant bazowy, inaczej wariant odniesienia – nie uwzględnia zmian w technologii pozyskania ciepła i energii elektrycznej w systemie ciepłowniczym szpitala.
- W-0** wariant z zabudową **instalacji fotowoltaicznej** o mocy **366 kWp**. W wariantcie tym zakłada się zabudowę instalacji fotowoltaicznej na dachu budynku kotłowni, istniejącej wiaty oraz nad parkingiem samochodowym z wykorzystaniem projektowanej konstrukcji i zadaszenia terenu parkingu.
- W-1** wariant z zabudową **instalacji fotowoltaicznej** o mocy **366 kWp** oraz dodatkowo kaskady **Pomp Ciepła** typu powietrze/woda i woda/woda o mocy całkowitej **220 kWt**. W wariantcie tym zakładana jest praca pomp ciepła jako źródła podstawowego.
- W-2** wariant z zabudową **instalacji fotowoltaicznej** o mocy **366 kWt** oraz dodatkowo zabudowy kaskady **Pomp Ciepła** typu powietrze/woda i woda/woda o mocy całkowitej **622 kWt**. W wariantcie tym zakładana jest praca pomp ciepła jako źródła podstawowego.
- W-3** wariant z zabudową **instalacji fotowoltaicznej** o mocy **366 kWp**, zabudowy kaskady **pomp ciepła** typu powietrze/woda i woda/woda o mocy całkowitej **220 kWt** wraz z zabudową agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej **50 kWe** i cieplnej **100 kWt**. W wariantcie tym zakładana jest praca w podstawie pomp ciepła oraz w przypadku zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną również agregatu kogeneracyjnego.
- W-4** wariant z zabudową **instalacji fotowoltaicznej** o mocy **366 kWp**, zabudowy kaskady **pomp ciepła** typu powietrze/woda i woda/woda o łącznej mocy całkowitej **622 kWt** wraz z zabudową agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej **50 kWe** i cieplnej **100 kWt**. W tym wariantcie zakładana jest praca w podstawie instalacji fotowoltaicznej oraz agregatu kogeneracyjnego.
- W-5** wariant z zabudową **instalacji fotowoltaicznej** o mocy **499 kWp**, zabudowy dwóch odrębnych kaskad **pomp ciepła** typu powietrze/woda i woda/woda o łącznej mocy całkowitej $2 \times 622 \text{ kWt} = 1\,244 \text{ kWt}$ wraz z zabudową 2x agregatów kogeneracyjnych o mocy elektrycznej $2 \times 50 \text{ kWe} = 100 \text{ kWe}$ i cieplnej $2 \times 100 = 200 \text{ kWt}$. W tym wariantcie zakładana jest praca w podstawie instalacji fotowoltaicznej oraz agregatu kogeneracyjnego.

7. ANALIZA TECHNICZNO-EKONOMICZNA ROZPATRYWANYCH WARIANTÓW

7.1. Założenia i uproszczenia analizy

Dla potrzeb analizy techniczno-ekonomicznej poniżej przedstawiono najważniejsze z przyjętych założeń i uproszczeń.

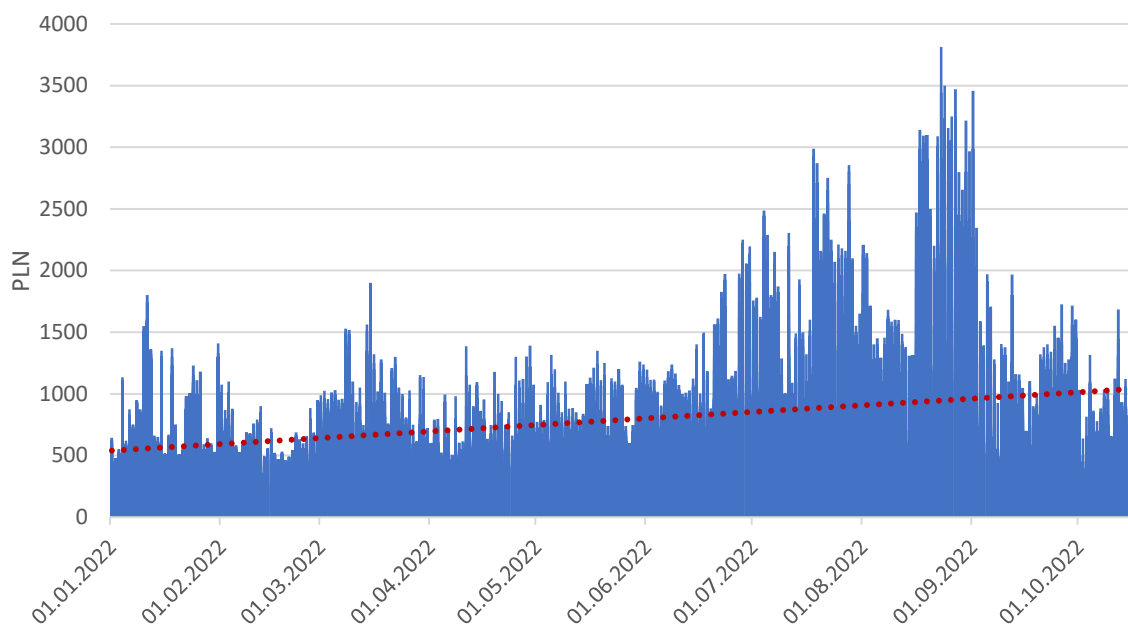
7.1.1. Przyjęte dane

W obliczeniach przedstawionych w analizie techniczno-ekonomicznej przyjęto ceny, sprawności i inne parametry jak w Tab. 7.1.

Tab. 7.1 Założenia przyjęte do obliczeń

Cena zakupu gazu LPG	2,51	[zł/dm³]
Cena energii elektrycznej (średnia)	789,49	[zł/MWh]
Cena paliwa węglowego	1 626	[zł/Mg]
Wartość opałowa gazu LPG	0,046	[GJ/kg]
Sprawność istniejących kotłów węglowych	56,9	[%]
Sprawność silników gazowych	104,9	[%]
Sprawność pompy ciepła o mocy 220 kWt	2,92	COP
Sprawność pompy ciepła o mocy 622 kWt	3,09	COP

Na Rys. 7.1 przedstawiono zmieniającą się cenę energii elektrycznej na TGE na przestrzeni 2022 roku. Do obliczeń przyjęto średnią cenę na poziomie 790 zł/MWh.



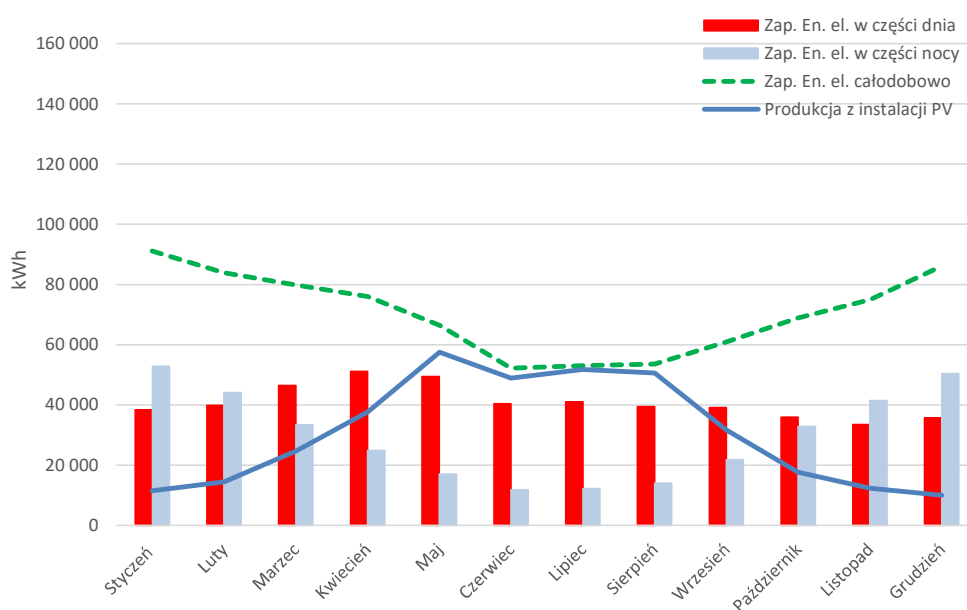
Rys. 7.1 Cena energii elektrycznej w 2022r. na TGE

7.2. Wariant W – 0 (instalacja PV dla W-1 do W-5)

Wariant W-0 zakłada zabudowę instalacji fotowoltaicznej (PV) o sumarycznej mocy **366 kWp**. Przedstawiony wariant zabudowy instalacji fotowoltaicznej nie pozwala na całkowite pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną.

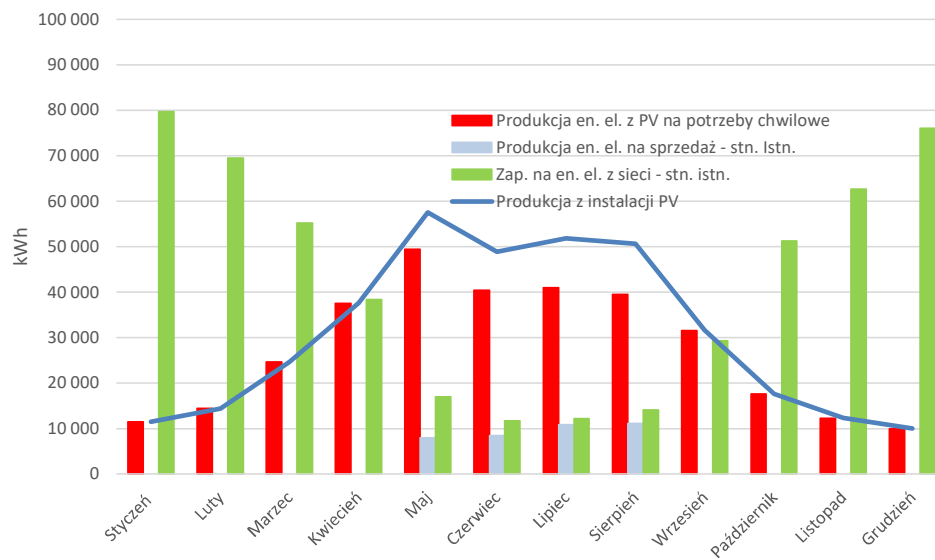
W tym wariantcie zakłada się zabudowę instalacji fotowoltaicznej na dachu budynku kotłowni, dachu istniejącej wiaty oraz na dachu projektowanego zadaszania parkingu.

Na Rys. 7.2 przedstawiono zależność produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej w odniesieniu do zapotrzebowania na energię elektryczną Szpitala w przypadku analizy danych z 2021 r.



Rys. 7.2 Zależność produkcji en. el. z inst. PV

Na Rys. 7.3 przedstawiono zależność wykorzystania energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej z uwzględnieniem planowanej inwestycji w przypadku analizy danych z 2021 r.



Rys. 7.3 Zależność produkcji en. el. z inst. PV

Charakterystykę oraz wielkość produkcji energii elektrycznej w instalacji fotowoltaicznej w poszczególnych miesiącach przedstawia Tab. 7.2 i Tab. 7.3.

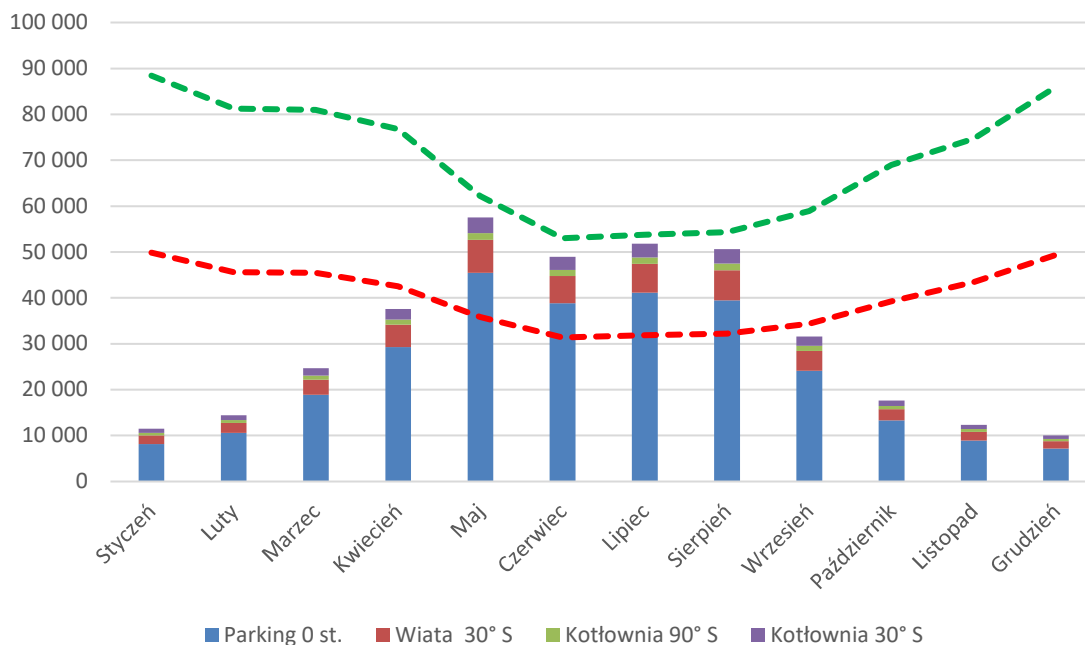
Tab. 7.2 Zestawienie danych PV

Ilość	Miejsce zabudowy instalacji fotowoltaicznej				SUMA	Jednostka
	Parking	Wiata	Kotłownia	Kotłownia		
	640	98	29	47	814	szt.
Moc	288	44	13	21	366	kWp
Kąt nachylenia	0	30	90	30	-	°
Kierunek	Północ	Południe (S)	Południe (S)	Południe (S)	-	-

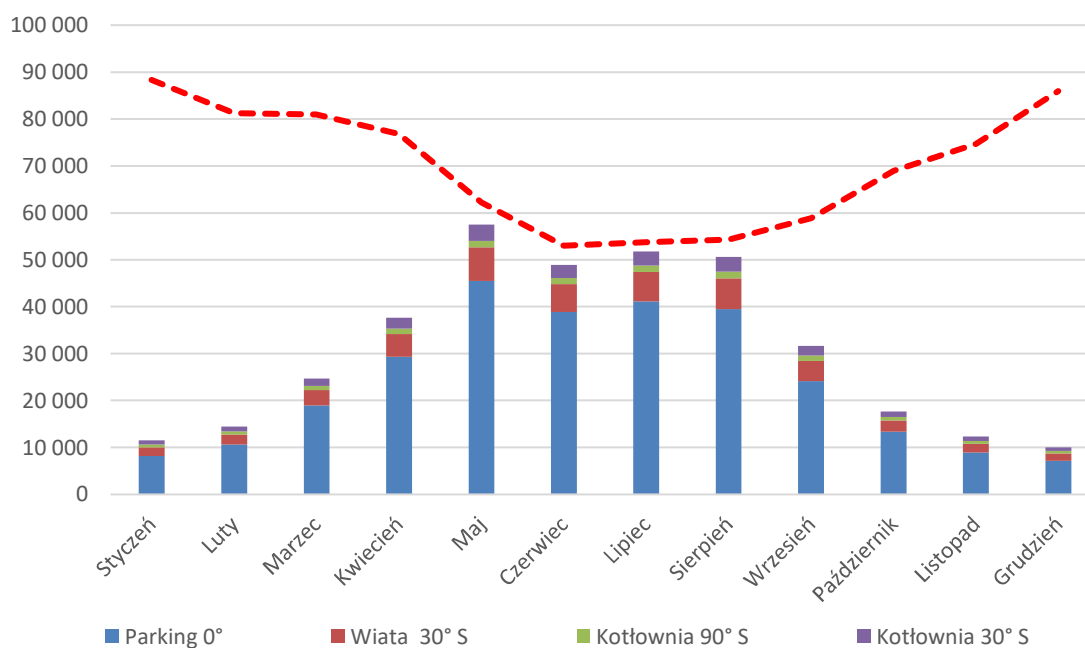
Tab. 7.3 Produkcja en. el. z PV

Miesiąc	Miejsce zabudowy instalacji fotowoltaicznej				SUMA	Jednostka
	Parking	Wiata	Kotłownia	Kotłownia		
Styczeń	8 160	1 828	620	877	11 484	kWh / msc.
Luty	10 595	2 139	662	1 026	14 422	
Marzec	18 908	3 273	908	1 570	24 659	
Kwiecień	29 288	4 832	1 156	2 318	37 594	
Maj	45 465	7 181	1 430	3 444	57 519	
Czerwiec	38 837	5 923	1 312	2 841	48 914	
Lipiec	41 116	6 308	1 375	3 025	51 824	
Sierpień	39 455	6 568	1 454	3 150	50 628	
Wrzesień	24 132	4 292	1 115	2 058	31 597	
Październik	13 313	2 428	721	1 164	17 626	
Listopad	8 894	1 881	618	902	12 294	
Grudzień	7 164	1 564	536	750	10 013	
Razem					368 575	kWh /rok

Na Rys. 7.4 i Rys. 7.5 przedstawiono ilustrację produkcji energii elektrycznej w poszczególnych lokalizacjach przeznaczonych pod zabudowę instalacji fotowoltaicznej przy założeniu zapotrzebowania w ciągu dnia i nocy oraz całodobowego na przestrzeni minionych lat 2021 i 2022.



Rys. 7.4 Produkcja z instalacji fotowoltaicznej wg. lokalizacji zabudowy – zap. dzień i noc



Rys. 7.5 Produkcja z instalacji fotowoltaicznej wg. lokalizacji zabudowy – zap. całodobowe

7.3. Wariant W – 1

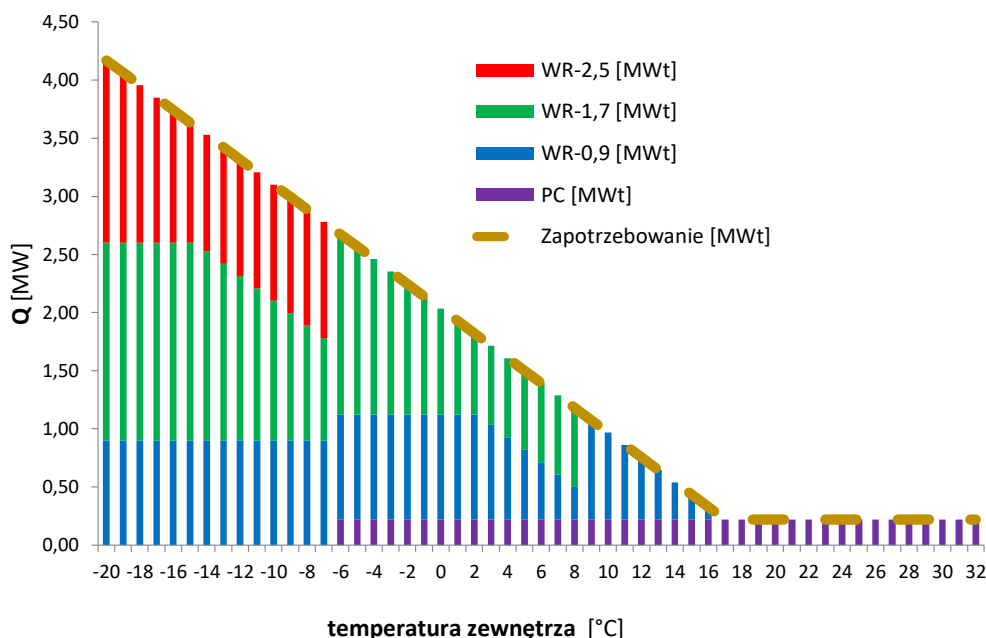
Wariant W-1 zakłada zabudowę instalacji fotowoltaicznej o mocy **366 kWp** oraz dodatkowo zabudowę kaskady pomp ciepła typu powietrze/woda i woda/woda o mocy całkowitej **220 kWt**.

W Tab. 7.4 przedstawiono konfigurację źródeł ciepła. W takim układzie pompa ciepła będzie pracować jako podstawowe źródło ciepła przez większą część roku (do temp. ok. -6°C), z wyłączeniem w okresie najniższych temperatur. Kocioł WR-2,5 jest kotłem szczytowym i pokrywa tylko 2,7% zapotrzebowania na ciepło.

Tab. 7.4 konfiguracja źródeł ciepła

Źródło	Moc	Produkcja	Udział produkcji
	MW	GJ/rok	%
Kocioł wodny 0,9 (WR-0,9)	0,9	15 553,1	43,4
Kocioł wodny 1,7 (WR-1,7)	1,7	12 537,80	35,0
Kocioł wodny 2,9 (WR-2,5)	2,5	964,8	2,7
Pompa ciepła (PC)	0,22	6 756,2	18,9

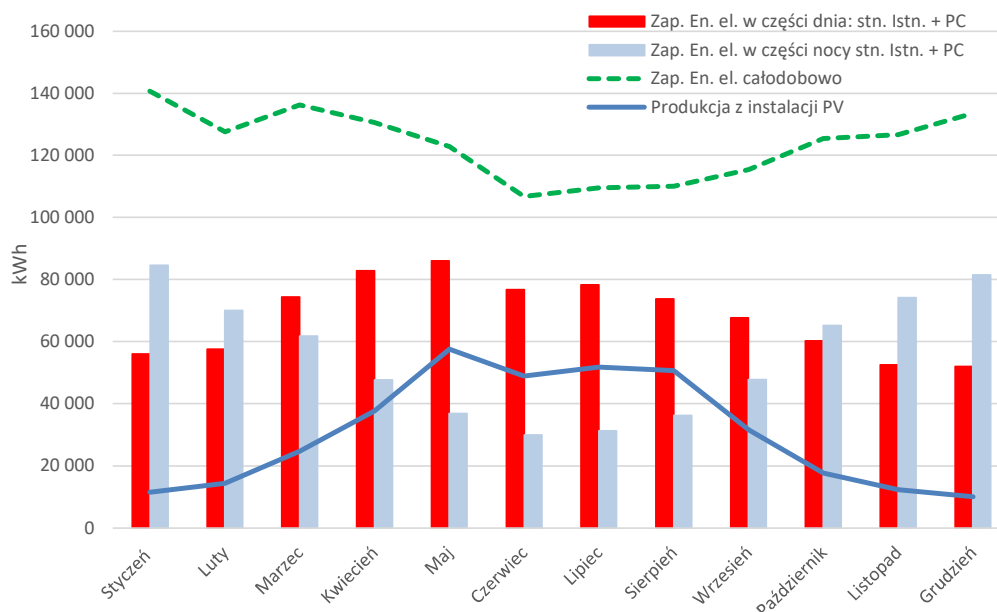
Na Rys. 7.6 przedstawiono harmonogram pracy poszczególnych źródeł ciepła. Pompa ciepła pracuje w podstawie. W okresie letnim pompa ciepła będzie pokrywać całkowite zapotrzebowanie na ciepło. Kocioł WR-2,5 będzie pracować jako źródło szczytowe w okresach najniższych temperatur od ok. -6°C .



Rys. 7.6 Harmonogram pracy źródeł ciepła – Wariant W-1

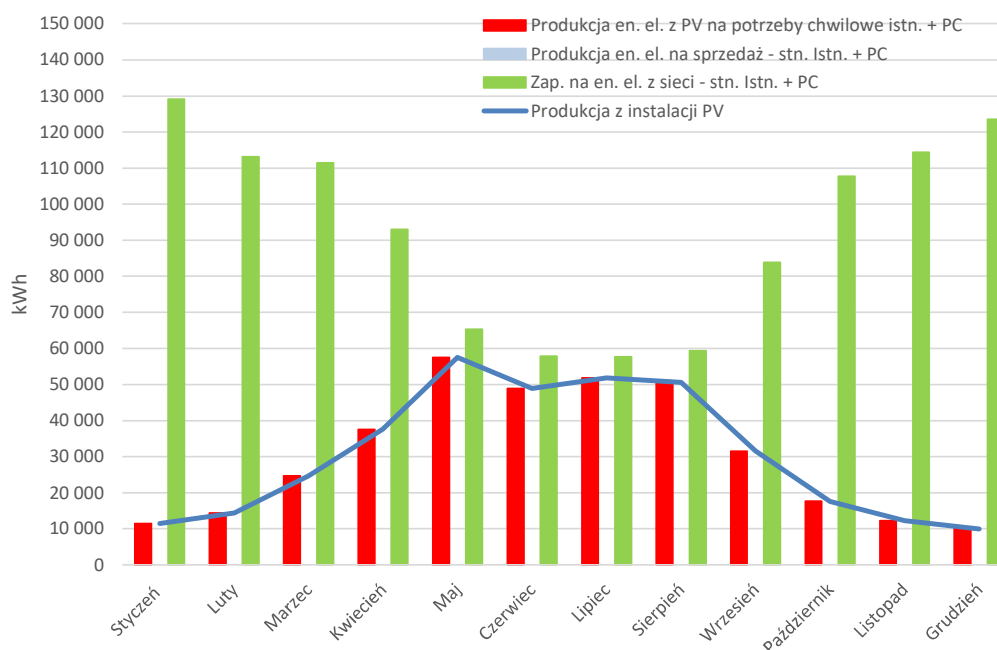
Przedstawiony wariant pozwala na całkowite pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną wytworzoną przez instalację fotowoltaiczną występujące w części dnia. Niedobór energii elektrycznej będzie zaspokajany poprzez zakup z sieci elektroenergetycznej.

Na Rys. 7.7 przedstawiono zależność określającą prognozowaną produkcję energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej i pompy ciepła w odniesieniu do zapotrzebowania na energię elektryczną budynków Szpitala.



Rys. 7.7 Zależność produkcji en. el. z inst. PV i pompy ciepła

Na Rys. 7.8 przedstawiono zależność opisującą prognozowane wykorzystanie energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej i pompy ciepła z uwzględnieniem wskaźników oceny inwestycji.



Rys. 7.8 Zależność produkcji en. el. z inst. PV i pompy ciepła

7.4. Wariant W – 2

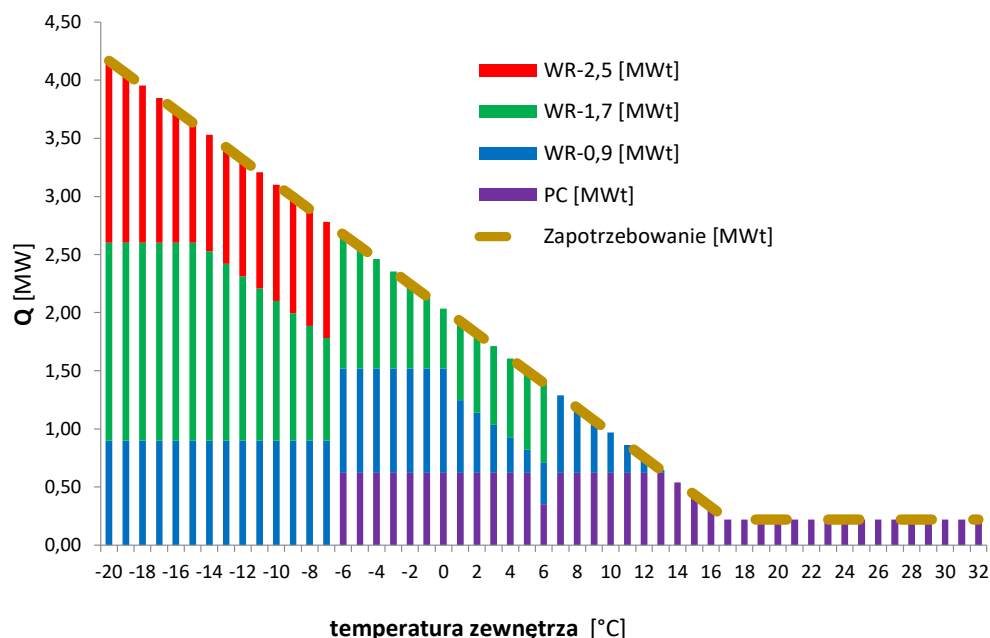
Wariant W-2 zakłada budowę instalacji fotowoltaicznej o mocy **366 kWp** oraz budowę kaskady pomp ciepła typu powietrze/woda i woda/woda o mocy całkowitej **622 kWt**.

W Tab. 7.5 przedstawiono proponowaną konfigurację źródeł ciepła po rozbudowie. Pompa ciepła będzie pracować jako podstawowe źródło ciepła przez większą część roku (do temp. ok. -6°C), z wyłączeniem w okresie najniższych temperatur. Kocioł węglowy WR-2,5 będzie kotłem szczytowym o szacowanym poziomie produkcji na poziomie ca 2,7% zapotrzebowania na ciepło.

Tab. 7.5 konfiguracja źródeł ciepła

Lp.	Źródło	Moc	Produkcja	Udział produkcji
		MW	GJ/rok	%
1.	Kocioł wodny 0,9 (WR-0,9)	0,90	10 136,4	28,3
2.	Kocioł wodny 1,7 (WR-1,7)	1,70	9 404,3	26,3
3.	Kocioł wodny 2,9 (WR-2,5)	2,50	964,8	2,7
4.	Pompa ciepła 0,622 (PC)	0,622	15 306,5	42,7

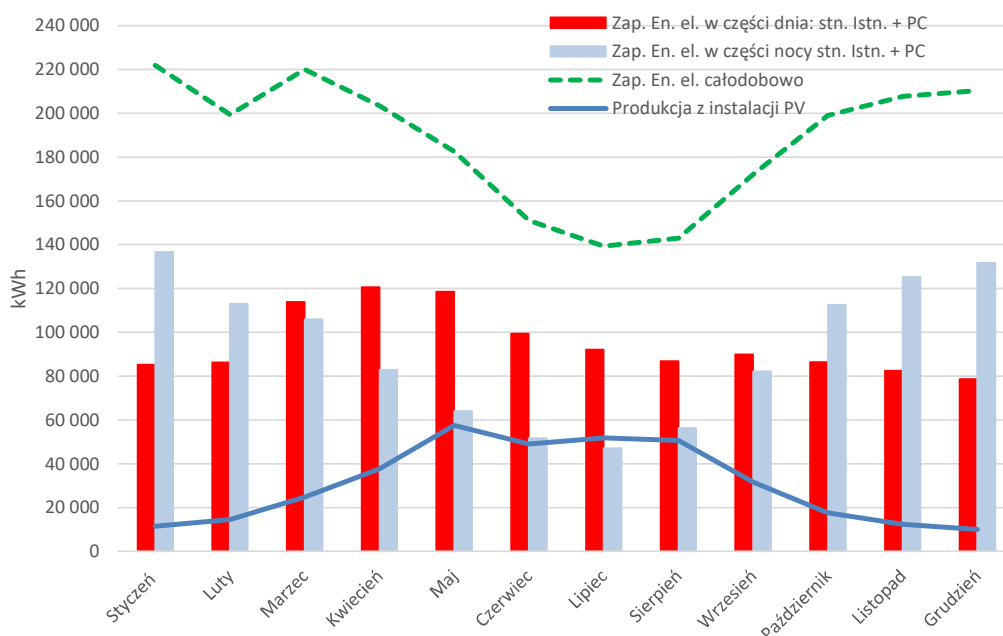
Na Rys. 7.9 przedstawiono harmonogram pracy źródeł ciepła, który zakłada pracę pompy ciepła w podstawie. W okresie letnim pompa ciepła będzie pokrywać całkowite zapotrzebowanie na ciepło. Kocioł WR-2,5 będzie pracować jako źródło szczytowe w okresach najniższych temperatur od ok. -6°C .



Rys. 7.9 Harmonogram pracy źródeł ciepła – Wariant W-2

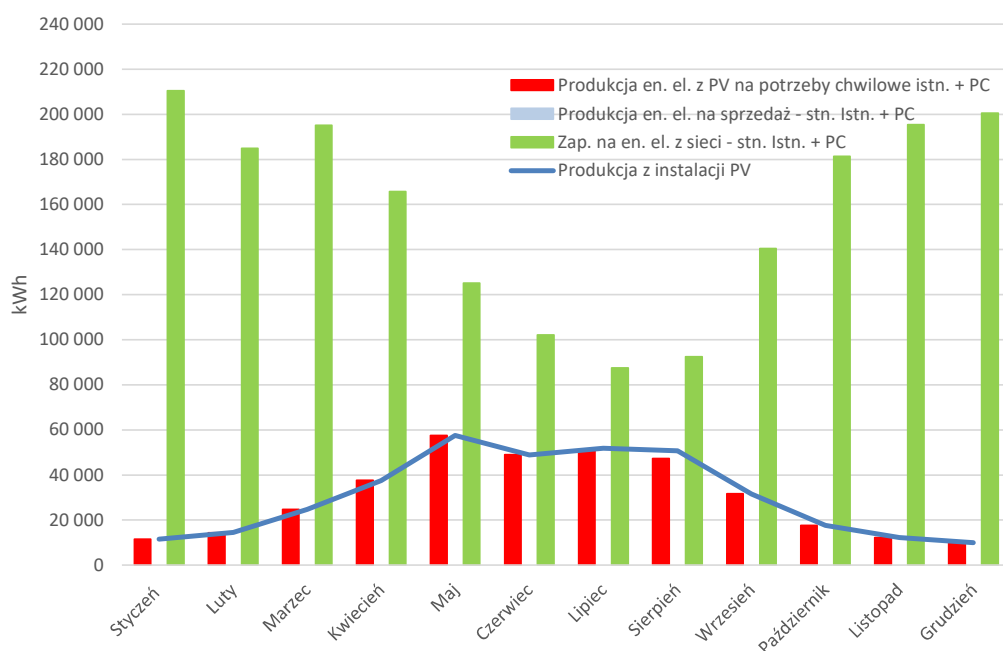
Przedstawiony wariant pozwala na całkowite zaspokojenie zapotrzebowania na energię elektryczną wytworzoną przez instalację fotowoltaiczną. Niedobór energii elektrycznej będzie pozyskiwany poprzez zakup z sieci elektroenergetycznej.

Na Rys. 7.10 przedstawiono zależność produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej i ciepła w pompach ciepła w odniesieniu do zapotrzebowania na energię elektryczną Szpitala.



Rys. 7.10 Zależność produkcji en. el. z inst. PV i pompy ciepła

Na Rys. 7.11 przedstawiono zależność prognozowanego wykorzystania energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej do zasilania pomp ciepła z uwzględnieniem wskaźników oceny inwestycji.



Rys. 7.11 Zależność produkcji en. el. z inst. PV i pompy ciepła

7.5. Wariant W – 3

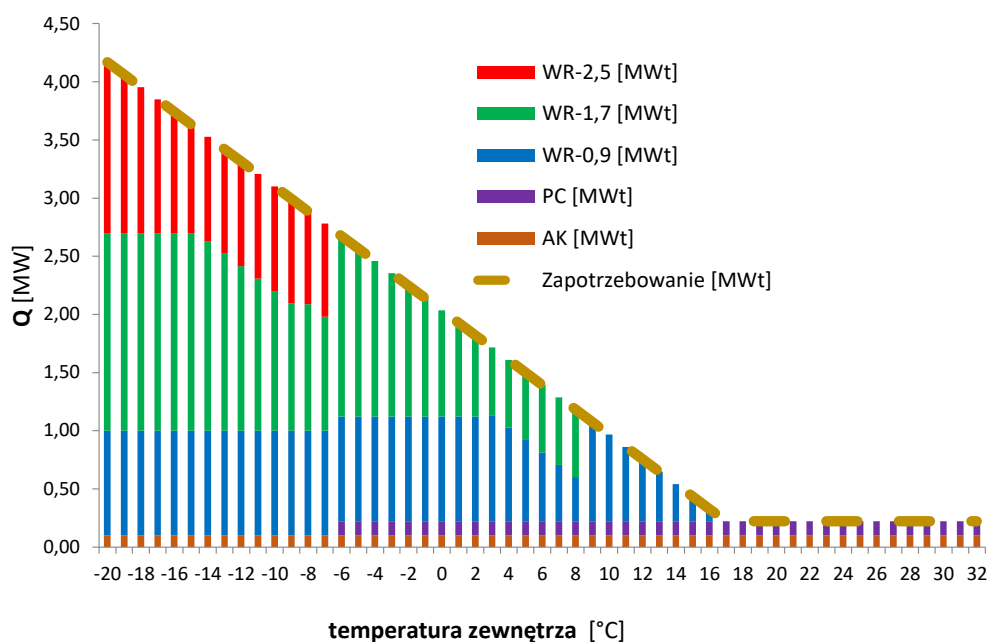
Wariant W-3 zakłada zabudowę instalacji fotowoltaicznej o mocy **366 kWp**, kaskady pomp ciepła typu powietrze/woda i woda/woda o mocy całkowitej **220 kWt** oraz zabudowę agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej **50 kWe** i cieplnej **100 kWt** zasilanego skroplonym gazem płynnym LPG. W wariantcie tym zakładana jest praca silnika gazowego na stałym poziomie przez cały rok.

W Tab. 7.6 przedstawiono konfigurację źródeł ciepła po rozbudowie. W takim układzie agregat kogeneracyjny będzie pracować jako podstawowe źródło ciepła przez okres całego roku. Kocioł WR-2,5 będzie kotłem szczytowym o prognozowanym udziale w produkcji na poziomie 2,3% zapotrzebowania na ciepło.

Tab. 7.6 konfiguracja źródeł ciepła

Lp.	Źródło	Moc	Produkcja	Udział produkcji
		MW	GJ/rok	%
1	Kocioł wodny 0,9 (WR-0,9)	0,900	16 271,0	45,4
2	Kocioł wodny 1,7 (WR-1,7)	1,700	11 869,3	33,2
3	Kocioł wodny 2,9 (WR-2,5)	2,500	819,0	2,3
4	Agregat kogeneracyjny 0,05 (AK)	0,100	3 153,6	8,8
5	Pompa ciepła 0,622 (PC)	0,220	3 699,1	10,3
6	RAZEM poz. 4 i 5 (AK) + (PC)		6 852,7	19,1

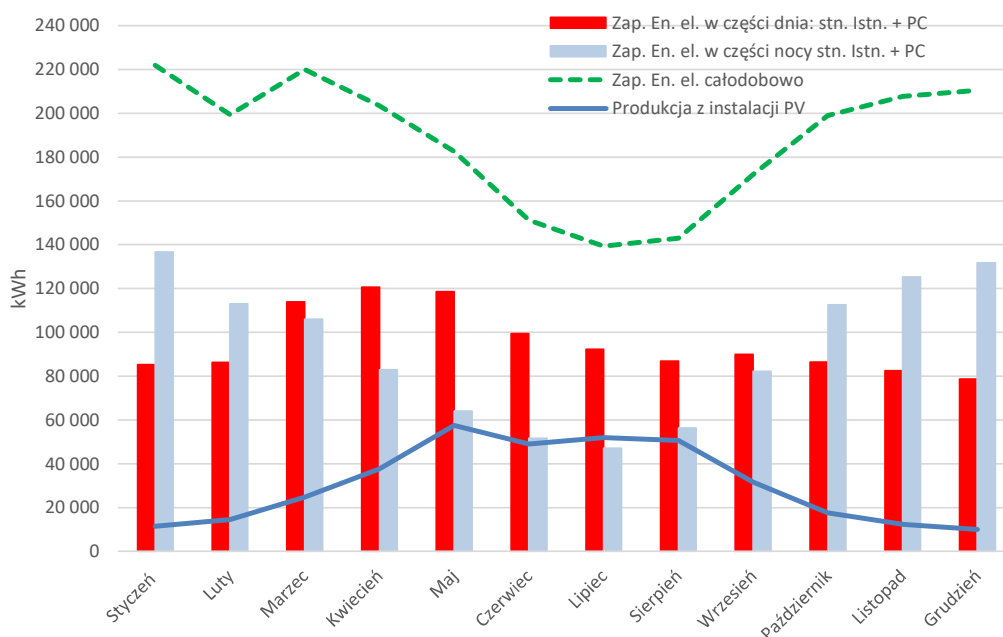
Na Rys. 7.12 przedstawiono harmonogram pracy źródeł ciepła, który zakłada pracę agregatu w podstawie. W okresie letnim agregat kogeneracyjny z pompą ciepła będzie pokrywać całkowite zapotrzebowanie na ciepło. Kocioł WR-2,5 będzie pracować jako źródło szczytowe w okresach najniższych temperatur od ok. -6 °C.



Rys. 7.12 Harmonogram pracy źródeł ciepła – Wariant W-3

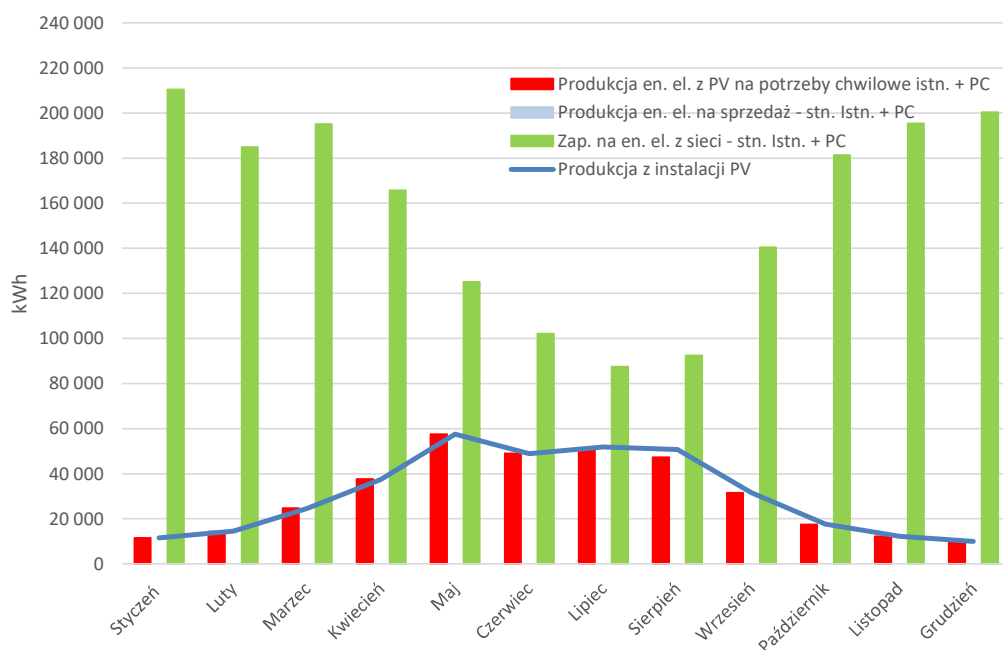
Przedstawiony wariant pozwala na całkowite zaspokajanie zapotrzebowania na energię elektryczną wytworzoną przez instalację fotowoltaiczną. Niedobór energii elektrycznej będzie pozyskiwany z sieci elektroenergetycznej.

Na Rys. 7.13 przedstawiono zależność prognozowanej produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej i pompy ciepła w odniesieniu do zapotrzebowania na energię elektryczną Szpitala.



Rys. 7.13 Zależność produkcji en. el. z inst. PV i pompy ciepła

Na Rys. 7.14 przedstawiono zależność prognozowanego wykorzystania energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej i pompy ciepła z uwzględnieniem wskaźników oceny inwestycji Szpitala.



Rys. 7.14 Zależność produkcji en. el. z inst. PV i pompy ciepła

7.6. Wariant W – 4

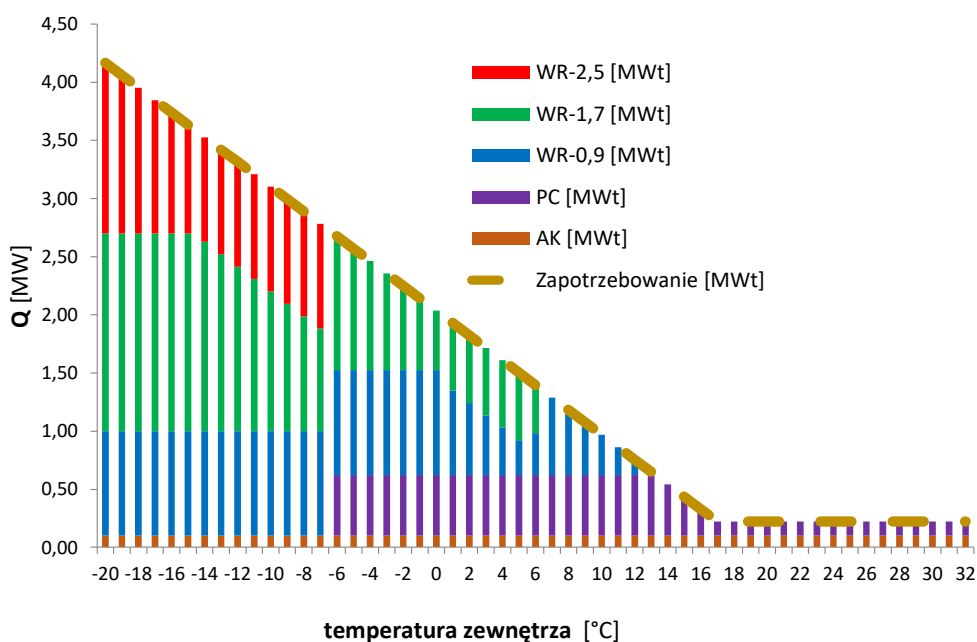
Wariant W-4 zakłada zabudowę instalacji fotowoltaicznej o mocy **366 kWp**, kaskady pomp ciepła typu powietrze/woda i woda/woda o mocy całkowitej **622 kWt** oraz zabudowę agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej **50 kWe** i cieplnej **100 kWt** zasilanego skroplonym gazem płynnym LPG. W wariantcie tym zakładana jest praca silnika gazowego na stałym poziomie przez cały rok.

W Tab. 7.7 przedstawiono konfigurację źródeł ciepła. W takim układzie agregat kogeneracyjny będzie pracował jako podstawowe źródło ciepła przez cały rok. Kocioł węglowy WR-2,5 będzie kotłem szczytowym o szacowanym poziomie udziału w produkcji ciepła ca 2,4% zapotrzebowania na ciepło.

Tab. 7.7 konfiguracja źródeł ciepła

Lp.	Źródło	Moc	Produkcja	Udział produkcji
		MW	GJ/rok	%
1.	Kocioł wodny 0,9 (WR-0,9)	0,900	10 867,2	30,3
2.	Kocioł wodny 1,7 (WR-1,7)	1,700	8 402,7	23,5
3.	Kocioł wodny 2,9 (WR-2,5)	2,500	868,3	2,4
4.	Agregat kogeneracyjny 0,05 (AK)	0,100	3 153,6	8,8
5.	Pompa ciepła 0,622 (PC)	0,622	12 520,2	35,0
6.	RAZEM poz. 4 i 5 (AK) + (PC)		15 673,8	43,8

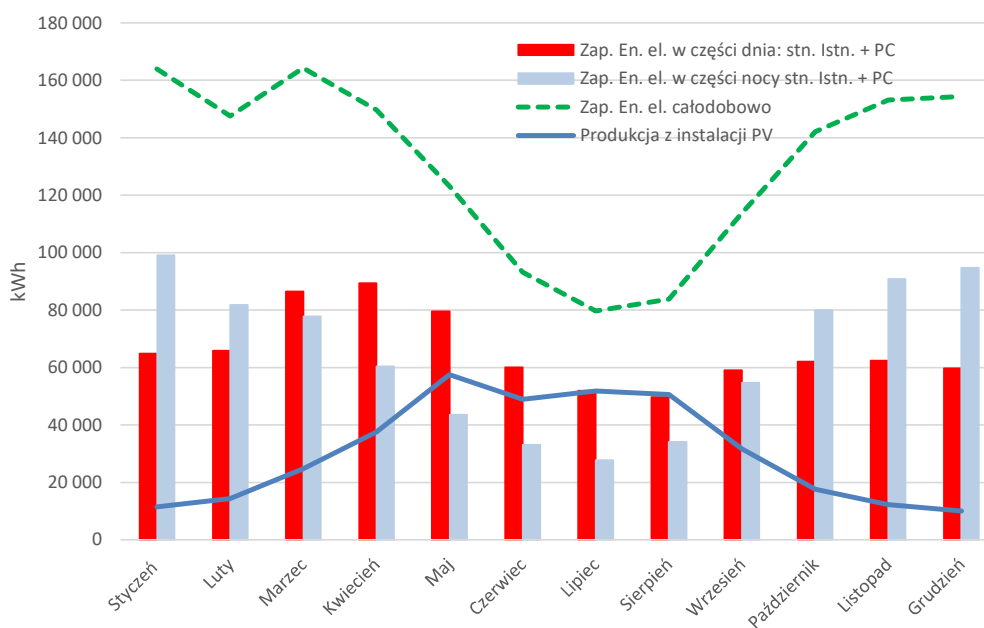
Na Rys. 7.15 przedstawiono harmonogram pracy poszczególnych źródeł ciepła, który zakłada pracę agregatu w podstawie. W okresie letnim agregat kogeneracyjny z pompą ciepła będzie pokrywać całkowite zapotrzebowanie na ciepło. Kocioł węglowy WR-2,5 będzie pracował jako źródło szczytowe w okresach najniższych temperatur od ok. -6 °C.



Rys. 7.15 Harmonogram pracy źródeł ciepła – Wariant W-4

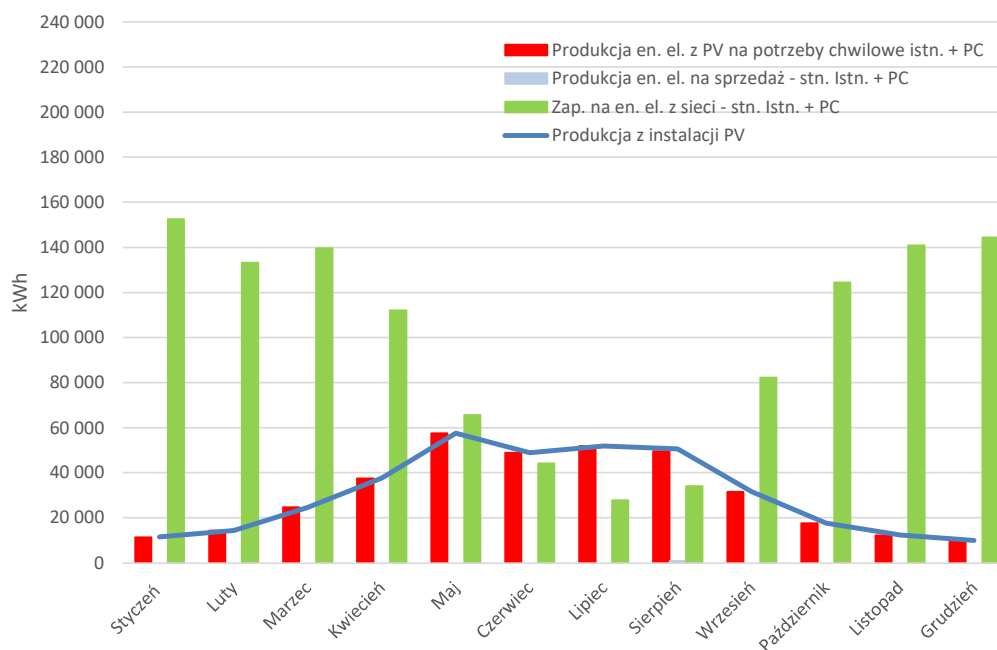
Przedstawiony wariant pozwala na całkowite pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną wytworzoną przez instalację fotowoltaiczną. Niedobór energii elektrycznej będzie pozyskiwany z sieci elektroenergetycznej.

Na Rys. 7.16 przedstawiono zależność prognozowanej produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej i pomp ciepła w odniesieniu do zapotrzebowania na energię elektryczną Szpitala.



Rys. 7.16 Zależność produkcji en. el. z inst. PV i pompy ciepła

Na Rys. 7.17 przedstawiono zależność prognozowanego wykorzystania energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej i pomp ciepła z uwzględnieniem wskaźników oceny inwestycji.



Rys. 7.17 Zależność produkcji en. el. z inst. PV i pompy ciepła

7.7. Wariant W – 5

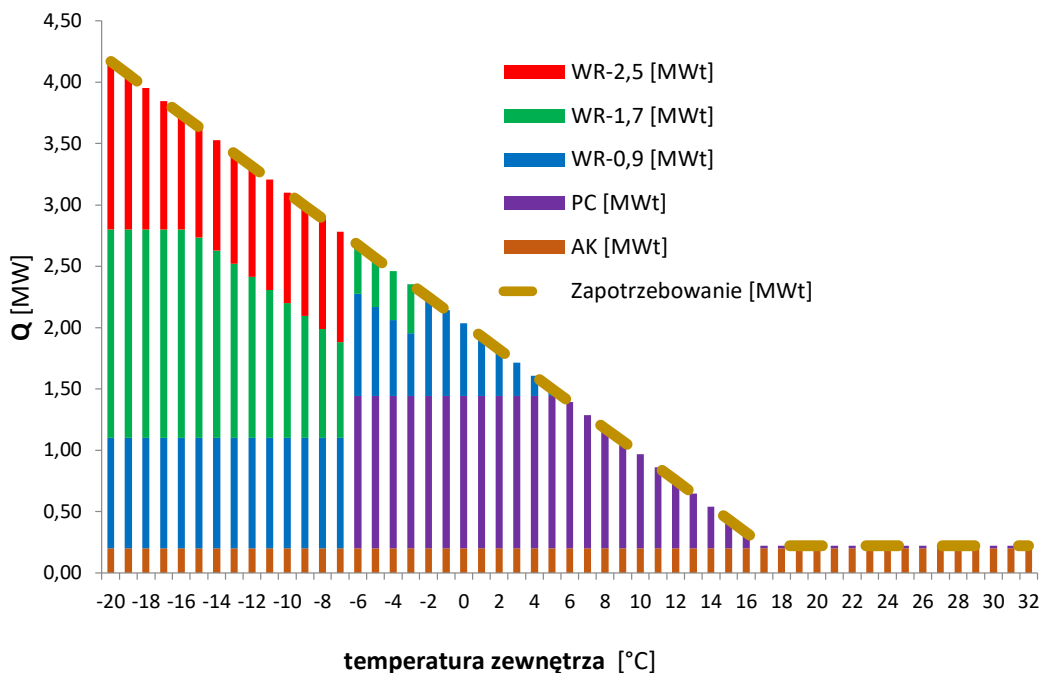
Wariant zakłada budowę instalacji fotowoltaicznej o mocy **499 kWp**, kaskady dwóch układów pomp ciepła typu powietrze/woda i woda/woda o łącznej mocy całkowitej $2 \times 622 \text{ kWt} = 1\,244 \text{ kWt}$ oraz budowę dwóch agregatów kogeneracyjnych o łącznej mocy elektrycznej $2 \times 50 = 100 \text{ kWe}$ i cieplnej $2 \times 100 \text{ kWt} = 200 \text{ kWt}$ zasilanych skroplonym gazem płynnym LPG. W wariantcie tym zakładana jest praca kogeneracyjnych silników gazowych na stałym zadanym poziomie przez cały rok.

W Tab. 7.7 przedstawiono konfigurację źródeł ciepła. W takim układzie agregaty kogeneracyjne będą pracować jako podstawowe źródła ciepła przez okres całego roku. Kocioł węglowy WR-2,5 będzie kotłem szczytowym o szacowanym poziomie udziału w produkcji ciepła na poziomie 2,4% zapotrzebowania na ciepło.

Tab. 7.8 konfiguracja źródeł ciepła

Lp.	Źródło	Moc	Produkcja	Udział produkcji
		MW	GJ/rok	%
1.	Kocioł wodny 0,9 (WR-0,9)	0,900	5 388,9	15,0
2.	Kocioł wodny 1,7 (WR-1,7)	1,700	1 507,0	4,2
3.	Kocioł wodny 2,9 (WR-2,5)	2,500	868,3	2,4
4.	Agregat kogeneracyjny (AK)	0,200	6 307,2	17,6
5.	Pompa ciepła (PC)	1,244	21 740,6	60,7
6.	RAZEM poz. 4 i 5 (AK) + (PC)		28 047,8	78,3

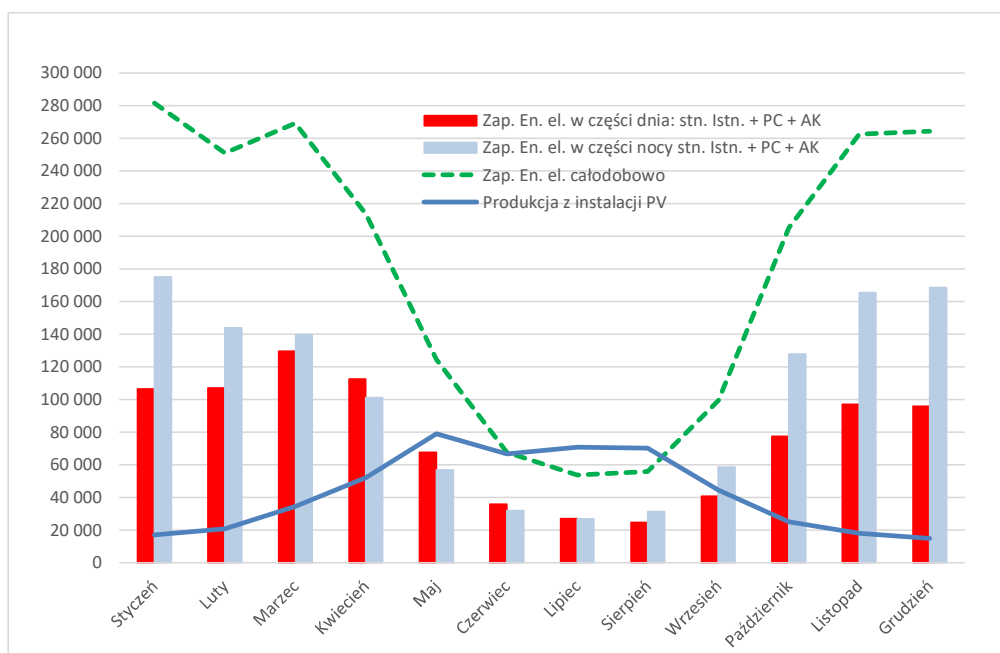
Na Rys. 7.15 przedstawiono harmonogram pracy poszczególnych źródeł wytwarzania ciepła, który zakłada pracę agregatów kogeneracyjnych w podstawie. W okresie letnim agregaty kogeneracyjne z pompami ciepła będą wytwarzać ciepło zaspokajające całkowite zapotrzebowanie na ciepło. Kocioł węglowy WR-2,5 będzie pracować jako źródło szczytowe w okresach najniższych temperatur od ok. $-6 \text{ }^\circ\text{C}$ i udziałem w produkcji ciepła na poziomie 2,4%.



Rys. 7.18 Harmonogram pracy źródeł ciepła – Wariant W-5

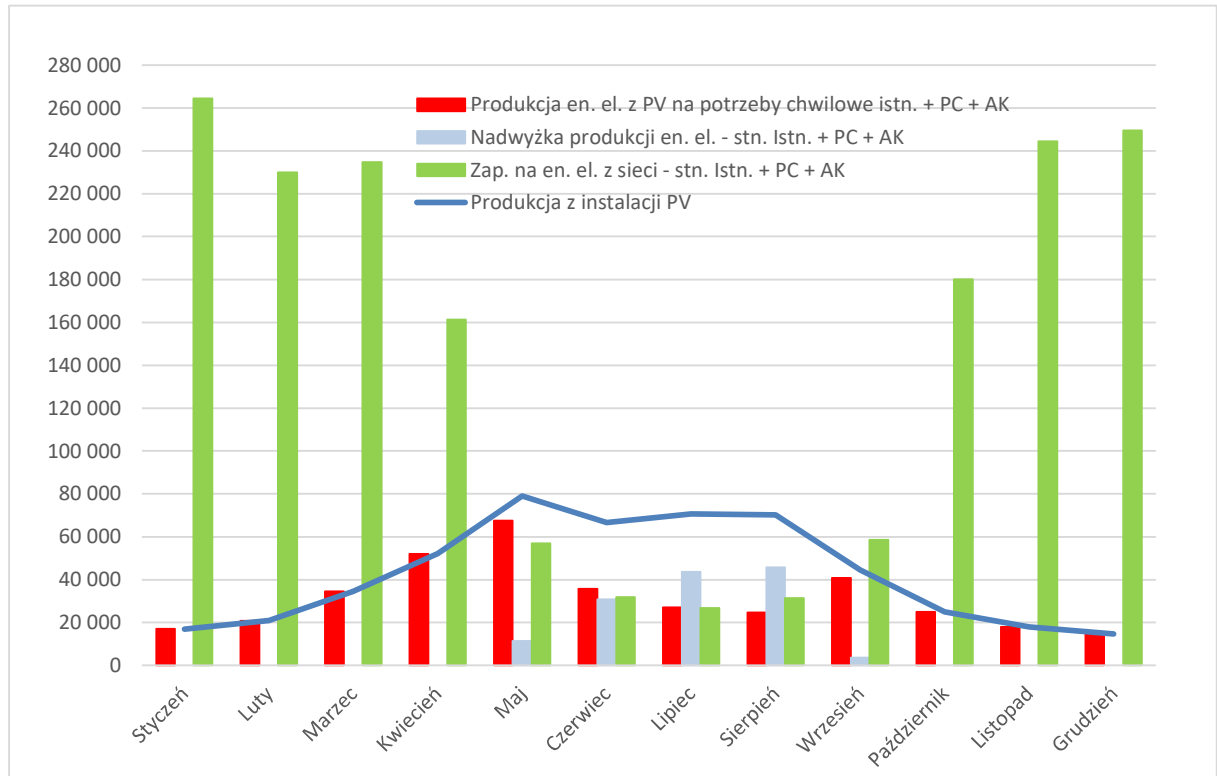
Przedstawiony wariant pozwala na całkowite pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną wytworzoną przez instalację fotowoltaiczną. Niedobór energii elektrycznej będzie pozyskiwany z sieci elektroenergetycznej.

Na Rys. 7.16 przedstawiono zależność prognozowanej produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej i kogeneracyjnej w odniesieniu do zapotrzebowania na energię elektryczną Szpitala.



Rys. 7.19 Zależność produkcji en. el. z inst. PV i pompy ciepła

Na Rys. 7.17 przedstawiono prognozowane wykorzystanie energii elektrycznej produkowanej w instalacji fotowoltaicznej i kogeneracyjnej z uwzględnieniem wskaźników oceny inwestycji.



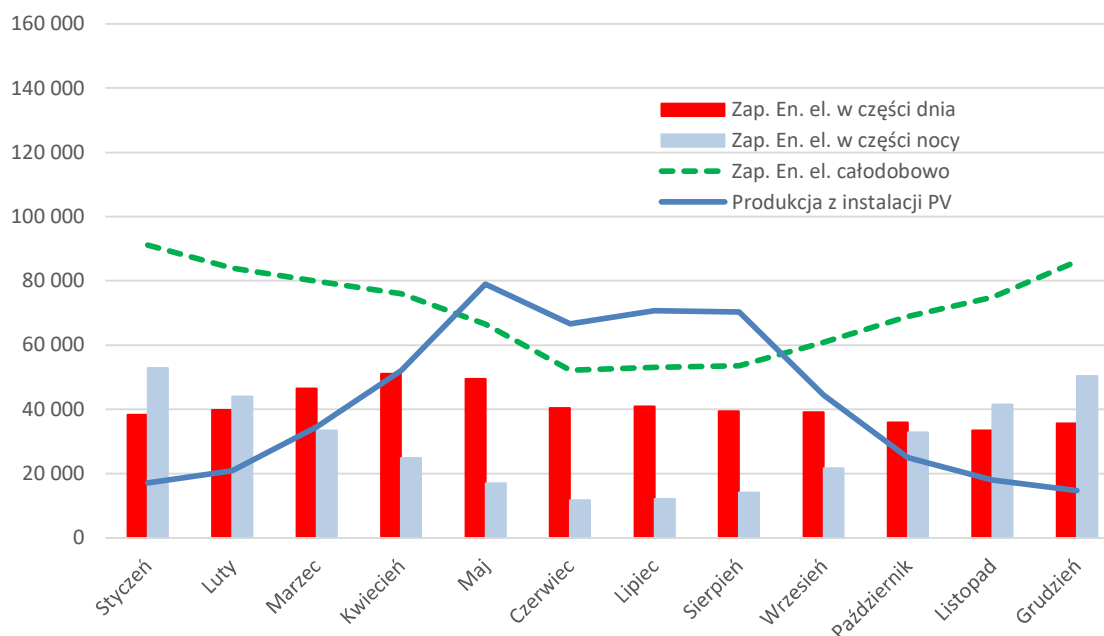
Rys. 7.20 Zależność produkcji en. el. z inst. PV i pomy ciepła

Wariant W-5 zakłada zabudowę większej ilości paneli PV co spowoduje okresowo znacznie większe generowanie mocy elektrycznej przez panele fotowoltaiczne względem pozostałych rozpatrywanych wariantów (W-0) do (W-4). Wariant przewiduje montaż instalacji fotowoltaicznej (PV) o sumarycznej mocy **499 kWp**.

W tym wariantcie zakłada się zabudowę instalacji fotowoltaicznej na:

- dachu budynku kotłowni,
- ścianie budynku kotłowni,
- dachu istniejącej wiaty,
- dachu projektowanego zadaszania parkingu,
- dachu budynku administracyjno – biurowego,
- dachu budynku administracyjnego,
- dachu budynku Pawilonu B,
- dachu budynku warsztatowego.

Na Rys. 7.2 przedstawiono szacowaną produkcję energii elektrycznej w instalacji fotowoltaicznej w odniesieniu do zapotrzebowania na energię elektryczną Szpitala z danych roku 2021.



Rys. 7.21 Zależność produkcji en. el. z inst. PV

Charakterystykę oraz szacowaną wielkość produkcji energii elektrycznej w instalacji fotowoltaicznej w poszczególnych miesiącach przedstawia Tab. 7.2 i Tab. 7.3.

Tab. 7.9 Zestawienie danych PV

Ilość	Miejsce zabudowy instalacji fotowoltaicznej							
	Parking	Wiata	Kotłownia	Kotłownia	Pawilon B	Warsztat	Adm. – Biur.	Adm.
	640	98	29	47	186	31	47	30
Moc	288	44	13	21	84	14	21	13,5
Kąt nachylenia	0	30	90	30	30	30	30	45
Kierunek	-	S	S	S	S	S	S	S

Suma zainstalowanych paneli fotowoltaicznych,
Zainstalowana moc całkowita instalacji,

1 108 szt.
498,60 kWp.

Tab. 7.10 Produkcja en. el. z PV

Miesiąc	SUMA	Jednostka
Styczeń	17 029	kWh / msc.
Luty	20 886	
Marzec	34 500	
Kwiecień	52 080	
Maj	78 974	
Czerwiec	66 613	
Lipiec	70 671	
Sierpień	70 305	
Wrzesień	44 499	
Październik	24 943	
Listopad	17 988	
Grudzień	14 754	
	513 241	kWh /rok

8. ANALIZA WARUNKÓW PRACY INSTALACJI PV

Zakłada się zabudowę instalacji fotowoltaicznej PV na dachu budynku kotłowni, na dachu istniejącej wiaty oraz na dachu projektowanego zadaszenia parkingu. Poniżej przedstawiono obliczenia produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej.

Kotłownia - panele pod kątem 30° (W-0 do W-5).

Tabela oszczędności wygenerowanych przez instalację fotowoltaiczną							
Lp	Miesiąc	Miesięczne nasłonecznienie	Produkcja energii elektrycznej		Sprawność ogniw fotowoltaicznych	Ilość paneli fotowoltaicznych	Oszczędność
		Południe 30 st. [kW/m ²]	[GJ/msc.]	[kWh/msc.]	[%]	[szt.]	[zł/msc.]
1	styczeń	45,47	3,2	877	20,7	47,00	n.d.
2	Luty	53,20	3,7	1 026	Sprawność działana systemu	Koszt energii elektrycznej	n.d.
3	marzec	81,41	5,7	1 570			n.d.
4	kwiecień	120,20	8,3	2 318			n.d.
5	maj	178,61	12,4	3 444	[%]	[zł/kWh]	n.d.
6	czerwiec	147,33	10,2	2 841	97,0	n.d.	n.d.
7	lipiec	156,90	10,9	3 025	Sprawność ze względu na temperaturę	Powierzchnia jednego panelu	n.d.
8	sierpień	163,38	11,3	3 150			n.d.
9	wrzesień	106,75	7,4	2 058			n.d.
10	październik	60,39	4,2	1 164	[%]	[m ²]	n.d.
11	listopad	46,78	3,2	902	94,0	2,17	n.d.
12	grudzień	38,89	2,7	750			n.d.
13	SUMA	1 199,31	83,2	23 125			n.d.

Uwaga: Kąt nachylenia względem płaszczyzny dachu/gruntu oraz kierunek, w którym instalacja będzie zwrócona zależy od maksymalnego nasłonecznienia rocznego. Wartości nasłonecznienia zaczerpnięto z bazy Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa.
www.gov.pl

Kotłownia - panele pod kątem 90° (W-0 do W-5).

Tabela oszczędności wygenerowanych przez instalację fotowoltaiczną							
Lp	Miesiąc	Miesięczne nasłonecznienie	Produkcja energii elektrycznej		Sprawność ogniw fotowoltaicznych	Ilość paneli fotowoltaicznych	Oszczędność
		Południe 90 st. [kW/m ²]	[GJ/msc.]	[kWh/msc.]	[%]	[szt.]	[zł/msc.]
1	styczeń	52,08	2,2	620	20,7	29,00	n.d.
2	Luty	55,66	2,4	662	Sprawność działana systemu	Koszt energii elektrycznej	n.d.
3	marzec	76,32	3,3	908			n.d.
4	kwiecień	97,16	4,2	1 156			n.d.
5	maj	120,18	5,1	1 430	[%]	[zł/kWh]	n.d.
6	czerwiec	110,31	4,7	1 312	97,0	n.d.	n.d.
7	lipiec	115,55	4,9	1 375	Sprawność ze względu na temperaturę	Powierzchnia jednego panelu	n.d.
8	sierpień	122,20	5,2	1 454			n.d.
9	wrzesień	93,71	4,0	1 115			n.d.
10	październik	60,57	2,6	721	[%]	[m ²]	n.d.
11	listopad	51,92	2,2	618	94,0	2,17	n.d.
12	grudzień	45,04	1,9	536			n.d.
13	SUMA	1 000,68	42,9	11 905			n.d.

Uwaga: Kąt nachylenia względem płaszczyzny dachu/gruntu oraz kierunek, w którym instalacja będzie zwrócona zależy od maksymalnego nasłonecznienia rocznego. Wartości nasłonecznienia zaczerpnięto z bazy Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa.
www.gov.pl

Parking - panele pod kątem 0° (W-0 do W-5).

Tabela oszczędności wygenerowanych przez instalację fotowoltaiczną							
Lp	Miesiąc	Miesięczne nasłonecznienie	Produkcja energii elektrycznej		Sprawność ogniw fotowoltaicznych	Ilość paneli fotowoltaicznych	Oszczędność [zł/msc.]
		0 st. [kW/m ²]	[GJ/msc.]	[kWh/msc.]	[%]	[szt.]	
1	styczeń	31,08	29,4	8 160	Sprawność działana systemu	640,00	n.d.
2	Luty	40,35	38,1	10 595			n.d.
3	marzec	72,02	68,1	18 908			n.d.
4	kwiecień	111,55	105,4	29 288	Sprawność ze względu na temperaturę	[zł/kWh] n.d.	n.d.
5	maj	173,16	163,7	45 465			n.d.
6	czerwiec	147,92	139,8	38 837			n.d.
7	lipiec	156,60	148,0	41 116	Powierzchnia jednego panelu	[m ²] 2,17	n.d.
8	sierpień	150,27	142,0	39 455			n.d.
9	wrzesień	91,91	86,9	24 132			n.d.
10	październik	50,71	47,9	13 313	[%]		n.d.
11	listopad	33,87	32,0	8 894	94,0		n.d.
12	grudzień	27,29	25,8	7 164			n.d.
13	SUMA	1 086,73	1 027,2	285 328			n.d.

Uwaga: Kąt nachylenia względem płaszczyzny dachu/gruntu oraz kierunek, w którym instalacja będzie zwrócona zależy od maksymalnego nasłonecznienia rocznego. Wartości nasłonecznienia zaczerpnięto z bazy Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa.
www.gov.pl

Wiata - panele pod kątem 30° (W-0 do W-5).

Tabela oszczędności wygenerowanych przez instalację fotowoltaiczną							
Lp	Miesiąc	Miesięczne nasłonecznienie	Produkcja energii elektrycznej		Sprawność ogniw fotowoltaicznych	Ilość paneli fotowoltaicznych	Oszczędność [zł/msc.]
		Południe 30 st. [kW/m ²]	[GJ/msc.]	[kWh/msc.]	[%]	[szt.]	
1	styczeń	45,47	6,6	1 828	Sprawność działana systemu	98,00	n.d.
2	Luty	53,20	7,7	2 139			n.d.
3	marzec	81,41	11,8	3 273			n.d.
4	kwiecień	120,20	17,4	4 832	Sprawność ze względu na temperaturę	[zł/kWh] n.d.	n.d.
5	maj	178,61	25,9	7 181			n.d.
6	czerwiec	147,33	21,3	5 923			n.d.
7	lipiec	156,90	22,7	6 308	Powierzchnia jednego panelu	[m ²] 2,17	n.d.
8	sierpień	163,38	23,6	6 568			n.d.
9	wrzesień	106,75	15,5	4 292			n.d.
10	październik	60,39	8,7	2 428	[%]		n.d.
11	listopad	46,78	6,8	1 881	94,0		n.d.
12	grudzień	38,89	5,6	1 564			n.d.
13	SUMA	1 199,31	173,6	48 217			n.d.

Uwaga: Kąt nachylenia względem płaszczyzny dachu/gruntu oraz kierunek, w którym instalacja będzie zwrócona zależy od maksymalnego nasłonecznienia rocznego. Wartości nasłonecznienia zaczerpnięto z bazy Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa.
www.gov.pl

Pawilon B - panele pod kątem 30° (W-5).

Tabela oszczędności wygenerowanych przez instalację fotowoltaiczną							
Lp	Miesiąc	Miesięczne nasłonecznienie	Produkcja energii elektrycznej		Sprawność ogniw fotowoltaicznych	Ilość paneli fotowoltaicznych	Oszczędność
		Południe 30 st. [kW/m ²]	[GJ/msc.]	[kWh/msc.]	[%]	[szt.]	[zł/msc.]
1	styczeń	45,47	12,5	3 470	20,7	186,00	n.d.
2	Luty	53,20	14,6	4 060			n.d.
3	marzec	81,41	22,4	6 212			n.d.
4	kwiecień	120,20	33,0	9 172	Sprawność działana systemu	Koszt energii elektrycznej	n.d.
5	maj	178,61	49,1	13 629			n.d.
6	czerwiec	147,33	40,5	11 242	97,0	[zł/kWh]	n.d.
7	lipiec	156,90	43,1	11 972	Sprawność ze względu na temperaturę	Powierzchnia jednego panelu	n.d.
8	sierpień	163,38	44,9	12 467			n.d.
9	wrzesień	106,75	29,3	8 146			n.d.
10	październik	60,39	16,6	4 608	94,0	[m ²]	n.d.
11	listopad	46,78	12,8	3 569	94,0	2,17	n.d.
12	grudzień	38,89	10,7	2 968			n.d.
13	SUMA	1 199,31	329,5	91 514			

Uwaga: Kąt nachylenia względem płaszczyzny dachu/gruntu oraz kierunek, w którym instalacja będzie zwrócona zależy od maksymalnego nasłonecznienia rocznego. Wartości nasłonecznienia zaczerpnięto z bazy Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa. www.gov.pl

Warsztat - panele pod kątem 30° (W-5).

Tabela oszczędności wygenerowanych przez instalację fotowoltaiczną							
Lp	Miesiąc	Miesięczne nasłonecznienie	Produkcja energii elektrycznej		Sprawność ogniw fotowoltaicznych	Ilość paneli fotowoltaicznych	Oszczędność
		Południe 30 st. [kW/m ²]	[GJ/msc.]	[kWh/msc.]	[%]	[szt.]	[zł/msc.]
1	styczeń	45,47	2,1	578	20,7	31,00	n.d.
2	Luty	53,20	2,4	677			n.d.
3	marzec	81,41	3,7	1 035			n.d.
4	kwiecień	120,20	5,5	1 529	Sprawność działana systemu	Koszt energii elektrycznej	n.d.
5	maj	178,61	8,2	2 272			n.d.
6	czerwiec	147,33	6,7	1 874	97,0	[zł/kWh]	n.d.
7	lipiec	156,90	7,2	1 995	Sprawność ze względu na temperaturę	Powierzchnia jednego panelu	n.d.
8	sierpień	163,38	7,5	2 078			n.d.
9	wrzesień	106,75	4,9	1 358			n.d.
10	październik	60,39	2,8	768	94,0	[m ²]	n.d.
11	listopad	46,78	2,1	595	94,0	2,17	n.d.
12	grudzień	38,89	1,8	495			n.d.
13	SUMA	1 199,31	54,9	15 252			

Uwaga: Kąt nachylenia względem płaszczyzny dachu/gruntu oraz kierunek, w którym instalacja będzie zwrócona zależy od maksymalnego nasłonecznienia rocznego. Wartości nasłonecznienia zaczerpnięto z bazy Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa. www.gov.pl

Administracyjno - Biurowy - panele pod kątem 30° (W-5).

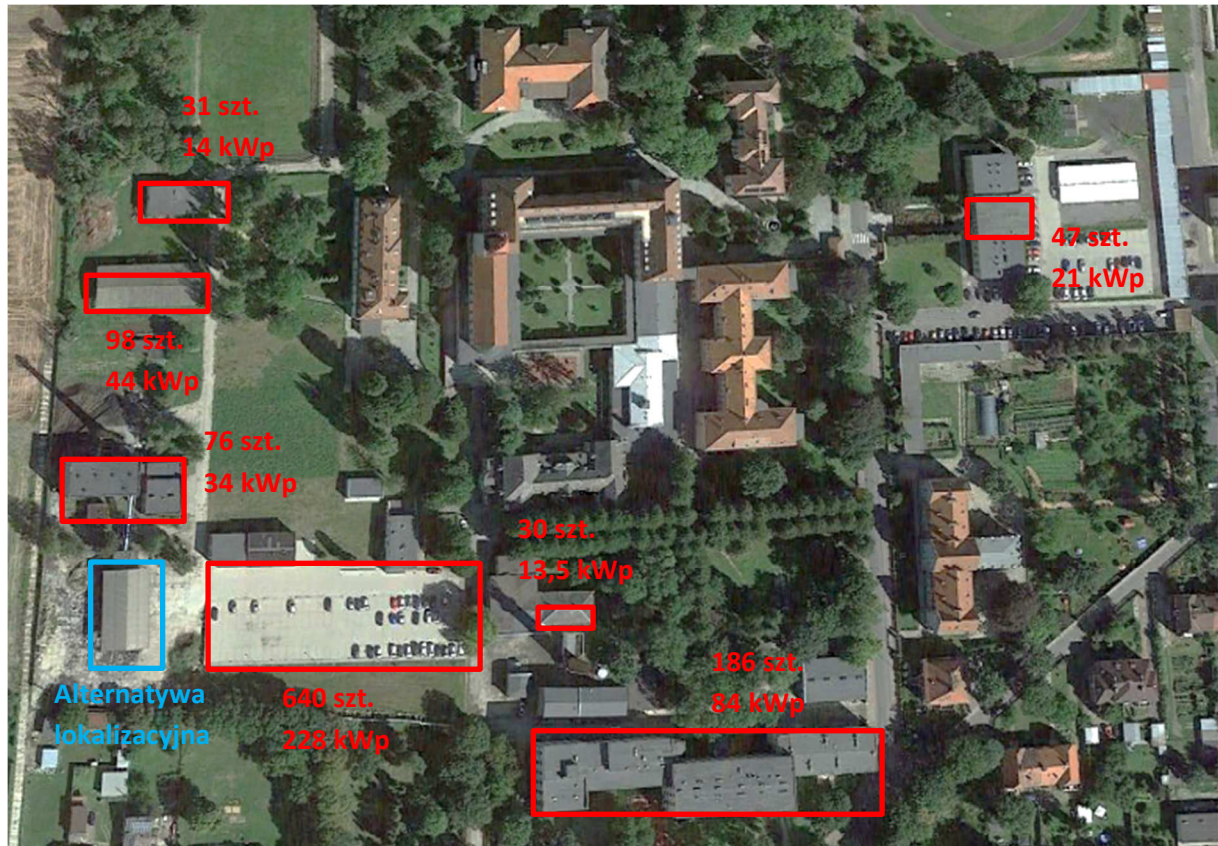
Tabela oszczędności wygenerowanych przez instalację fotowoltaiczną							
Lp	Miesiąc	Miesięczne nasłonecznienie	Produkcja energii elektrycznej		Sprawność ogniw fotowoltaicznych	Ilość paneli fotowoltaicznych	Oszczędność
		Południe 30 st. [kW/m ²]	[GJ/msc.]	[kWh/msc.]	[%]	[szt.]	[zł/msc.]
1	styczeń	45,47	3,2	877	20,7	47,00	n.d.
2	Luty	53,20	3,7	1 026	Sprawność działana systemu	Koszt energii elektrycznej	n.d.
3	marzec	81,41	5,7	1 570			n.d.
4	kwiecień	120,20	8,3	2 318			n.d.
5	maj	178,61	12,4	3 444	[%]	[zł/kWh]	n.d.
6	czerwiec	147,33	10,2	2 841	97,0	n.d.	n.d.
7	lipiec	156,90	10,9	3 025	Sprawność ze względu na temperaturę	Powierzchnia jednego panelu	n.d.
8	sierpień	163,38	11,3	3 150			n.d.
9	wrzesień	106,75	7,4	2 058	[%]	[m ²]	n.d.
10	październik	60,39	4,2	1 164			n.d.
11	listopad	46,78	3,2	902			94,0
12	grudzień	38,89	2,7	750			n.d.
13	SUMA	1 199,31	83,2	23 125			n.d.

Uwaga: Kąt nachylenia względem płaszczyzny dachu/gruntu oraz kierunek, w którym instalacja będzie zwrócona zależy od maksymalnego nasłonecznienia rocznego. Wartości nasłonecznienia zaczerpnięto z bazy Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa. www.gov.pl

Administracyjny - panele pod kątem 45° (W-5).

Tabela oszczędności wygenerowanych przez instalację fotowoltaiczną							
Lp	Miesiąc	Miesięczne nasłonecznienie	Produkcja energii elektrycznej		Sprawność ogniw fotowoltaicznych	Ilość paneli fotowoltaicznych	Oszczędność
		Południe 45 st. [kW/m ²]	[GJ/msc.]	[kWh/msc.]	[%]	[szt.]	[zł/msc.]
1	styczeń	50,34	2,2	619	20,7	30,00	n.d.
2	Luty	57,06	2,5	702	Sprawność działana systemu	Koszt energii elektrycznej	n.d.
3	marzec	83,25	3,7	1 025			n.d.
4	kwiecień	119,30	5,3	1 468			n.d.
5	maj	171,43	7,6	2 110	[%]	[zł/kWh]	n.d.
6	czerwiec	141,53	6,3	1 742	97,0	n.d.	n.d.
7	lipiec	150,59	6,7	1 853	Sprawność ze względu na temperaturę	Powierzchnia jednego panelu	n.d.
8	sierpień	161,10	7,1	1 983			n.d.
9	wrzesień	108,96	4,8	1 341	[%]	[m ²]	n.d.
10	październik	63,06	2,8	776			n.d.
11	listopad	51,03	2,3	628			94,0
12	grudzień	42,93	1,9	528			n.d.
13	SUMA	1 200,55	53,2	14 776			n.d.

Uwaga: Kąt nachylenia względem płaszczyzny dachu/gruntu oraz kierunek, w którym instalacja będzie zwrócona zależy od maksymalnego nasłonecznienia rocznego. Wartości nasłonecznienia zaczerpnięto z bazy Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa. www.gov.pl



Rys. 1 Rozmieszczenie instalacji PV na terenie Szpitala w Branicach

Przedstawiony rozkład poszczególnych instalacji fotowoltaicznych na wybranych obiektach stanowi łączną moc instalacji do 500,00 kWp. Na etapie realizacyjnym dopuszcza się zmianę lokalizacyjną części instalacji w odniesieniu o ustalenia, wymogi konserwatorskie itp.

9. SZACOWANE KOSZTY PROJEKTOWANYCH ŹRÓDEŁ CIEPŁA

Poniżej w tabeli przedstawiono zestawienie kosztów w danym wariantcie.

Wariant 0

L.p.	Nazwa	Charakterystyka	Wartość [zł]
I	II	III	IV
1.	Główne elementy instalacji		0,0
1.1.	Pompy ciepła powietrze-woda		0,0
1.2.	Pompa ciepła woda-woda		0,0
1.3.	Pompy obiegu PC		0,0
2.	Nakłady budowlane		0,0
2.1.	Roboty cz. budowlanej		
	Koszty materiałów	materiały budowlane, materiały konstrukcyjne	0,0
	Koszty robocizny		0,0
	Koszty sprzętu		0,0
	Razem wartość narzutów		0,0
2.2.	Roboty cz. instalacyjne		
	Montaż agregatów pompowych		0,0
	Armatura i urządzenia		0,0
	Rurociągi		0,0
	Izolacja termiczna		0,0
	Urządzenia pomiarowe		0,0
	Koszty robocizny		0,0
	Koszty sprzętu		0,0
	Razem wartość narzutów		0,0
3.	Instalacja fotowoltaiczna		1 462 536,00
	Instalacja fotowoltaiczna na bud. kotłowni, istn. wiacie oraz proj. zadaszeniu parkingu	* parking - 640 szt. PV; 450 Wp/szt. = 288,0 kWp * kotłownia - 76 szt. PV; 450 Wp/szt. = 34,0 kWp * wiatra - 98 szt. PV; 450 Wp/szt. = 44,0 kWp ----- 814 szt. PV; 450 Wp/szt. = 366,0 kWp	988 200,0
	Konstrukcja zadaszenia parkingu	konstrukcja wsporcza, połącz dachu, kotwienie, itp.	474 336,0
4.	Nakłady związane z obsługą inwestycji		48 263,7
	Przygotowanie dokumentacji inwestycji	cz. hydr, cz. EL i AKPIA, cz. konstr., przedm. i koszt.	40 951,0
	Ubezpieczenia, gwarancje, zagosp. placu budowy	0,5%Nb	7 312,7
	Szkolenia i rozruch	0%Nb	0,0
	Rezerwa	0% Nb	0,0
5.	Koszty inwestycyjne		29 250,7
	Oplaty dodatkowe obsługi inwestycji	1% Nb	14 625,4
	Ubezpieczenia	0% Nb	0,0
	Naprawy, serwisy, remonty	1% Nb	14 625,4
	Razem zł (netto)		1 540 050,4 zł
	Razem zł (brutto)		1 894 262,0 zł

Wariant 1

Lp.	Nazwa	Charakterystyka	Wartość [zł]
I	II	III	IV
1.	Główne elementy instalacji		2 260 236,34
1.1.	Pompy ciepła powietrze-woda	Qc = 1 x 142 kWt	549 093,72
1.2.	Pompa ciepła woda-woda	Qc = 1 x 220 kWt	515 911,62
1.3.	Pompy obiegu PC	szt.6	64 000,00
1.4.	Budowa buforu ciepła	szt.1; 185 m ³ w płaszczu z izolacji	1 131 231,00
2.	Nakłady budowlane		1 069 165,21
2.1.	Roboty cz. budowlanej		
	Koszty materiałów	materiały budowlane, materiały konstrukcyjne	145 000,0
	Koszty robocizny		116 000,0
	Koszty sprzętu		20 880,0
	Razem wartość narzutów		88 972,0
2.2.	Roboty cz. instalacyjne		
	Montaż agregatów pompowych		38 400,0
	Armatura i urządzenia		90 000,0
	Rurociągi	rury stalowe czarne bez szwu	114 450,0
	Izolacja termiczna	wełna min. płaszcz z blachy stalowej	97 282,5
	Urządzenia pomiarowe	termometry, manometry, liczniki ciepła	29 150,0
	Koszty robocizny		184 641,3
	Koszty sprzętu		14 771,3
	Razem wartość narzutów		129 618,2
3.	Instalacja fotowoltaiczna		1 531 710,00
	Instalacja fotowoltaiczna na bud. kotłowni, istn. wiacie oraz proj. zadaszeniu parkingu	* parking - 640 szt. PV; 450 Wp/szt. = 288,0 kWp * kotłownia - 76 szt. PV; 450 Wp/szt. = 34,0 kWp * wiatka - 98 szt. PV; 450 Wp/szt. = 44,0 kWp ----- 814 szt. PV; 450 Wp/szt. = 366,0 kWp	988 200,0
	Konstrukcja zadaszenia parkingu	konstrukcja wsporcza, połać dachu, kotwienie, itp.	543 510,0
4.	Nakłady związane z obsługą inwestycji		303 315,0
	Przygotowanie dokumentacji inwestycji	cz. hydr, cz. EL i AKPIA, cz. konstr., przedm. i koszt.	136 111,1
	Ubezpieczenia, gwarancje, zagosp. placu budowy	0,5%Nb	24 305,6
	Szkolenia i rozruch	0,2%Nb	9 722,2
	Rezerwa	4% Nb	133 176,1
5.	Koszty inwestycyjne		388 888,9
	Oplaty dodatkowe obsługi inwestycji	5% Nb	243 055,6
	Ubezpieczenia	0% Nb	0,0
	Naprawy, serwisy, remonty	3% Nb	145 833,3
	Razem zł (netto)		5 553 315,4 zł
	Razem zł (brutto)		6 830 578,0 zł

Wariant 2

L.p.	Nazwa	Charakterystyka	Wartość [zł]
I	II	III	IV
1.	Główne elementy instalacji		3 761 532,27
1.1.	Pompy ciepła powietrze-woda	Qc = 3 x 142 kWt	1 667 175,93
1.2.	Pompa ciepła woda-woda	Qc = 1 x 220 kWt	891 125,34
1.3.	Pompy obiegu PC	szt.6	72 000,00
1.4.	Budowa buforu ciepła	szt.1; 185 m ³ w płaszczu z izolacji	1 131 231,00
2.	Nakłady budowlane		1 288 323,31
2.1.	Roboty cz. budowlanej		
	Koszty materiałów	materiały budowlane, materiały konstrukcyjne	174 000,0
	Koszty robocizny		139 200,0
	Koszty sprzętu		25 056,0
	Razem wartość narzutów		106 766,4
2.2.	Roboty cz. instalacyjne		
	Montaż agregatów pompowych		36 720,0
	Armatura i urządzenia		110 000,0
	Rurociągi	rury stalowe czarne bez szwu	143 000,0
	Izolacja termiczna	welna min. płaszcz z blachy stalowej	121 550,0
	Urządzenia pomiarowe	termometry, manometry, liczniki ciepła	34 685,0
	Koszty robocizny		222 977,5
	Koszty sprzętu		17 838,2
	Razem wartość narzutów		156 530,2
3.	Instalacja fotowoltaiczna		1 531 710,00
	Instalacja fotowoltaiczna na bud. kotłowni, istn. wiacie oraz proj. zadaszaniu parkingu	* parking - 640 szt. PV; 450 Wp/szt. = 288,0 kWp * kotłownia - 76 szt. PV; 450 Wp/szt. = 34,0 kWp * wiata - 98 szt. PV; 450 Wp/szt. = 44,0 kWp ----- 814 szt. PV; 450 Wp/szt. = 366,0 kWp	988 200,0
	Konstrukcja zadaszania parkingu	konstrukcja wsporcza, połać dachu, kotwienie, itp.	543 510,0
4.	Nakłady związane z obsługą inwestycji		432 349,0
	Przygotowanie dokumentacji inwestycji	cz. hydr, cz. EL i AKPIA, cz. konstr., przedm. i koszt.	184 283,8
	Ubezpieczenia, gwarancje, zagosp. placu budowy	0,5%Nb	32 907,8
	Szkolenia i rozruch	0,2%Nb	13 163,1
	Rezerwa	4% Nb	201 994,2
5.	Koszty inwestycyjne		526 525,2
	Opłaty dodatkowe obsługi inwestycji	5% Nb	329 078,3
	Ubezpieczenia	0% Nb	0,0
	Naprawy, serwisy, remonty	3% Nb	197 447,0
	Razem zł (netto)		7 540 439,8 zł
	Razem zł (brutto)		9 274 741,0 zł

Wariant 3

Lp.	Nazwa	Charakterystyka	Wartość [zł]
I	II	III	IV
1.	Główne elementy instalacji		2 704 001,47
1.1.	Pompy ciepła powietrze-woda	Qc = 1 x 142 kWt	549 093,72
1.2.	Pompa ciepła woda-woda	Qc = 1 x 220 kWt	515 911,62
1.3.	Pompy obiegu PC	szt.8	85 333,33
1.4.	Budowa buforu ciepła	szt.1; 185 m ³ w płaszczu z izolacji	1 131 231,00
1.5.	Agregat Kogeneracyjny	100 _{k_{wt}} /50 _{k_{we}} LPG	422 431,80
2.	Nakłady budowlane		1 540 712,17
2.1.	Roboty cz. budowlanej		
	Koszty materiałów	materiały budowlane, materiały konstrukcyjne	255 000,0
	Koszty robocizny		204 000,0
	Koszty sprzętu		36 720,0
	Razem wartość narzutów		156 468,0
2.2.	Roboty cz. instalacyjne		
	Montaż agregatów pompowych		43 520,0
	Armatura i urządzenia		100 000,0
	Rurociągi	rury stalowe czarne bez szwu	154 000,0
	Izolacja termiczna	wełna min. płaszcz z blachy stalowej	130 900,0
	Urządzenia pomiarowe	termometry, manometry, liczniki ciepła	41 450,0
	Koszty robocizny		234 935,0
	Koszty sprzętu		18 794,8
	Razem wartość narzutów		164 924,4
3.	Instalacja fotowoltaiczna		1 531 710,00
	Instalacja fotowoltaiczna na bud. kotłowni, istn. wiacie oraz proj. zadaszniu parkingu	* parking - 640 szt. PV; 450 Wp/szt. = 288,0 kWp * kotłownia - 76 szt. PV; 450 Wp/szt. = 34,0 kWp * wiata - 98 szt. PV; 450 Wp/szt. = 44,0 kWp ----- 814 szt. PV; 450 Wp/szt. = 366,0 kWp	988 200,0
	Konstrukcja zadaszniu parkingu	konstrukcja wsporcza, połącz dachu, kotwienie, itp.	543 510,0
4.	Nakłady związane z obsługą inwestycji		371 963,4
	Przygotowanie dokumentacji inwestycji	cz. hydr, cz. EL i AKPIA, cz. konstr., przedm. i koszt.	161 739,9
	Ubezpieczenia, gwarancje, zagosp. placu budowy	0,5%Nb	28 882,1
	Szkolenia i rozruch	0,2%Nb	11 552,8
	Rezerwa	4% Nb	169 788,5
5.	Koszty inwestycyjne		462 113,9
	Oplaty dodatkowe obsługi inwestycji	5% Nb	288 821,2
	Ubezpieczenia	0% Nb	0,0
	Naprawy, serwisy, remonty	3% Nb	173 292,7
	Razem zł (netto)		6 610 500,9 zł
	Razem zł (brutto)		8 130 916,1 zł

Wariant 4

Lp.	Nazwa	Charakterystyka	Wartość [zł]
I	II	III	IV
1.	Główne elementy instalacji		4 207 964,07
1.1.	Pompy ciepła powietrze-woda	Qc = 3 x 142 kWt	1 667 175,93
1.2.	Pompa ciepła woda-woda	Qc = 1 x 220 kWt	891 125,34
1.3.	Pompy obiegu PC	szt.8	96 000,00
1.4.	Budowa buforu ciepła	szt.1; 185 m ³ w płaszczu z izolacji	1 131 231,00
1.5.	Agregat Kogeneracyjny	100 _{kWt} /50 _{kWe} LPG	422 431,80
2.	Nakłady budowlane		1 733 270,02
2.1.	Roboty cz. budowlanej		
	Koszty materiałów	materiały budowlane, materiały konstrukcyjne	293 250,0
	Koszty robocizny		234 600,0
	Koszty sprzętu		42 228,0
	Razem wartość narzutów		179 938,2
2.2.	Roboty cz. instalacyjne		
	Montaż agregatów pompowych		48 960,0
	Armatura i urządzenia		120 000,0
	Rurociągi	rury stalowe czarne bez szwu	165 000,0
	Izolacja termiczna	wełna min. płaszcz z blachy stalowej	140 250,0
	Urządzenia pomiarowe	termometry, manometry, liczniki ciepła	45 755,0
	Koszty robocizny		259 982,5
	Koszty sprzętu		20 798,6
	Razem wartość narzutów		182 507,7
3.	Instalacja fotowoltaiczna		1 531 710,00
	Instalacja fotowoltaiczna na bud. kotłowni, istn. wiacie oraz proj. zadaszniu parkingu	* parking - 640 szt. PV; 450 Wp/szt. = 288,0 kWp * kotłownia - 76 szt. PV; 450 Wp/szt. = 34,0 kWp * wiatka - 98 szt. PV; 450 Wp/szt. = 44,0 kWp ----- 814 szt. PV; 450 Wp/szt. = 366,0 kWp	988 200,0
	Konstrukcja zadaszniu parkingu	konstrukcja wsporcza, połącz dachu, kotwienie, itp.	543 510,0
4.	Nakłady związane z obsługą inwestycji		499 202,4
	Przygotowanie dokumentacji inwestycji	cz. hydr, cz. EL i AKPIA, cz. konstr., przedm. i koszt.	209 242,4
	Ubezpieczenia, gwarancje, zagosp. placu budowy	0,5%Nb	37 364,7
	Szkolenia i rozruch	0,2%Nb	14 945,9
	Rezerwa	4% Nb	237 649,4
5.	Koszty inwestycyjne		597 835,5
	Oplaty dodatkowe obsługi inwestycji	5% Nb	373 647,2
	Ubezpieczenia	0% Nb	0,0
	Naprawy, serwisy, remonty	3% Nb	224 188,3
	Razem zł (netto)		8 569 982,0 zł
	Razem zł (brutto)		10 541 077,9 zł

Wariant 5

Lp.	Nazwa	Charakterystyka	Wartość [zł]
I	II	III	IV
1.	Główne elementy instalacji		7 294 297,14
1.1.	Pompy ciepła powietrze-woda	Qc = 3 x 142 kWt x 2 układy	3 334 351,86
1.2.	Pompa ciepła woda-woda	Qc = 1 x 220 kWt x 2 układy	1 782 250,68
1.3.	Pompy obiegu PC	szt.14	201 600,00
1.4.	Budowa buforu ciepła	szt.1; 185 m ³ w płaszczu z izolacji	1 131 231,00
1.5.	Agregat Kogeneracyjny	100 _{kWt} /50 _{kWe} LPG x 2 układy	844 863,60
2.	Nakłady budowlane		2 996 345,11
2.1.	Roboty cz. budowlanej		
	Koszty materiałów	materiały budowlane, materiały konstrukcyjne	527 850,0
	Koszty robocizny		422 280,0
	Koszty sprzętu		76 010,4
	Razem wartość narzutów		323 888,8
2.2.	Roboty cz. instalacyjne		
	Montaż agregatów pompowych		102 816,0
	Armatura i urządzenia		230 000,0
	Rurociągi	rury stalowe czarne bez szwu	253 000,0
	Izolacja termiczna	wełna min. płaszcz z blachy stalowej	215 050,0
	Urządzenia pomiarowe	termometry, manometry, liczniki ciepła	69 740,0
	Koszty robocizny		435 303,0
	Koszty sprzętu		34 824,2
	Razem wartość narzutów		305 582,7
3.	Instalacja fotowoltaiczna		2 088 315,00
	Instalacja fotowoltaiczna na bud. kotłowni, istn. wiacie oraz proj. zadaszeniu parkingu	* parking - 640 szt. PV; 450 Wp/szt. = 288,0 kWp * kotłownia - 76 szt. PV; 450 Wp/szt. = 34,2 kWp * wiatła - 98 szt. PV; 450 Wp/szt. = 44,1 kWp * garaż - 31 szt. PV; 450 Wp/szt. = 14,0 kWp * pawilon B - 186 szt. PV; 450 Wp/szt. = 83,7 kWp * bud. adm. - 30 szt. PV; 450 Wp/szt. = 13,5 kWp * bud. adm. - bi. - 47 szt. PV; 450 Wp/szt. = 21,2 kWp ----- 1108 szt. PV; 450 Wp/szt. = 498,6 kWp	1 347 300,0
	Konstrukcja zadaszenia parkingu	konstrukcja wsporcza, połać dachu, kotwienie, itp.	741 015,0
4.	Nakłady związane z obsługą inwestycji		844 889,2
	Przygotowanie dokumentacji inwestycji	cz. hydr, cz. EL i AKPIA, cz. konstr., przedm. i koszt.	346 610,8
	Ubezpieczenia, gwarancje, zagosp. placu budowy	0,5%Nb	61 894,8
	Szkolenia i rozruch	0,2%Nb	24 757,9
	Rezerwa	4% Nb	411 625,7
5.	Koszty inwestycyjne		990 316,6
	Opłaty dodatkowe obsługi inwestycji	5% Nb	618 947,9
	Ubezpieczenia	0% Nb	0,0
	Naprawy, serwisy, remonty	3% Nb	371 368,7
	Razem zł (netto)		14 214 163,0 zł
	Razem zł (brutto)		17 483 420,5 zł

10. OCENA EFEKTYWNOŚCI INWESTYCJI

Ocenę efektywności inwestycji określono poprzez wyznaczenie wskaźników statycznych, takich jak: koszt inwestycyjny, prosty czas zwrotu z inwestycji SPBT, zysk netto i brutto oraz wskaźniki zdyskontowane uwzględniające utratę wartości pieniądza w czasie w postaci wskaźników: NPV i DPP.

Poniżej przedstawiono wyniki przeprowadzonej analizy techniczno - ekonomicznej rozpatrywanych wariantów wraz z ich oceną wskaźnikową.

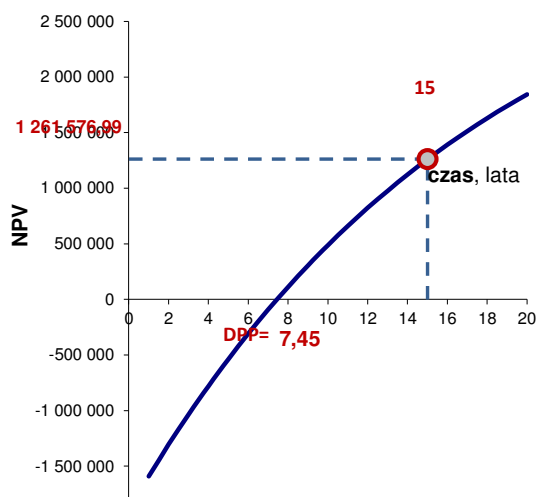
Zestawienie i porównanie poszczególnych wariantów w zakresie charakterystycznych wskaźników oceny efektywności inwestycji przedstawiono w kolejnym rozdziale - podsumowaniu.

OCENA EFEKTYWNOŚCI ZABUDOWY POMPY CIEPŁA

1. Zabudowa instalacji PV mocy 366 kWp.

Stopa oprocentowania pożyczki / kredytu	7,67%	%
Okres rozpatrywania inwestycji	15	lat
Rozpatrywany okres kredytowania inwestycji 10 lata	120	miesiące
Rozpatrywany okres kredytowania inwestycji 15 lat	180	miesiące
Stopa dyskonta	5,80	%
Udział pożyczki	60%	%
Udział dofinansowania	40%	%
Udział pożyczki	40%	%
Udział dofinansowania	60%	%
Udział pożyczki	15%	%
Udział dofinansowania	85%	%

Komentarz		Wariant 0
A wskaźniki oceny efektywności inwestycji		
1. planowane nakłady inwestycyjne	Ni [PLN]	1 894 262,00
2. zysk po opodatkowaniu	ΔQ_{rw} [PLN/rok]	320 701,09
3. prosty czas zwrotu inwestycji	SPBT [lata]	5,91
4. zdyskontowany czas zwrotu inwestycji	DPP [lata]	7,45
5. zdyskontowana wartość netto w 15 roku rozpatrywania inwestycji	NPV [PLN]	1 261 576,99
6. Produkcja energii elektrycznej	[MWh/rok]	330,04
7. Sprzedaż energii elektrycznej	[MWh/rok]	0,00
8. Zapotrzebowanie dodatkowe na energię elektryczną	[MWh/rok]	0,00
9. Produkcja energii cieplnej	[GJ/rok]	0,00
10. Sprzedaż energii cieplnej do sieci ciepłowniczej	[GJ/rok]	0,00
11. Procentowe pokrycie potrzeb energii elektrycznej	[%]	39,0%
12. Procentowe pokrycie potrzeb energii cieplnej	[%]	0,0%
B warianty finansowania inwestycji		
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	13 592,19
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	10 646,12
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 60\%$	S [PLN]	1 136 557,20
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	9 061,46
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	7 097,41
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 40\%$	S [PLN]	757 704,80
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	3 398,05
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	2 661,53
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 15\%$	S [PLN]	284 139,30



mnożnik dla stopy dyskonta 5,8%	okres rozpatrywania inwestycji, lata	Wariant 0 NPV
0,945180	1	-1 591 141,88
0,893364	2	-1 304 638,93
0,844390	3	-1 033 842,20
0,798100	4	-777 890,65
0,754348	5	-535 970,47
0,712994	6	-307 312,46
0,673908	7	-91 189,57
0,636964	8	113 085,37
0,602045	9	306 161,87
0,569041	10	488 653,84
0,537846	11	661 141,52
0,508361	12	824 173,36
0,480492	13	978 267,72
0,454151	14	1 123 914,57
0,429255	15	1 261 576,99
0,405723	16	1 391 692,70
0,383481	17	1 514 675,42
0,362458	18	1 630 916,17
0,342588	19	1 740 784,56
0,323807	20	1 844 629,91

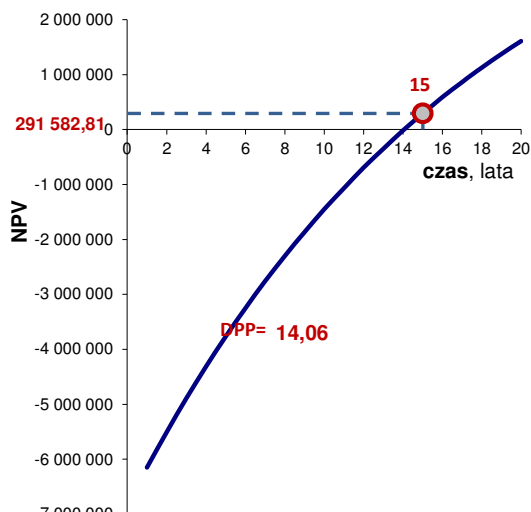
OCENA EFEKTYWNOŚCI ZABUDOWY POMPY CIEPŁA

1. Zabudowa instalacji PV mocy 366 kWp.

2. Zabudowa kaskady Pomp Ciepła p/w i w/w o mocy finalnej 213 kWt.

Stopa oprocentowania pożyczki / kredytu	7,67%	%
Okres rozpatrywania inwestycji	15	lat
Rozpatrywany okres kredytowania inwestycji 10 lata	120	miesiące
Rozpatrywany okres kredytowania inwestycji 15 lat	180	miesiące
Stopa dyskonta	5,80	%
Udział pożyczki	60%	%
Udział dofinansowania	40%	%
Udział pożyczki	40%	%
Udział dofinansowania	60%	%
Udział pożyczki	15%	%
Udział dofinansowania	85%	%

Komentarz		Wariant 1
A wskaźniki oceny efektywności inwestycji		
1. planowane nakłady inwestycyjne	Ni [PLN]	6 830 577,99
2. zysk po opodatkowaniu	ΔQ_{grw} [PLN/rok]	723 764,65
3. prosty czas zwrotu inwestycji	SPBT [lata]	9,44
4. zdyskontowany czas zwrotu inwestycji	DPP [lata]	14,06
5. zdyskontowana wartość netto w 15 roku rozpatrywania inwestycji	NPV [PLN]	291 582,81
6. Produkcja energii elektrycznej	[MWh/rok]	368,57
7. Sprzedaż energii elektrycznej	[MWh/rok]	0,00
8. Zapotrzebowanie dodatkowe na energię elektryczną	[MWh/rok]	599,46
9. Produkcja energii cieplnej	[GJ/rok]	6 756,24
10. Sprzedaż energii cieplnej do sieci ciepłowniczej	[GJ/rok]	0,00
11. Procentowe pokrycie potrzeb energii elektrycznej	[%]	24,8%
12. Procentowe pokrycie potrzeb energii cieplnej	[%]	18,9%
B warianty finansowania inwestycji		
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	49 012,50
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	38 389,18
3. (1+r/12), przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu <= 60%	S [PLN]	4 098 346,79
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	32 675,00
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	25 592,79
3. (1+r/12), przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu <= 40%	S [PLN]	2 732 231,20
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	12 253,13
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	9 597,29
3. (1+r/12), przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu <= 15%	S [PLN]	1 024 586,70



mnożnik dla stopy dyskonta 5,8%	okres rozpatrywania inwestycji, lata	Wariant 1 NPV
0,945180	1	-6 146 490,42
0,893364	2	-5 499 904,81
0,844390	3	-4 888 765,29
0,798100	4	-4 311 128,70
0,754348	5	-3 765 158,39
0,712994	6	-3 249 118,39
0,673908	7	-2 761 367,92
0,636964	8	-2 300 356,14
0,602045	9	-1 864 617,21
0,569041	10	-1 452 765,68
0,537846	11	-1 063 492,01
0,508361	12	-695 558,49
0,480492	13	-347 795,24
0,454151	14	-19 096,51
0,429255	15	291 582,81
0,405723	16	585 230,57
0,383481	17	862 780,43
0,362458	18	1 125 114,89
0,342588	19	1 373 068,07
0,323807	20	1 607 428,36

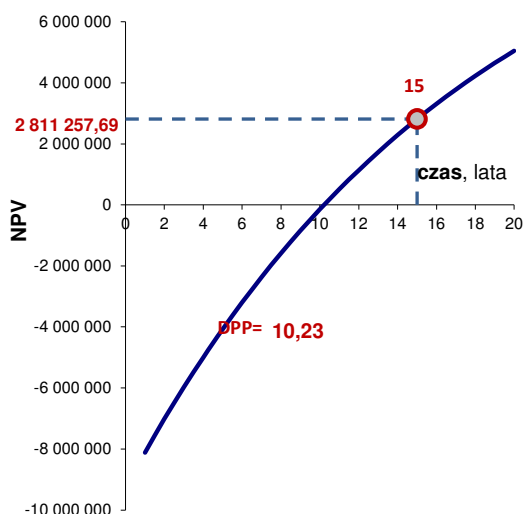
OCENA EFEKTYWNOŚCI ZABUDOWY POMPY CIEPŁA

1. Zabudowa instalacji PV mocy 366 kWp.

2. Zabudowa kaskady Pomp Ciepła p/w i w/w o mocy finalnej 622 kWt.

Stopa oprocentowania pożyczki / kredytu	7,67%	%
Okres rozpatrywania inwestycji	15	lat
Rozpatrywany okres kredytowania inwestycji 10 lata	120	miesiące
Rozpatrywany okres kredytowania inwestycji 15 lat	180	miesiące
Stopa dyskonta	5,80	%
Udział pożyczki	60%	%
Udział dofinansowania	40%	%
Udział pożyczki	40%	%
Udział dofinansowania	60%	%
Udział pożyczki	15%	%
Udział dofinansowania	85%	%

Komentarz		Wariant 2
A wskaźniki oceny efektywności inwestycji		
1. planowane nakłady inwestycyjne	Ni [PLN]	9 274 741,00
2. zysk po opodatkowaniu	ΔQ_{grw} [PLN/rok]	1 228 197,30
3. prosty czas zwrotu inwestycji	SPBT [lata]	7,55
4. zdyskontowany czas zwrotu inwestycji	DPP [lata]	10,23
5. zdyskontowana wartość netto w 15 roku rozpatrywania inwestycji	NPV [PLN]	2 811 257,69
6. Produkcja energii elektrycznej	[MWh/rok]	368,57
7. Sprzedaż energii elektrycznej	[MWh/rok]	0,00
8. Zapotrzebowanie dodatkowe na energię elektryczną	[MWh/rok]	1 402,46
9. Produkcja energii cieplnej	[GJ/rok]	15 306,50
10. Sprzedaż energii cieplnej do sieci ciepłowniczej	[GJ/rok]	0,00
11. Procentowe pokrycie potrzeb energii elektrycznej	[%]	16,4%
12. Procentowe pokrycie potrzeb energii cieplnej	[%]	42,7%
B warianty finansowania inwestycji		
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	66 550,48
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	52 125,85
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 60\%$	S [PLN]	5 564 844,60
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	44 366,99
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	34 750,57
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 40\%$	S [PLN]	3 709 896,40
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	16 637,62
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	13 031,46
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 15\%$	S [PLN]	1 391 211,15



mnożnik dla stopy dyskonta 5,8%	okres rozpatrywania inwestycji, lata	Wariant 2 NPV
0,945180	1	-8 113 873,99
0,893364	2	-7 016 646,20
0,844390	3	-5 979 568,88
0,798100	4	-4 999 344,58
0,754348	5	-4 072 856,58
0,712994	6	-3 197 159,04
0,673908	7	-2 369 467,60
0,636964	8	-1 587 150,55
0,602045	9	-847 720,45
0,569041	10	-148 826,21
0,537846	11	511 754,35
0,508361	12	1 136 121,62
0,480492	13	1 726 260,81
0,454151	14	2 284 048,32
0,429255	15	2 811 257,69
0,405723	16	3 309 565,23
0,383481	17	3 780 555,33
0,362458	18	4 225 725,57
0,342588	19	4 646 491,39
0,323807	20	5 044 190,64

OCENA EFEKTYWNOŚCI ZABUDOWY POMPY CIEPŁA

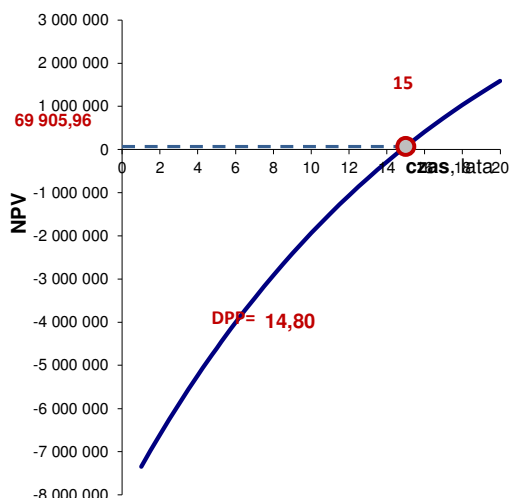
1. Zabudowa instalacji PV mocy 366 kWp.

2. Zabudowa kaskady Pomp Ciepła p/w i w/w o mocy finalnej 213 kWt.

3. Zabudowa Agregatu Kogeneracyjnego mocy 50 kWe i 100 kWt zas. LPG.

Stopa oprocentowania pożyczki / kredytu	7,67%	%
Okres rozpatrywania inwestycji	15	lat
Rozpatrywany okres kredytowania inwestycji 10 lata	120	miesiące
Rozpatrywany okres kredytowania inwestycji 15 lat	180	miesiące
Stopa dyskonta	5,80	%
Udział pożyczki	60%	%
Udział dofinansowania	40%	%
Udział pożyczki	40%	%
Udział dofinansowania	60%	%
Udział pożyczki	15%	%
Udział dofinansowania	85%	%

Komentarz		Wariant 3
A wskaźniki oceny efektywności inwestycji		
1. planowane nakłady inwestycyjne	Ni [PLN]	8 130 916,12
2. zysk po opodatkowaniu	ΔQ_{rw} [PLN/rok]	833 379,83
3. prosty czas zwrotu inwestycji	SPBT [lata]	9,76
4. zdyskontowany czas zwrotu inwestycji	DPP [lata]	14,80
5. zdyskontowana wartość netto w 15 roku rozpatrywania inwestycji	NPV [PLN]	69 905,96
6. Produkcja energii elektrycznej	[MWh/rok]	801,33
7. Sprzedaż energii elektrycznej	[MWh/rok]	0,00
8. Zapotrzebowanie dodatkowe na energię elektryczną	[MWh/rok]	343,15
9. Produkcja energii cieplnej	[GJ/rok]	6 852,72
10. Sprzedaż energii cieplnej do sieci ciepłowniczej	[GJ/rok]	0,00
11. Procentowe pokrycie potrzeb energii elektrycznej	[%]	54,0%
12. Procentowe pokrycie potrzeb energii cieplnej	[%]	19,1%
B warianty finansowania inwestycji		
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	58 343,02
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesięcy)	A2 [PLN/m-c]	45 697,33
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 60\%$	S [PLN]	4 878 549,67
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	38 895,35
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesięcy)	A2 [PLN/m-c]	30 464,89
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 40\%$	S [PLN]	3 252 366,45
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	14 585,76
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesięcy)	A2 [PLN/m-c]	11 424,33
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 15\%$	S [PLN]	1 219 637,42



mnożnik dla stopy dyskonta 5,8%	okres rozpatrywania inwestycji, lata	Wariant 3
		NPV
0,945180	1	-7 343 222,52
0,893364	2	-6 598 710,61
0,844390	3	-5 895 013,16
0,798100	4	-5 229 892,69
0,754348	5	-4 601 234,40
0,712994	6	-4 007 039,42
0,673908	7	-3 445 418,46
0,636964	8	-2 914 585,79
0,602045	9	-2 412 853,59
0,569041	10	-1 938 626,56
0,537846	11	-1 490 396,85
0,508361	12	-1 066 739,28
0,480492	13	-666 306,79
0,454151	14	-287 826,18
0,429255	15	69 905,96
0,405723	16	408 027,08
0,383481	17	727 612,26
0,362458	18	1 029 677,65
0,342588	19	1 315 183,69
0,323807	20	1 585 038,17

OCENA EFEKTYWNOŚCI ZABUDOWY POMPY CIEPŁA

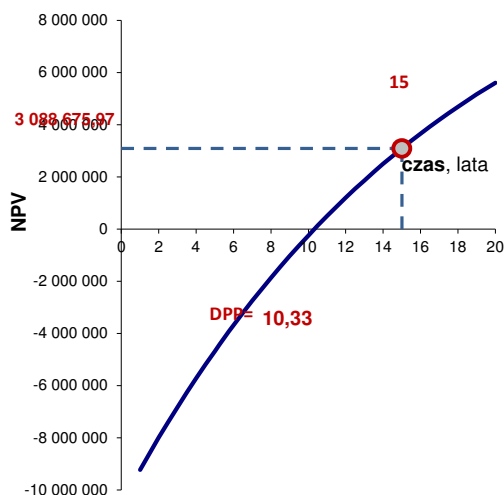
1. Zabudowa instalacji PV mocy 366 kWp.

2. Zabudowa kaskady Pomp Ciepła p/w i w/w o mocy finalnej 622 kWt.

3. Zabudowa Agregatu Kogeneracyjnego mocy 50 kWe i 100 kWt zas. LPG.

Stopa oprocentowania pożyczki / kredytu	7,67%	%
Okres rozpatrywania inwestycji	15	lat
Rozpatrywany okres kredytowania inwestycji 10 lata	120	miesiące
Rozpatrywany okres kredytowania inwestycji 15 lat	180	miesiące
Stopa dyskonta	5,80	%
Udział pożyczki	60%	%
Udział dofinansowania	40%	%
Udział pożyczki	40%	%
Udział dofinansowania	60%	%
Udział pożyczki	15%	%
Udział dofinansowania	85%	%

Komentarz		Wariant 4
A wskaźniki oceny efektywności inwestycji		
1. planowane nakłady inwestycyjne	Ni [PLN]	10 541 077,88
2. zysk po opodatkowaniu	ΔQ_{rw} [PLN/rok]	1 385 076,01
3. prosty czas zwrotu inwestycji	SPBT [lata]	7,61
4. zdyskontowany czas zwrotu inwestycji	DPP [lata]	10,33
5. zdyskontowana wartość netto w 15 roku rozpatrywania inwestycji	NPV [PLN]	3 088 675,97
6. Produkcja energii elektrycznej	[MWh/rok]	782,90
7. Sprzedaż energii elektrycznej	[MWh/rok]	0,00
8. Zapotrzebowanie dodatkowe na energię elektryczną	[MWh/rok]	1 154,35
9. Produkcja energii cieplnej	[GJ/rok]	15 673,77
10. Sprzedaż energii cieplnej do sieci ciepłowniczej	[GJ/rok]	0,00
11. Procentowe pokrycie potrzeb energii elektrycznej	[%]	52,7%
12. Procentowe pokrycie potrzeb energii cieplnej	[%]	43,8%
B warianty finansowania inwestycji		
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	75 637,03
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	59 242,91
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 60\%$	S [PLN]	6 324 646,73
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	50 424,68
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	39 495,27
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 40\%$	S [PLN]	4 216 431,15
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	18 909,26
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	14 810,73
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 15\%$	S [PLN]	1 581 161,68



mnożnik dla stopy dyskonta 5,8%	okres rozpatrywania inwestycji, lata	Wariant 4 NPV
0,945180	1	-9 231 932,32
0,893364	2	-7 994 554,66
0,844390	3	-6 825 010,55
0,798100	4	-5 719 581,35
0,754348	5	-4 674 752,23
0,712994	6	-3 687 201,07
0,673908	7	-2 753 787,88
0,636964	8	-1 871 544,80
0,602045	9	-1 037 666,64
0,569041	10	-249 502,03
0,537846	11	495 455,06
0,508361	12	1 199 573,30
0,480492	13	1 865 091,49
0,454151	14	2 494 125,69
0,429255	15	3 088 675,97
0,405723	16	3 650 632,76
0,383481	17	4 181 782,85
0,362458	18	4 683 815,07
0,342588	19	5 158 325,67
0,323807	20	5 606 823,40

OCENA EFEKTYWNOŚCI ZABUDOWY POMPY CIEPŁA

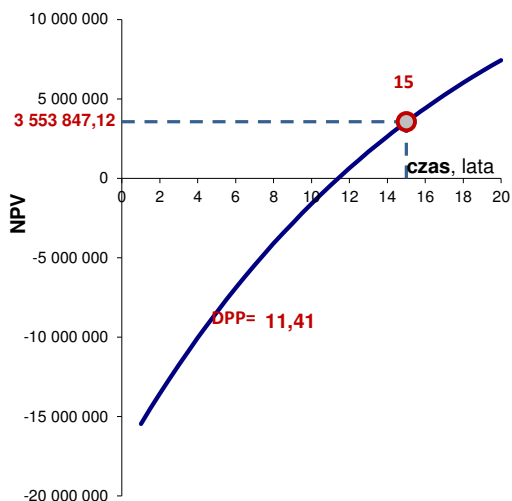
1. Zabudowa instalacji PV mocy 499 kWp.

2. Zabudowa kaskady Pomp Ciepła 2x p/w i w/w o mocy finalnej 622 kWt/szt.

3. Zabudowa 2x Agregatów Kogeneracyjnych mocy 50 kWe/szt i 100 kWt/szt zas. LPG.

Stopa oprocentowania pożyczki / kredytu	7,67%	%
Okres rozpatrywania inwestycji	15	lat
Rozpatrywany okres kredytowania inwestycji 10 lata	120	miesiące
Rozpatrywany okres kredytowania inwestycji 15 lat	180	miesiące
Stopa dyskonta	5,80	%
Udział pożyczki	60%	%
Udział dofinansowania	40%	%
Udział pożyczki	40%	%
Udział dofinansowania	60%	%
Udział pożyczki	15%	%
Udział dofinansowania	85%	%

Komentarz		Wariant 5
A wskaźniki oceny efektywności inwestycji		
1. planowane nakłady inwestycyjne	Ni [PLN]	17 483 420,51
2. zysk po opodatkowaniu	ΔQ_{rw} [PLN/rok]	2 137 838,66
3. prosty czas zwrotu inwestycji	SPBT [lata]	8,18
4. zdyskontowany czas zwrotu inwestycji	DPP [lata]	11,41
5. zdyskontowana wartość netto w 15 roku rozpatrywania inwestycji	NPV [PLN]	3 553 847,12
6. Produkcja energii elektrycznej	[MWh/rok]	478,71
7. Sprzedaż energii elektrycznej	[MWh/rok]	0,00
8. Zapotrzebowanie dodatkowe na energię elektryczną	[MWh/rok]	1 154,35
9. Produkcja energii cieplnej	[GJ/rok]	28 047,78
10. Sprzedaż energii cieplnej do sieci ciepłowniczej	[GJ/rok]	0,00
11. Procentowe pokrycie potrzeb energii elektrycznej	[%]	32,2%
12. Procentowe pokrycie potrzeb energii cieplnej	[%]	78,3%
B warianty finansowania inwestycji		
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	125 451,49
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	98 260,23
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 60\%$	S [PLN]	10 490 052,31
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	83 634,33
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	65 506,82
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 40\%$	S [PLN]	6 993 368,21
1. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (120 miesięcy)	A1 [PLN/m-c]	31 362,87
2. miesięczna rata kapitałowa wraz z odsetkami (180 miesiące)	A2 [PLN/m-c]	24 565,06
3. $(1+r/12)$, przy czym r oznacza roczną stopę oprocentowania kredytu	q	1,0064
4. kwota kredytu $\leq 15\%$	S [PLN]	2 622 513,08



mnożnik dla stopy dyskonta 5,8%	okres rozpatrywania inwestycji, lata	Wariant 5 NPV
0,945180	1	-15 462 779,06
0,893364	2	-13 552 910,01
0,844390	3	-11 747 740,78
0,798100	4	-10 041 531,68
0,754348	5	-8 428 857,67
0,712994	6	-6 904 591,11
0,673908	7	-5 463 885,49
0,636964	8	-4 102 159,95
0,602045	9	-2 815 084,76
0,569041	10	-1 598 567,58
0,537846	11	-448 740,37
0,508361	12	638 052,83
0,480492	13	1 665 267,58
0,454151	14	2 636 169,99
0,429255	15	3 553 847,12
0,405723	16	4 421 216,81
0,383481	17	5 241 036,94
0,362458	18	6 015 914,18
0,342588	19	6 748 312,34
0,323807	20	7 440 560,12

11. PODSUMOWANIE

Audyt energetyczny objął swoim zakresem identyfikację wraz z oceną warunków pracy istniejącego źródła ciepła. Na jej podstawie dokonano oceny możliwych do zastosowania propozycji zmiany technologii pozyskiwania ciepła do ogrzewania kompleksu budynków szpitala zakładając w perspektywie najbliższych lat odchodzić od korzystania z węgla.

W opracowaniu przedstawiono 5 koncepcji wariantowego zastępowania węgla w produkcji ciepła. Biorąc pod uwagę uwarunkowania lokalizacyjne, dostępność alternatywnych nośników energii - podstawowym źródłem będzie instalacja fotowoltaiczna PV w połączeniu z pompami ciepła typu powietrze-woda lub woda-woda wspomaganych również okresowo źródłem kogeneracyjnym produkującym energię elektryczną i ciepło.

Wariantem odniesienia jest wariant bazowy. Zakłada on, że układ istniejącej kotłowni węglowej pozostaje bez zmian.

Wariant 0 przedstawia zabudowę instalacji fotowoltaicznej przeznaczonej jedynie do wytwarzania energii elektrycznej, która następnie będzie zaspokajać zapotrzebowanie na energię elektryczną budynków Szpitala. Wariant 0 stanowi wariant wyjściowy dla pozostałych wszystkich kolejnych wariantów.

Warianty 1 – 2 zakładają zastosowanie instalacji fotowoltaicznej w połączeniu z pompą ciepła jako źródła wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Pompa ciepła będzie pracować jako podstawowe źródło ciepła. Instalacja fotowoltaiczna będzie zaspokajać częściowo zapotrzebowanie na energię elektryczną pompy ciepła oraz potrzeb ogólnych budynków Szpitala.

W wariantach 3 – 4 przeanalizowano możliwość zastosowania oprócz instalacji jak wyżej również układu kogeneracyjnego opartego na jednym agregacie wytwarzającym energię elektryczną i ciepło wspomagających pracę instalacji PV i PH. Zakłada się współpracę agregatu kogeneracyjnego z pompą ciepła jako podstawowych źródeł ciepła i energii elektrycznej.

W wariantach 5 przeanalizowano możliwość zastosowania zwiększonej powierzchni zabudowy paneli fotowoltaicznych zwiększając łącznie moc do poziomu 499 kWp, większej mocy pomp ciepła (1 244 kWt)) oraz zabudowę dwóch agregatów kogeneracyjnych o mocach 2 x 50 kWe i 2 x 100 kWt. W tym wariantach założono współpracę agregatów kogeneracyjnych z pompami ciepła jako podstawowymi źródłami ciepła i energii elektrycznej.

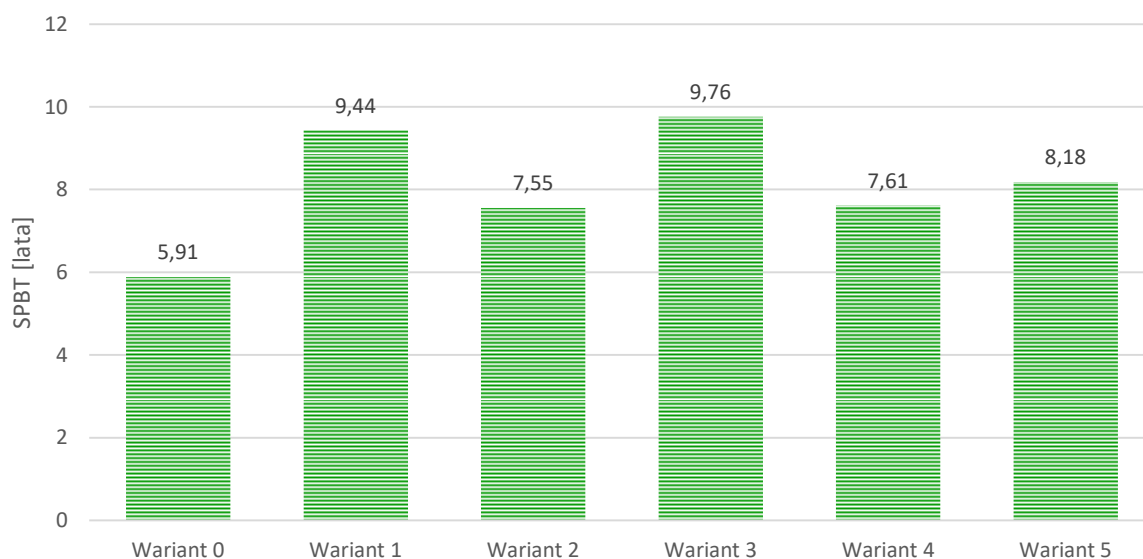
W Tab. 11.1 przedstawiono wykaz wszystkich wariantów z uwzględnieniem występujących w nich źródeł ciepła.

Tab. 11.1 Wykaz wariantów

Lp.	Źródło	W-0	W-1	W-2	W-3	W-4	W-5
1.1	Instalacja fotowoltaiczna PV o mocy 366 kWp	X	X	X	X	X	
1.2	Instalacja fotowoltaiczna PV o mocy 499 kWp						X
2	1x ukł. Pompa ciepła o mocy 220 kWt		X		X		
3.1	1x ukł. Pompa ciepła o mocy 662 kWt			X		X	
3.2	2x ukł. Pompa ciepła o mocy 662 kWt						X
4.1	1x ukł. Agregat kogeneracyjny o mocy 100 kWt i 50 kWe				X	X	
4.2	2x ukł. Agregat kogeneracyjny o mocy 100 kWt i 50 kWe						X

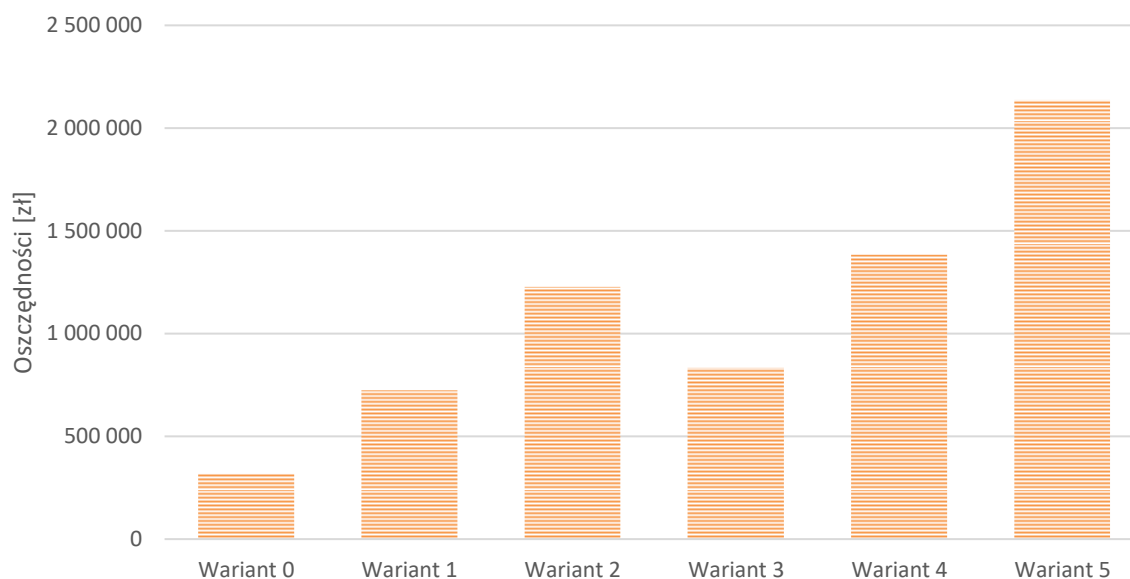
Poniżej przedstawiono zestawienie wyników analizy techniczno-ekonomicznej rozpatrywanych wariantów.

Na Rys. 11.1 przedstawiono porównanie prostego czasu zwrotu inwestycji SPBT.



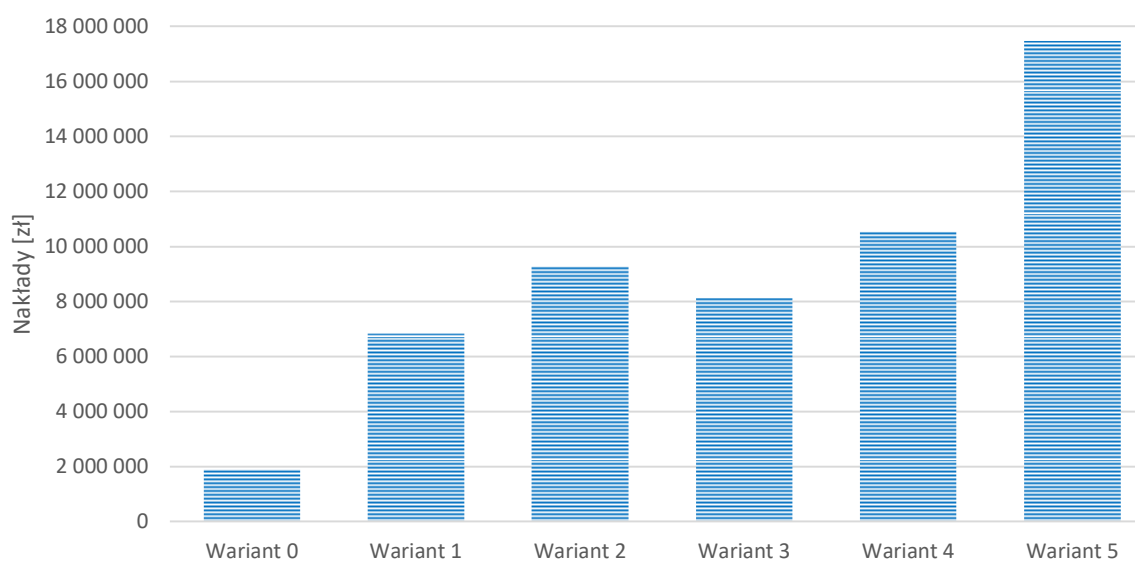
Rys. 11.1 Porównanie prostego czasu zwrotu z inwestycji (SPBT) rozpatrywanych wariantów

Rys. 11.2 przedstawia porównanie rocznych oszczędności z inwestycji.



Rys. 11.2 Porównanie rocznych oszczędności z inwestycji rozpatrywanych wariantów

Na Rys. 11.3 przedstawiono porównanie nakładów inwestycyjnych.



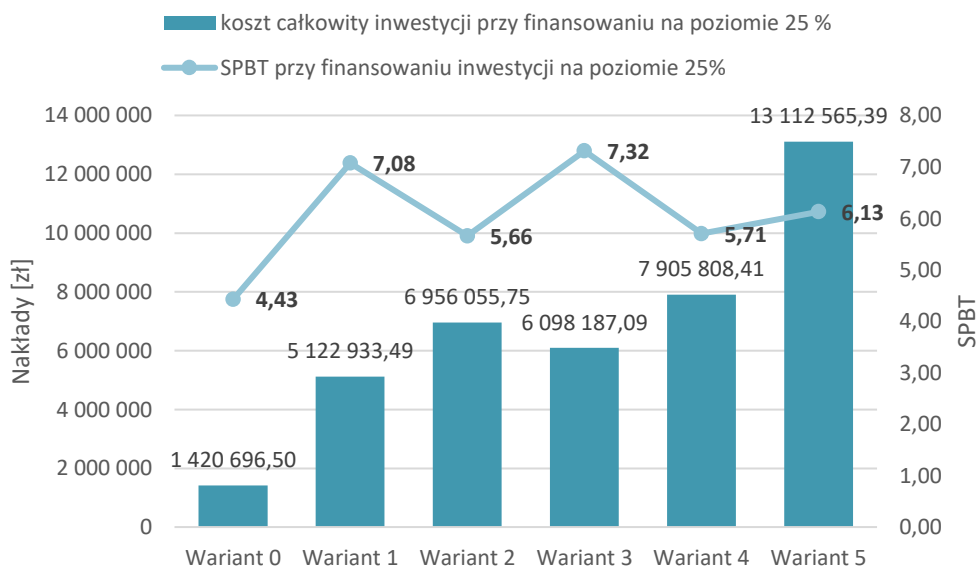
Rys. 11.3 Porównanie nakładów inwestycyjnych rozpatrywanych wariantów

W Tab. 11.2 i na Rys. 11.4 ÷ Rys. 11.6 przedstawiono dodatkowo porównanie rozpatrywanych wariantów pod względem warunków finansowania inwestycji z uwzględnieniem różnego poziomu dofinansowania bez wrotnego na poziomie 25%, 50% i 75%. Dla różnych poziomów dotacji określono wskaźnik oceny efektywności inwestycji jako SPBT.

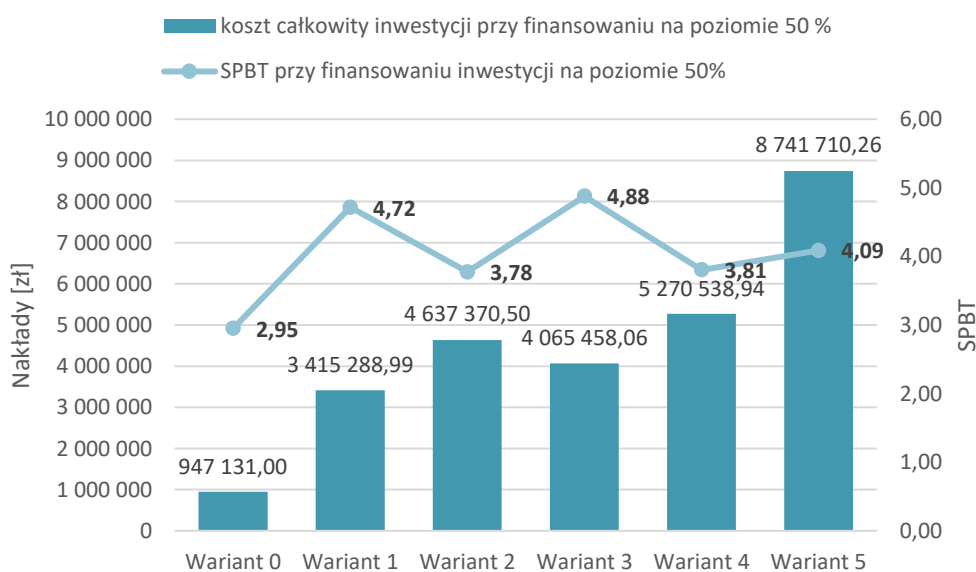
Tab. 11.2 Porównanie finansowania inwestycji na różnych poziomach oraz ich SPBT rozpatrywanych wariantów

Finansowanie inwestycji	Wariant 0	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4	Wariant 5
25%	1 420 696,50	5 122 933,49	6 956 055,75	6 098 187,09	7 905 808,41	13 112 565,39
SPBT	4,43	7,08	5,66	7,32	5,71	6,13
50%	947 131,00	3 415 288,99	4 637 370,50	4 065 458,06	5 270 538,94	8 741 710,26

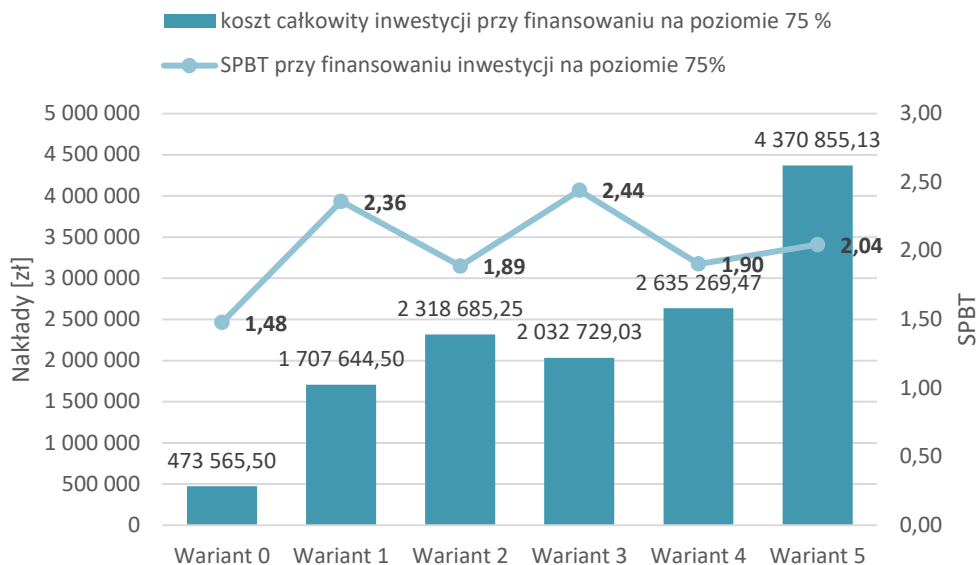
SPBT	2,95	4,72	3,78	4,88	3,81	4,09
75%	473 565,50	1 707 644,50	2 318 685,25	2 032 729,03	2 635 269,47	4 370 855,13
SPBT	1,48	2,36	1,89	2,44	1,90	2,04



Rys. 11.4 Wykres finansowania inwestycji na poziomie 25% i SPBT



Rys. 11.5 Wykres finansowania inwestycji na poziomie 50% i SPBT



Rys. 11.6 Wykres finansowania inwestycji na poziomie 75% i SPBT

W Tab. 11.3 przedstawiono porównanie ilości zapotrzebowania na paliwo węglowe i gaz, wielkość emisji CO₂ wynikającą ze spalania paliw w poszczególnych wariantach oraz poziom redukcji emisji CO₂ w odniesieniu do wariantu bazowego w stanie istniejącym.

Największy efekt ekologiczny polegający na największej redukcji emisji CO₂ w procesie spalania węgla kamiennego charakteryzuje wariant 5, w którym poziom redukcji emisji wynosi 52,11 %.

Wskaźniki emisji dla źródeł ciepła zasilanych **węglem kamiennym** przyjęto zgodnie z opracowaniem pn. „Kryteria merytoryczne szczegółowe dla działania 5.5 Ochrona Powietrza – Załącznik nr 7 – Tab. 1 – Wskaźniki emisji zanieczyszczeń służące do wyznaczenia efektu ekologicznego dla redukcji CO₂” = **94,71 kgCO₂/GJ**.

Wskaźnik emisji **energii elektrycznej** przyjęto zgodnie z „Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej – na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisyjności gazów cieplarnianych i innych substancji za 2020 rok” = **698 kgCO₂/MWh**.

Wskaźnik emisji dla źródeł ciepła zasilanych **gazem ciekłym (LPG)** przyjęto zgodnie z „Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2019 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2022” = **63,10 kg/GJ**.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że najkorzystniejszym wariantem pod względem redukcji wykorzystania węgla i wynikającej z tego faktu redukcji emisji CO₂ jest **Wariant 5, polegający na zabudowie instalacji fotowoltaicznej, układu pomp ciepła oraz agregatów kogeneracyjnych zasilanych gazem skroplonym LPG**. W wariantcie tym redukcja emisji CO₂ w znacznej mierze wynika z wykorzystania energii OZE oraz zastosowania alternatywnego względem paliwa węglowego paliwa w postaci gazu skroplonego LPG.

Pod względem wariantów uwzględniającej wskaźniki oceny efektywności ekonomicznej za najkorzystniejszy należy uznać **wariant 4**, ponieważ posiada on jeden z najniższych wartości prostego czasu zwrotu nakładów SPBT przy szerokim zakresie inwestycyjnym bo uwzględniającym **zabudowę instalacji fotowoltaicznej, pomp ciepła oraz agregatu kogeneracyjnego**. Wariant 4 posiada również najbardziej sprzyjający zdyskontowany czas zwrotu inwestycji DPP.

Największą zdyskontowaną wartość netto posiada wariant 5, jednak jest on obciążony największym ryzykiem inwestycyjnym wynikającym z kosztu inwestycyjnego.

Biorąc pod uwagę zrealizowaną analizę wraz z oceną techniczno-ekonomiczną i środowiskową oraz uwarunkowania wynikające z trendów długoterminowych na rynku paliw i energii elektrycznej oraz ciepła uznaje się, że za najkorzystniejszy wariant należy uznać Wariant 4. Wariant ten jest rekomendowany, przez zespół audytorów realizujących niniejszy audyt, do realizacji.

Realizacja wariantu W4 nie powoduje docelowo braku możliwości zrealizowania wariantu W5. Można uznać, że wariant W4 jest pierwszym etapem realizacji docelowej przebudowy źródła wytwarzania.

Tab. 11.3 Porównanie ilości zapotrzebowania na paliwo oraz emisji CO₂ rozpatrywanych wariantów

		Stan istniejący	Wariant 0	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4	Wariant 5
Węgiel kamienny	Mg/a	2 612,0	2 612,0	2 119,2	1 495,6	2 112,2	1 468,8	566,3
Emisja CO ₂	kgCO ₂	5 689 851,4	5 689 851,4	4 616 412,3	3 257 935,7	4 601 083,5	3 199 583,1	1 233 585,4
Energia elektryczna	MWh/a	847,1	517,0	1 116,5	1 881,0	444,6	1 201,1	1 770,4
Emisja CO ₂	kgCO ₂	591 266,6	360 897,8	779 322,7	1 312 920,0	310 320,4	838 342,0	1 235 741,7
Gaz ciekły LPG	m ³ /a	-	-	-	-	180,4	180,4	341,9
Emisja CO ₂	kgCO ₂	-	-	-	-	283 410,3	283 410,3	538 979,31
Suma CO ₂	MgCO ₂	6 281,1	6 050,7	5 395,7	4 570,9	5 194,8	4 321,3	3 008,31
Redukcja CO₂	MgCO₂	-	230,4	885,4	1 710,3	1 086,3	1 959,8	3 272,81
Redukcja CO₂	%	-	3,67	14,10	27,23	17,29	31,20	52,11

12. ZAŁĄCZNIKI

KARTY KATALOGOWE WYBRANYCH URZĄDZEŃ

- Panele fotowoltaiczne – LONGI LR4-72HPH 450M
- Agregat Kogeneracyjny zasilany paliwem typu LPG – 100 kWth / 50 kWel
- Pompa ciepła powietrze / woda – GAZUNO BRW 250; A-18W40; 142 kW
- Pompa ciepła woda / woda – GAZUNO P100; R1234ze; 213 kW 100oC
- Pompa ciepła woda / woda – GAZUNO P300; R1234ze; 622 kW 100oC

RYSUNKI

- P-01 – Schemat technologiczny – Wariant W4
- A-01 – Analiza zabudowy paneli fotowoltaicznych na dachu oraz elewacji – Budynek Kotłowni
- A-02 – Analiza zabudowy paneli fotowoltaicznych na dachu - Wiata
- A-03 – Analiza zabudowy paneli fotowoltaicznych na proj. dachu zabudowanym nad parkingiem
- A-04 – Analiza zabudowy paneli fotowoltaicznych na dachu – Budynek Pawilon B
- A-05 – Analiza zabudowy paneli fotowoltaicznych na dachu – Budynek Administracyjny
- A-06 – Analiza zabudowy paneli fotowoltaicznych na dachu – Budynek Administracyjno-Biurowy
- A-07 – Analiza zabudowy paneli fotowoltaicznych na dachu – Budynek Warsztatowy

Panele fotowoltaiczne – LONGI LR4-72HPH 450M




LR4-72HPH 425~455M

**Wysokowydajny moduł
w technologii Low LID
Mono PERC Half-Cut**



12 lat gwarancji na materiały i użytkowanie;
25 lat gwarancji na liniową moc wyjściową



Okres (lat)	Wzrost / Spadek (%)	Opis
10	+1,85%	Wartość dodana gwarancji liniowej LONGI
15	+2,80%	Standardowe gwarancja liniowa
20	+3,38%	
25	-0,55%	25 lat gwarancji na uzysk mocy, Roczny spadek mocy <0,55%
25	+4,10%	Neto (z uwzględnieniem gwarancji)

Pełna certyfikacja systemu i produktu

Nama IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
System Zarządzania Jakością ISO 9001:2008
System Zarządzania Środowiskowego ISO 14001:2004
TS62941: Wytyczne dotyczące jakości produkcji modułów i zabezpieczenia typów
OHSAS18001:2007 Bezpieczeństwo i Higiena pracy



* Specyfikacje podlegają zmianom technicznym i testom LONGI zastrzega sobie prawo do interpretacji.

Dodatnia tolerancja mocy (0 – +5W) gwarantowana

Wysoka sprawność modułu (do 20,9%)

Wolniejsza degradacja mocy dzięki technologii Low LID Mono PERC: w pierwszym roku użytkowania <2%, 0,55% w latach 2-25

Wysoka odporność na degradację indukowanym napięciem (PID) zapewniona przez ulepszony proces produkcji ogniw solarnych i staranny dobór komponentów (BOM)

Zredukowana utrata rezystancji przy niższym prądzie roboczym

Wyższa wydajność energetyczna przy niższej temperaturze roboczej

Zmniejszone ryzyko gorących punktów dzięki zoptymalizowanej konstrukcji elektrycznej i niższemu prądowi roboczym



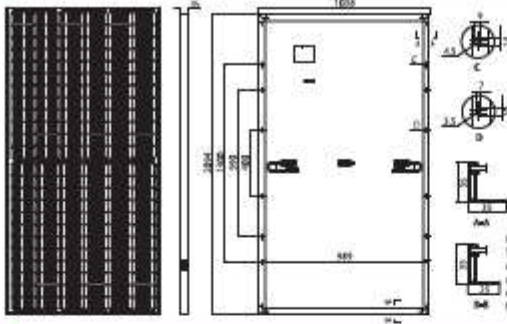
Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Uwaga: Ze względu na ciągłe innowacje techniczne, prace badawczo-rozwojowe i doskonalenie, dane techniczne przedstawione powyżej mogą ulec zmianie. LONGI zastrzega sobie prawo do dokonywania zmian w dowolnym momencie bez wcześniejszego powiadomienia; Strona ządająca winna zająć najnowszy arkusz danych, dla potrzeb takich jak umowa i uczynić z niego spójną i wiążącą część zgodnej z prawem dokumentacji, należyście podpisanej przez obie strony.

20200414V11 for EU DG only

LR4-72HPH 425~455M

Konstrukcja (mm)



Parametry mechaniczne

Liczba ogniw: 144 (6x24)
Szybyka przyłączeniowa: IP68, 3 diody
Przewód śledzący: 4mm², 1400mm długości (for EU DG)
Szkieł: Hartowane szkło 3,2mm
Rama: Rama anodowana przez dobrą odpowiedniego stopu aluminium
Waga: 23,5kg
Wymiary: 2094x1038x35mm
Pałowanie: 30 sztuk w paście
150 sztuk w 20'GP
660 sztuk w 40'HC

Parametry pracy

Temperatura pracy: -40 °C ~ +85 °C
Tolerancja mocy: 0 ~ +5 W
Tolerancja L20 i Icc: ±3%
Maksymalne napięcie układu: DC1500V (IEC/UL)
Maksymalny prąd bezpieczeństwa: 20A
Nominalna temperatura pracy ogniwa: 45±2 °C
Klasa bezpieczeństwa: Klasse II
Odporność ogniowa: UL typ 1 lub typ 2

Charakterystyka elektryczna

Bezpieczeństwo pomiaru dla Pmax: ±3%

Oznaczenie modułu	LR4-72HPH-425M		LR4-72HPH-430M		LR4-72HPH-435M		LR4-72HPH-440M		LR4-72HPH-445M		LR4-72HPH-450M		LR4-72HPH-455M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Wzrost maksymalny (Pmax/W)	425	317.4	430	321.1	435	324.9	440	328.6	445	332.3	450	336.1	455	339.8
Napięcie obwodu otwartego (Voc/V)	48.3	45.3	48.5	45.5	48.7	45.7	48.9	45.8	49.1	46.0	49.3	46.2	49.5	46.4
Prąd zwarcia (Isc/A)	11.23	9.08	11.31	9.15	11.39	9.21	11.46	9.27	11.53	9.33	11.60	9.38	11.66	9.43
Napięcie przy mocy maksymalnej (Vmp/V)	40.5	37.7	40.7	37.9	40.9	38.1	41.1	38.3	41.3	38.5	41.5	38.6	41.7	38.8
Napięcie przy mocy maksymalnej (Imp/A)	10.50	8.42	10.57	8.47	10.64	8.53	10.71	8.59	10.78	8.64	10.85	8.70	10.92	8.75
Sprawność modułu (%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9	

Standardowe warunki pomiaru (STC): Natężenie promieniowania 1000W/m², Temperatura ogniwa 25 °C, Widmo słoneczne AM1.5

Nominalna temperatura pracy ogniwa (NOCT): Natężenie promieniowania 800W/m², Temperatura otoczenia 20 °C, Widmo słoneczne AM1.5, Wiatr 1m/s

Temperatury zmianowe (STC)

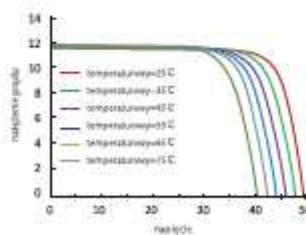
Współczynnik temperaturowy Icc	+0,048%/ °C
Współczynnik temperaturowy Voc	-0,270%/ °C
Współczynnik temperaturowy Pmax	-0,350%/ °C

Obciążenie mechaniczne

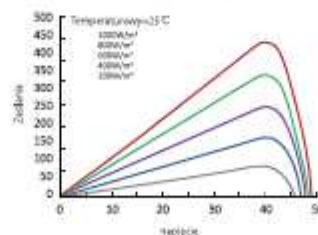
Maksymalne obciążenie statyczne, przód	5400Pa
Maksymalne obciążenie statyczne, tył	2400Pa
Test gradowy	średnica kul gradowej 25mm, przy prędkości 23 m/s

Charakterystyka prądowo-napięciowa

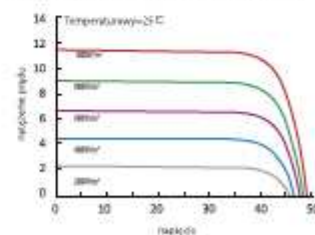
Krzywa prądowo-napięciowa (LR4-72HPH-440M)



Krzywa mocy-napięciowa (LR4-72HPH-440M)



Krzywa prądowo-napięciowa (LR4-72HPH-440M)



LONGI

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Uwaga: Ze względu na ciągłe innowacje techniczne, prace badawczo-rozwojowe i doskonalenie, dane techniczne przedstawione powyżej mogą ulec zmianie. LONGI zastrzega sobie prawo do dokonywania zmian w dowolnym momencie bez wcześniejszego powiadomienia. Strona ządająca winna zażądać najnowszego arkusza danych, dla potrzeb takich jak umowa i uczynić z niego spójną i wiążącą część zgodną z prawem dokumentacji, należycie podpisaną przez obie strony.

20200414V11 for EU DG only

Agregat Kogeneracyjny zasilany paliwem typu LPG – 100 kW_{th} / 50 kW_{el}



Technical datasheet neoTower[®] 50.0 [S; HT; CV]

Product designation	50.0 Standard	50.0 High Temperature	50.0 Caloric Value
Technical data			
Rated output - electrical ⁽¹⁾ [kW _{el}]	50,0	50,0	50,0
Rated output - thermal ⁽²⁾ [kW _{th}]	85,0	80,0	100,0
Power modulation - electrical [kW _{el}]	25,0 - 50,0	25,0 - 50,0	25,0 - 50,0
Power modulation - thermal [kW _{th}]	52,6 - 85,0	49,5 - 80,0	60,2 - 100,0
Energy input [kWh _{th}]	143,00	143,00	143,00
Liquefied Petroleum gas input [kg/h]	n.a.		
Liquefied Petroleum gas input [l/h]	n.a.		
CHP coefficient	0,59	0,63	0,50
f Primary energy factor ⁽⁷⁾	0,203	0,216	0,172
PES [%]	29,2	27,2	34,5
ErP energy efficiency label ⁽⁸⁾	n.a.		
Sound pressure level L _{pA} ⁽³⁾ [dB(A)]	65	65	65
Sound power level L _{WA} [dB(A)]	83	83	83
Maintenance interval [op. hrs]	3.000	3.000	3.000
Efficiency ratios			
Electrical efficiency ratio η _{el} [%]	35,0	35,0	35,0
Thermal efficiency ratio η _{th} [%]	59,4	55,9	69,9
Total efficiency ratio η _{total} [%]	94,4	90,9	104,9
Heat extraction			
Flow temperature ± 5 [°C]	80	93	80
Return flow temperature ± 5 [°C]	25-65	83	25-65
min./max. ambient temperature [°C]	5/30 °C	5/30 °C	5/30 °C
Pressure rating - water side [PN]	6	6	6
Electrical energy generation			
Nominal voltage [V]	400	400	400
Frequency [Hz]	50	50	50
Nominal effective power P _{nG} [kW]	50,0	50,0	50,0
Apparent power S _{E max} [kVA]	62,5	62,5	62,5
Nominal voltage U _{nG} [V]	400	400	400
Frequency [Hz]	50	50	50
Cos φ uncompensated	synchronous		
Reactive power compensation [kVar] ⁽⁸⁾	synchronous		
Number of steps	synchronous		
Degree of choking or resonance frequency	synchronous		
Cos φ acc. to VDE-AR-N 4105 quadrants II, III ⁽⁸⁾	0,80 - 1,00	0,80 - 1,00	0,80 - 1,00
Rated alternating current I _r [A]	90,2	90,2	90,2
Rated alternating current I _r cos φ 1 [A]	72,2	72,2	72,2
Rated apparent power S _{rE} [kVA]	55,6	55,6	55,6
Short-circuit alternating current Alternator I _{k''} [A]	1.170,0	1.170,0	1.170,0
Grid short circuit power with U _{nG} S _{k''} [kVA]	1.060	1.060	1.060
Start-up current I _k [A] approx.	no start-up-current: Battery starter system		
Motor			
Motor manufacturer	MAN	MAN	MAN
Number of cylinders	4	4	4
Displacement [l]	4,6	4,6	4,6
Air-fuel ratio λ	1,0	1,0	1,0
Engine oil	RMB/Engine Oil		
Engine oil [litres]	175	175	175

Technical datasheet neoTower® 50.0 [S; HT; CV]

Product designation	50.0 Standard	50.0 High Temperature	50.0 Caloric Value
Generators			
Generator manufacturer	MARELLI	MARELLI	MARELLI
Generator type	synchronous	synchronous	synchronous
Motor start-up	not provided	not provided	not provided
Speed [rpm]	1.500	1.500	1.500
Supply and exhaust air			
Combustion air requirement [m³/h]	183,00	183,00	183,00
Module ventilation flow rate [m³/h]	1.100,00	1.100,00	1.100,00
Total air requirement of module [m³/h]	1.283,00	1.283,00	1.283,00
Permissible counter-pressure of exhaust air system max. ⁽⁴⁾ [Pa]	150,00	150,00	150,00
min./max. intake air temperature [°C]	5-30 °C	5-30 °C	5-30 °C
Min. cross section without hydraulic resistance [cm ²]	2000	2000	2000
Flue gas			
Flue gas temperature max. [°C]	< 150	< 150	< 110
Flue gas temperature ⁽⁶⁾ [°C]	95	95	60
Flue gas mass flow rate - damp [kg/h]	193	193	193
Flue gas volume flow - dry [Nm³/h]	156	156	156
Delivery pressure flue gas max. [Pa]	500	500	500
Delivery pressure flue gas cascades max. [Pa]	500	500	500
Emissions Nox	<240 mg/kWh	<240 mg/kWh	<240 mg/kWh
Dimensions & weight (50.0 Caloric Value without condensing module)			
Dimensions of module L x W x H [mm]	2.523x804x1.964	2.523x804x1.964	2.523x804x1.964
Weight approx. [kg]	2250	2250	2250
Installation location			
Installation location	The manufacturer's manual, the technical drawings as well as the applicable fireplaces regulations to be taken in consideration		
ErP Label			
ErP energy efficiency label ⁽⁸⁾	n/a	n/a	n/a
ErP energy input ⁽⁸⁾ [kWh _{HE}]	158,7	158,7	158,7
ErP efficiency ratio - electrical $\eta_{el,HS}$ ⁽⁸⁾ [%]	31,5	31,5	31,5
ErP efficiency ratio - thermal $\eta_{th,HS}$ ⁽⁸⁾ [%]	53,6	50,4	63,0
ErP efficiency ratio - total $\eta_{total,HS}$ ⁽⁸⁾ [%]	85,1	81,9	94,5
Room controller category ⁽⁸⁾	2	2	2
P_{design} ⁽⁸⁾ [kW]	32,9	31,0	38,7
Q_{HE} ⁽⁸⁾ [kWh]	43.738	41.165	51.454
P_{SB} electrical power requirement - standby ⁽⁸⁾ [kW]	0,07	0,07	0,07
Electrical power requirement - partial load ⁽⁸⁾ [kW]	0,66	0,66	0,66
$P_{el,max}$ Electrical power requirement - full load ⁽⁸⁾ [kW]	0,96	0,96	0,96
P_{ctby_CHP} Thermal standing losses ⁽⁸⁾ [kW]	0,87	0,87	0,87
Electrical power requirement - standby ⁽⁸⁾ [kW]	0,07	0,07	0,07
$\eta_S = \eta_{son} - \Sigma(F1-F5)$ ⁽⁸⁾	155,5	155,5	155,5
Net output - electrical [kW _{el}]	49,04	49,04	49,04

- 1) Performance data in accordance with ISO 3046/1-2002, tolerance 5%
- 2) Thermal performance data tolerance 8%
- 3) Test bench measurement at 1 m interval in front of the CHP
- 4) Exhaust air (without flue gas) does not have to be extracted "via the roof"
- 5) At a return temperature of 35 °C and optimum operating conditions, tolerance 5%
- 6) In accordance with EU Regulation 811/2013; 813/2013
- 7) fpe-current = 2.8 displacement mix per DIN V 1859, GEG (attachment 4 to § 22 section 1) valid from 11.2020
- 8) Only when using the optional compensation (integrated in neoTower® 2.0, 3.3 and 4.0 / not required for neoTower® 50.0)



Technical datasheet neoTower® 50.0 [S; HT; CV]

Product designation	50.0 Standard	50.0 High Temperature	50.0 Caloric Value
Product designation	Fully equipped for seamless CHP unit operation with all necessary measurement and control equipment in bivalent operation. Dimensions control cabinet 800x800x300 mm Connection cable CHP control cabinet standard 3m		
Electrical connections	Supply line to control cabinet: 5x35mm ² Cu up to max. 50m (fuse 100 A slow blow) max. terminal area 50mm ²		
	Temperature sensor cable: min. 2-08 JY(ST)Y up to 15 m length (2x1,5 mm ² up to 40 m length)		
	Control cables pump: 3x1,5 mm ² ; RJ45 Patch cable in CHP connector		
Reactive current compensation	synchronous		
Gas pressure [mbar / hPa]	Gas resting pressure before gas regulator: 20 - 50 (for NG and LPG)		
	Flow pressure ≥ 18 (for NG and LNG)		
Regulations and standards	Complies with the pertinent EU Directives for CE certification		
Connections	Gas: 1" internal thread		
	Heating supply line: 2" male thread / PN 6.0		
	Heating return line: 2" male thread / PN 6.0		
	Flue gas: DN80 PN10, DN100 after silencer		
	Exhaust air: DN200; accepted back pressure to be consider!		
	Supply air: DN150		
	Note: It is important to ensure that all terminals are connected via a flexible connection, in order to ensure vibration isolation.		
Method of operation	Residual pressure head secondary pump 3,5 m		
	Mains parallel without emergency power, heat operated		
	Use of electricity: Own requirement and infeed into the grid of the energy supply company, optional electricity-optimised modulation		
Indicators and switches/buttons	Heat usage automatically regulated in monovalent or bivalent operation with buffer tank; optionally heat-optimised modulation		
	Operation of the internal control and monitoring programs via central control unit (touchscreen for quick access to important functions)		
	Back-lit graphical colour display with visualised system diagram and indicators for: temperature memory, motor, return line, hot water, interior, oil, flue gas, indicator for current power, water pressure, operation hours, generated energy, maintenance instructions and error notifications		
	Switches/buttons: master switch, Emergency stop, Electric vehicle (Efz) charging data button, maintenance button		



Technical datasheet neoTower® 50.0 [S; HT; CV]

Product designation	50.0 Standard	50.0 High Temperature	50.0 Caloric Value
RMB/Report	Global live data tracking visualised in installation diagram, individual password protection, data logging with daily, weekly, monthly and annual report in graphical format, remote maintenance, remote monitoring, evaluation and reporting		
Water quality	Motor circuit: 40% glycol, 60% water per VDI Regulation 2035. Operational pressure warm: 2.0 bar. Operational pressure cold: 1.8 bar. Primary pressure expansion vessel cold: 1.0 bar. Heating circuit ("secondary circuit"): free from mechanical impurities and as a minimum in accordance with the Group 2 quality requirements of VDI Regulation 2035 Conductivity < 100µS/cm Water hardness < 1° dH 8.2 > pH-Wert < 9 Deviations cause severe damages!		

Deviating values depending on environmental and operating conditions.

Technical modification, design deviation and errors excepted.

Pompa ciepła powietrze / woda – GAZUNO BRW 250; A-18W40; 142 kW

KARTA KATALOGOWA

R410A

BRW410-S

enerblue
INSPIRED BY NATURE

gazuno

enerblue

BRW410-S



R410A



BRW410-S to wysokotemperaturowa rewersyjna pompa ciepła wykorzystująca czynnik chłodniczy R410A. Każda jednostka posiada 2 niezależne obiegi chłodnicze. Urządzenie jest wyposażone w 2 sprężarki spiralne zapewniające produkcję ciepłej wody do 62°C, wentylatory osiowe z regulacją prędkości obrotowej, płytowe wymienniki ciepła oraz lamelowy wymiennik ciepła Al/Cu. Sprężarki inwerterowe dostępne są jako opcja.

ZAKRES MOCY:

Wydajność grzewcza (A7;W45) 94 ÷ 244 kW

Wydajność chłodnicza (A35;W7) 83 ÷ 214 kW



Rewersyjna



Sprężarka typu scroll



Wentylatory osiowe



Wersja 4-rurowa (opcjonalnie)



Sprężarka inwerterowa (opcjonalnie)

BRW410-S

Wysokoefektywne, wysokotemperaturowe pompy ciepła powietrze-woda z wentylatorami osiowymi i sprężarkami typu scroll.

DOSTĘPNE WERSJE

STANDARDOWA

Rewersyjna pompa ciepła dla systemów 2-rurowych do celów chłodzenia i grzania medium do temperatury 62°C.



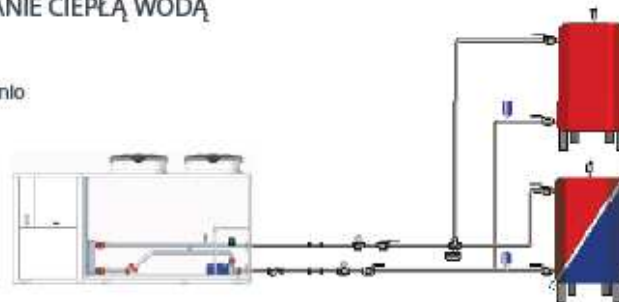
ZAKRES TEMPERATURY
MEDIUM

62° C
MAX grzanie

-7° C
MN chłodzenie

AUTOMATYCZNE ZARZĄDZANIE CIEPŁĄ WODĄ

Automatyczne zarządzanie c.w.u. poprzez zawór 3-drogowy bezpośrednio przez sterownik.



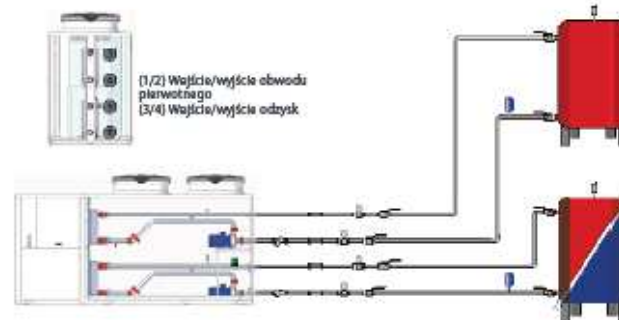
62° C
MAX c.w.u.

62° C
MAX grzanie

-10° C
MN chłodzenie

4-RUROWA POMPA CIEPŁA

W tej wersji urządzenie jest wyposażone w dwa płytowe wymienniki ciepła: jeden po stronie systemu do chłodzenia i grzania, a drugi wyłącznie do produkcji c.w.u. W trybie letnim urządzenie może jednocześnie produkować wodę lodową dla użytkowników ciepłą wodę użytkową. Wersja 4-rurowa pozwala odzyskać 100% ciepła odpadowego.



62° C
MAX c.w.u.

62° C
MAX grzanie

-10° C
MN chłodzenie

*prosimy o kontakt z działem sprzedaży w przypadku, gdy agregat chłodniczy+wersja 4-rurowa ma pracować przez cały rok. Zbiornik buforowy oraz pompa przedstawione na rysunku są dostępne jako opcja.

KONFIGURACJE

LN wersja wyciszona

Urządzenie, oprócz elementów wersji podstawowej, zawiera komorę sprężarki izolowaną akustycznie materiałem dźwiękochłonnym i dźwiękoszczelnym. Odpowiedni dobór materiałów pozwolił na wyeliminowanie zakłóceń generowanych przez sprężarkę i pompy.

SLN wersja dodatkowo wyciszona

Urządzenie jest wyposażone w następujące modyfikacje:

- przewymiarowany wymiennik ciepła wężownicą odparowującą/kondensacyjną;
- wentylatory EC o niskich obrotach;
- kompletne wygłuszenie komory sprężarki oraz dodatkowa skrzynka obudowująca sprężarkę;
- ustawienie regulacji wentylatora na niski poziom hałasu

INWERTEROWA

Sprężarki są wykonane w technologii inwerterowej. W przypadku agregatów dwusprężarkowych, jedna sprężarka jest napędzana Inwerterem, a druga sprężarka typu ON/OFF.

enerblue

DANE TECHNICZNE

MODEL		95	110	130	145	160	180	200	210	220	235	250	
Wydajność grzewcza (A7/W45)													
Nominalna wydajność grzewcza	(1) (7)	kW	96,0	112,5	129,7	146,2	160,2	180,6	202,4	211,9	222,0	234,9	248,6
Całkowita moc elektryczna	(1) (2) (7)	kW	27,8	33,5	39,1	43,5	47,7	54,5	59,6	63,0	65,7	69,9	72,4
COP	(1) (7)		3,45	3,36	3,32	3,34	3,36	3,31	3,39	3,36	3,38	3,36	3,43
Wydajność grzewcza (IN 14511) (A7/W35)													
Nominalna wydajność grzewcza	(8) (7)	kW	99,5	116,7	134,7	149,3	163,7	186,5	209,0	218,9	229,4	244,2	258,6
Całkowita moc elektryczna	(2) (8) (7)	kW	23,6	28,4	33,1	36,0	38,8	44,8	49,1	51,8	54,0	57,9	60,2
COP	(8) (7)		4,22	4,12	4,07	4,15	4,22	4,16	4,26	4,22	4,23	4,22	4,29
Nominalna wydajność chłodnicza (A35/W7)													
Nominalna wydajność chłodnicza	(3) (7)	kW	83,4	96,8	106,4	122,5	135,6	157,9	174,6	181,7	185,4	202,1	222,7
Całkowita moc elektryczna	(3) (2) (7)	kW	27,1	32,8	38,0	41,9	45,4	52,6	58,0	60,7	63,7	67,9	72,1
HER	(3) (7)		3,08	2,95	2,80	2,93	2,99	3,00	3,01	2,99	2,91	3,05	3,09
Wskaźnik sezonowości energii													
SEER			3,27	3,24	3,27	3,30	3,42	3,54	3,53	3,54	3,58	3,42	3,64
SCOP	(9)		3,47	3,45	3,43	3,59	3,74	3,60	3,70	3,70	3,73	3,70	3,70
SEE hs	(9)	%	135,8	135,2	134,3	140,6	146,6	141,0	145,0	145,0	147,0	145,0	145,0
Klasa efektywności sezonowej	(9)		A+	A+	A+	A+	A+	A+	A+	A+	A+	A+	A+
Wskaźnik sezonowości energii wersji inwertorowej													
SEER			3,48	3,51	3,43	3,53	3,59	3,60	3,70	3,70	3,70	3,55	3,65
SCOP	(9)		3,48	3,56	3,75	3,85	3,83	3,75	3,83	3,83	3,83	3,83	3,83
SEE hs	(9)	%	136,3	139,3	147,0	151,0	150,2	147,0	150,2	150,2	150,2	150,2	150,2
Klasa efektywności sezonowej	(9)		A+	A+ (*)	A+ (*)	A++ (*)	A++ (*)	A+ (*)	A++ (*)	A++ (*)	A++ (*)	A++ (*)	A++ (*)
Wersja 4-rutowa													
Wersja 4-rutowa + wydajność chłodnicza (W55/W7)													
Nominalna wydajność grzewcza	(10)	kW	100,2	121,6	139,2	159,4	175,1	199,3	224,7	233,4	242,2	250,2	269,6
Nominalna wydajność chłodnicza	(10)	kW	71,7	87,7	98,8	115,8	128,2	142,0	162,5	167,7	172,0	174,2	190,2
Całkowita moc elektryczna	(10)	kW	29,0	34,4	41,1	44,2	47,5	58,1	63,2	66,6	71,2	76,9	80,5
TER			3,92	6,09	5,79	6,73	6,38	5,88	6,13	6,02	5,82	5,52	5,71
Sprężarka													
Typ			scroll										
Ilość/obiegów czynnika chłodniczego	n°/n°		2/2	2/2	2/2	2/2	2/2	2/2	2/2	2/2	2/2	2/2	2/2
Stopień wydajności	n°		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Ilość czynnika chłodniczego	kg		9,5/9,5	12/9,5	12/12	12/12	12/12	24/24	24/24	30/24	30/30	41/41	41/41
Wentylatory osiowe													
Ilość	n°		2	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4
Wymiennik													
Typ			Wymiennik płytowy										
Przepływ wody (A7/W45)	(1)	l/h	14330	16300	18320	20820	23170	26550	29860	31320	31750	35660	38190
Spadek ciśnienia (A7/W45)	(1)	kPa	28,1	33,5	36,9	41,4	43,7	51,3	55,0	55,1	57,2	57,3	61,5

BRW410-S

Wysokoefektywne, wysokotemperaturowe pompy ciepła
powietrze-woda z wentylatorami osłowymi i sprężarkami typu scroll.

MODEL			95	110	130	145	160	180	200	210	220	235	250
Moduł hydrauliczny													
Pobór mocy pompy		kW	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Dostępna wysokość podnoszenia ciśnienia (A45/W7)	(1)	kPa	170	168	151	146	125	155	141	136	125	124	113
Pojemność zbiornika buforowego		l	270	270	270	270	270	450	450	450	450	450	450
Naczynia wzbiorcze		l	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Przyłącza hydrauliczne													
Typ			Wstawić										
Przyłącza			2"	2"	2" 1/2	2" 1/2	2" 1/2	2" 1/2	3"	3"	3"	3"	3"
Poziom hałasu wersja STD													
Wartość mocy akustycznej	(4), (6)	dB(A)	86	86	86	86	86	88	89	88	89	91	91
Wartość ciśnienia akustycznego	(5), (6)	dB(A)	68	68	68	68	68	69	70	69	70	72	72
Poziom hałasu wersja LN													
Wartość mocy akustycznej	(4), (6)	dB(A)	84	84	84	84	84	86	87	86	87	89	89
Wartość ciśnienia akustycznego	(5), (6)	dB(A)	66	66	66	66	66	67	68	67	68	70	70
Poziom hałasu wersja SLN													
Wartość mocy akustycznej	(4), (6)	dB(A)	82	82	82	82	82	84	85	84	85	-	-
Wartość ciśnienia akustycznego	(5), (6)	dB(A)	64	64	64	64	64	65	66	65	66	-	-
Wymiary wersja SLD													
Długość		mm	3510	3510	3510	3510	3510	4610	4610	4610	4610	5710	5710
Szerokość		mm	1210	1210	1210	1210	1210	1210	1210	1210	1210	1210	1210
Wysokość		mm	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916	1916
Waga		kg	1077	1133	1184	1238	1283	1370	1386	1434	1480	1698	1722
Wymiary wersja SLN													
Długość		mm	3.508	3.508	3.508	4.608	4.608	4.608	4.608	5.708	5.708	-	-
Szerokość		mm	1.208	1.208	1.208	1.208	1.208	1.208	1.208	1.208	1.208	-	-
Wysokość		mm	1.912	1.912	1.912	1.912	1.912	1.912	1.912	1.912	1.912	-	-

(1) Temperatura powietrza zewnętrznego 7°C, 6°C, woda na wlocie 40-45°C

(2) Całkowity pobór mocy jest zgodny z normą EN 14511.

(3) Temperatura powietrza zewnętrznego 35°C, parametry wody na wlocie 12-7°C

(4) Poziom mocy akustycznej obliczony zgodnie z normą ISO 3744

(5) Poziom ciśnienia akustycznego obliczony w odległości 1 m zgodnie z normą ISO 3744

(6) Temperatura powietrza zewnętrznego 35°C, parametry wody lodowej na wlocie 12-7°C.

(7) Wartości obliczone zgodnie z normą EN 14511

(8) Temperatura powietrza zewnętrznego 7°C B5, 6°C BU, parametry wody lodowej na wlocie 30-35°C

(9) Zgodnie z Rozporządzeniem Europejskim EN14511 - EN14825 dla Klimatu Średniego (Strasbourg); Zastosowanie użytkowe: Niska temperatura (35°C), Temperatura na wylocie: Zmienna

(10) Zgodnie z EN14511, parametry wody lodowej na wylocie 12-7°C i parametry cwu 50-55°C

(*) Nie podlega rozporządzeniu UE nr 811/2018, zamionowa moc cieplna > 70 kW

W niniejszej karcie katalogowej podano dane charakterystyczne dla wersji podstawowej i standardowej typoszeregę; szczegółowe informacje znajdują się w dokumentacji szczegółowej

enerblue

DANE ELEKTRYCZNE

MODEL			95	110	130	145	160	180	200	210	220	235	250
Maksymalna moc absorbowana	(1),(3)	kW	38,0	43,7	49,4	56,4	63,4	74,1	82,5	85,7	88,0	96,5	101,8
			40,4	46,1	51,0	58,9	65,9	77,1	85,5	88,7	91,0	99,5	104,8
Maksymalny prąd rozruchu	(2),(3)	A	211,0	251,0	261,0	274,0	272,0	353,0	366,0	376,0	356,0	389,0	394,0
			216,0	256,0	265,0	278,0	276,0	360,0	373,0	383,0	363,0	395,0	400,0
Prąd maksymalny	(4)	A	69,2	78,9	88,6	102,0	115,0	132,0	145,0	155,0	165,0	175,0	180,0
			73,8	83,5	93,2	106,0	119,0	139,0	152,0	162,0	172,0	181,0	186,0
Zasilanie		V/ph/Hz	400/3N~/50										

(1) Zasilanie sieciowe umożliwiające pracę urządzenia.

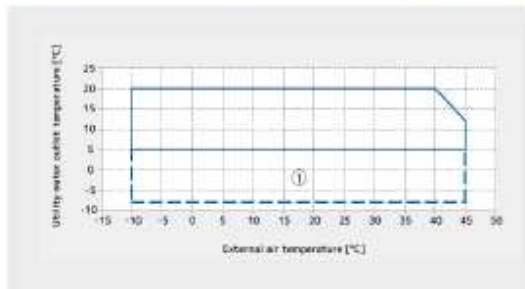
(2) Maksymalne natężenie prądu, zanim wyłączniki bezpieczeństwa zatrzymają urządzenie. Wartość ta nie może być nigdy przekroczona i musi być wykorzystana do wymiarowania elektrycznych przewodów zasilających i odpowiednich urządzeń zabezpieczających (patrz schemat połączeń elektrycznych dostarczony z urządzeniem).

(3) Wartości w nawiasach odnoszą się do urządzeń w wersji ST (urządzenia z zasobnikiem i pompami lub urządzenia z samymi pompami).

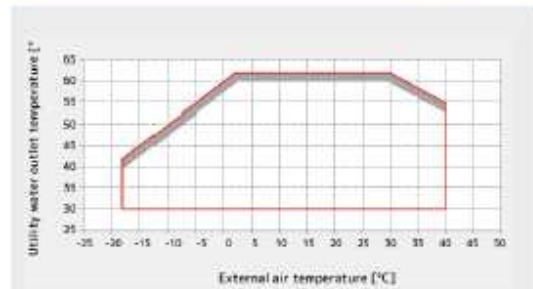
(4) Maksymalny prąd rozruchowy obliczony z uwzględnieniem większego prądu rozruchowego sprężarki plus maksymalna moc absorbowana przez inne urządzenia elektryczne.

TEMPERATURY GRANICZNE

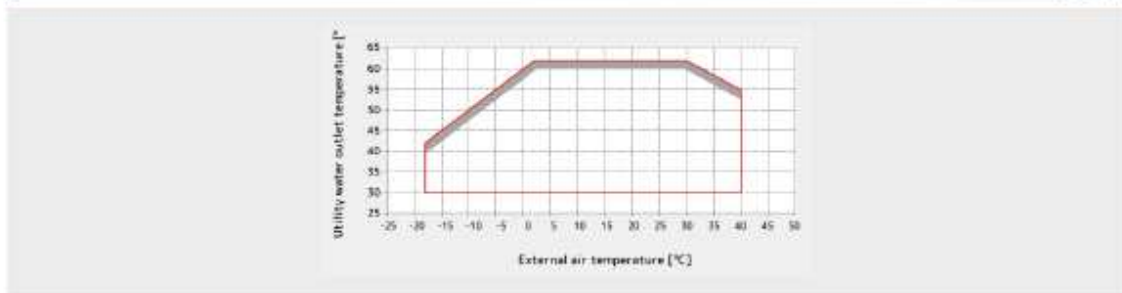
CHŁODZENIE



GRZANIE



ODZYSK



Uwagi

- Delta T do wymiennika po stronie udytkowej musi wynosić od 3°C do 6°C.
- Praca poza granicami roboczymi może spowodować zadziałanie urządzeń zabezpieczających i/lub poważne awarie.
- Temperatura wody na wejściu do wymiennika płytowego nie może być niższa niż 25°C.
- 1): Urządzenie może pracować tylko z mieszaniną wody i glikolu
- 2): Jednostka może pracować w tym polu, ale nie w sposób ciągły
- W granicach roboczych sekcja wentylatora może podlegać modulacji.
- W granicach roboczych, w celu ograniczenia temperatury zasilania, urządzenie może pracować z obciążeniem częściowym

Pompa ciepła woda / woda – GAZUNO P100; R1234ze; 213 kW 100°C

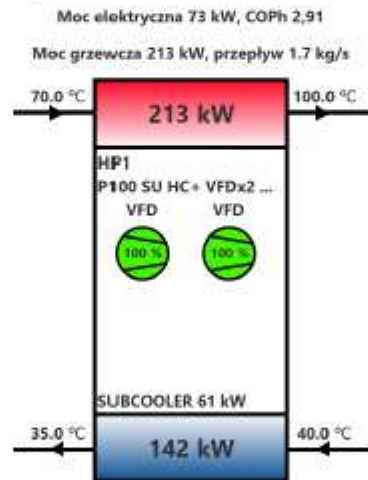
oilon

2022-10-10

7/21

WYDAJNOŚĆ (± 5% DOKŁADNOŚĆ)

<i>Typ</i>	
Pompy ciepła	1
Moc grzewcza	213 kW
Zdolność chłodzenia wg EN 12900	142 kW
Pobór mocy	73 kW
COP	2,91
Radiator (skraplacz)	
Rodzaj medium grzewczego	woda
Temperatura wlotowa radiatora	70.0 °C
Temperatura wylotowa radiatora	100.0 °C
Przepływ	1.7 l/s
Strata ciśnienia w wymienniku ciepła	8 kPa
Źródło ciepła (parownik)	
Rodzaj czynnika chłodniczego	woda - glikol propylenowy (30 %)
Temperatura wlotowa źródła ciepła	40.0 °C
Temperatura wylotowa źródła ciepła	35.0 °C
Przepływ	7.3 l/s
Strata ciśnienia w wymienniku ciepła	34 kPa



Wydajność chłodzenia 142 kW, przepływ 7.3 kg/s



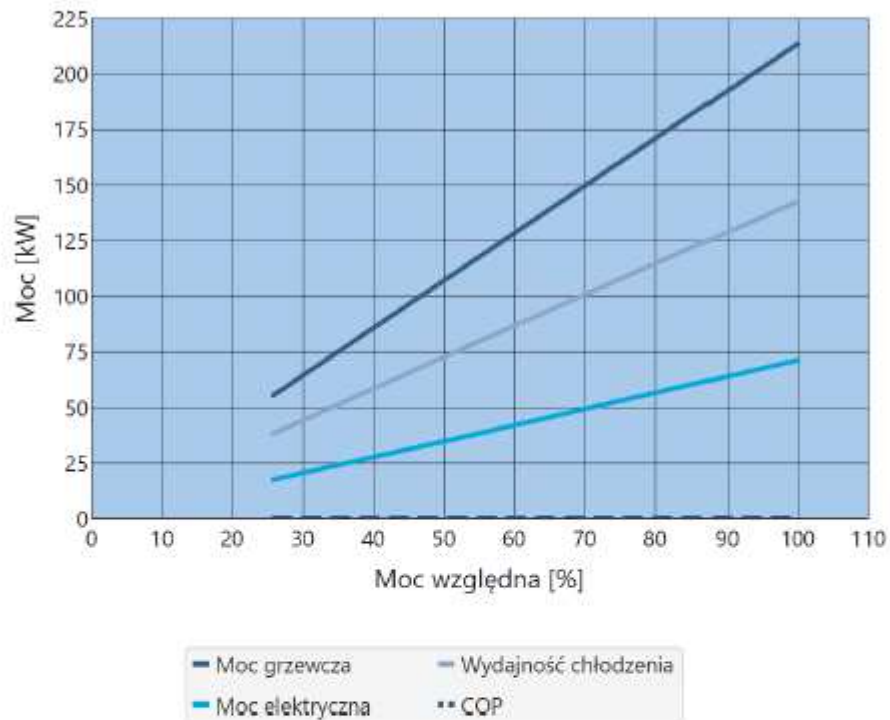
Oferta
2022-10-10

8/21

WYDAJNOŚĆ - HP1 - P100 SU HC+ VFDX2 R1234ZE(E)

REGULACJA WYDAJNOŚCI

Wydajność obciążenia częściowego P100 SU HC+ VFDx2 R1234ze(E)



SKRAPLACZ

Przepływ	1.7 kg/s
Spadek ciśnienia	1 kPa

DOCHŁADZACZ

Przepływ	1.7 kg/s
Spadek ciśnienia	7 kPa

Oferta
2022-10-10

9/21

PAROWNIK

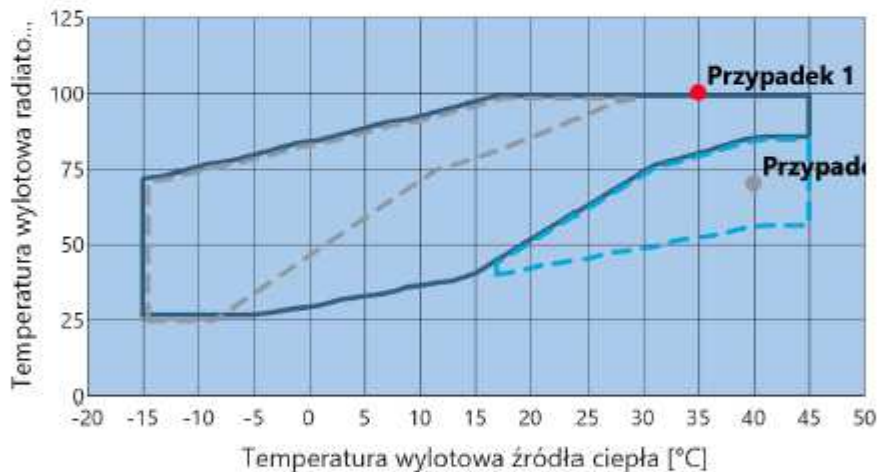
Przepływ	7.3 kg/s
Spadek ciśnienia	34 kPa

OGRANICZENIA EKSPLOATACJI

Maksymalna dozwolona temperatura wejściowa źródła ciepła (parownika)	50.0 °C
Maksymalna dozwolona temperatura wyjściowa źródła ciepła (parownika)	45.0 °C
Minimalna dopuszczalna temperatura wejściowa źródła ciepła (parownika)	-10.0 °C
Minimalna dopuszczalna temperatura wyjściowa źródła ciepła (parownika)	-15.0 °C

Poniższa tabela ilustruje dopuszczalne granice działania pompy ciepła. Dopuszczalne limity działania zależą od wielu czynników, takich jak typ pompy ciepła, czynnik chłodniczy i wybór komponentów. Operacja poza tymi limitami jest niedozwolona. Praca w obszarze zmniejszonej wydajności doprowadzi do zmniejszenia wydajności. Praca w obszarze ograniczonej minimalnej wydajności jest dozwolona; nie można jednak wcześniej ustalić dopuszczalnej minimalnej wydajności w tym obszarze. Jako źródło ciepła (parownik) należy zastosować odpowiedni nośnik ciepła o wystarczająco niskiej temperaturze krzepnięcia.

Ograniczenia eksploatacji P100 SU HC+ VFDx2 R1234ze(E) EXV-M



- Górny zakres pełnej wydajności
- - - Ograniczony limit działania przy mocy minimalnej
- · · Ograniczony limit wydajności
- Punkt pracy
- Punkt pracy przy rozruchu



Oferta
2022-10-10

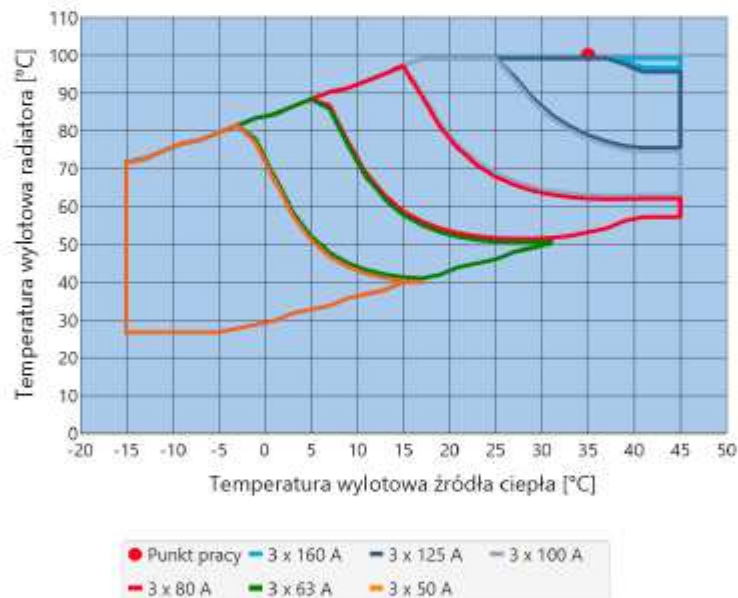
10/21

DANE ELEKTRYCZNE

Moc rzeczywista w punkcie projektowym	73 kW
Moc bierna w punkcie projektowym	15 kvar
Moc pozorna w punkcie projektowym	75 kVA
Współczynnik mocy w punkcie projektowym	0.98
Prąd w punkcie projektowym	107 A
Prąd rozruchowy w punkcie pracy	107 A
Maksymalny prąd roboczy	117 A
Maksymalny prąd rozruchowy	117 A
Zalecany wielkość bezpiecznika dla maksymalnego zakresu działania	3 x 160 A

Mniejszy rozmiar bezpiecznika można wybrać z poniższej tabeli. Jeśli zostanie wybrany mniejszy niż zalecany rozmiar bezpiecznika, klient musi upewnić się, że warunki pracy mieszczą się w granicach rozmiaru bezpiecznika lub że maksymalny pobór mocy pompy ciepła jest aktywnie ograniczony. Klient musi upewnić się, że wybrany bezpiecznik jest zgodny z lokalnymi przepisami.

Wybór wielkości bezpiecznika P100 SU HC+ VFDx2 R1234ze(E)



Oferta
2022-10-10

11/21

DANE TECHNICZNE - HP1 - P100 SU HC+ VFDx2 R1234ZE(E)

JEDNOSTKA

Typ	P100 SU HC+ VFDx2 R1234ze(E)
Nr katal.	CHP10001HPV2Z
Sprężarki	2 tłok sprężarki
Czynnik chłodniczy (ilość)	R1234ze(E) (ok. 17.0 kg)
Opis	Pompa ciepła z lutowanymi płytowymi wymiennikami ciepła AISI 304/316. Kompaktowa i całkowicie fabrycznie zapakowana jednostka, gotowa do podłączenia na miejscu, zdemontowana do transportu.
Ilość połączeń hydraulicznych	6

SKRAPLACZ

Ciśnienie projektowe (strona cieczy)	31.0 bar
Maksymalny dozwolony przepływ	6.7 kg/s
Materiał płyty	AISI316L
Materiał lutowniczy	Miedź

DOCHŁADZACZ

Ciśnienie projektowe (strona cieczy)	40 bar
Maksymalny dozwolony przepływ	6.7 kg/s
Objętość kanału cieczy	6.8 l
Materiał płyty	AISI316L
Materiał lutowniczy	Miedź

PAROWNIK

Ciśnienie projektowe (strona cieczy)	43 bar
Maksymalny dozwolony przepływ	10.8 kg/s
Materiał płyty	AISI316L
Materiał lutowniczy	Miedź

Pompa ciepła woda / woda – GAZUNO P300; R1234ze; 622 kW 100°C



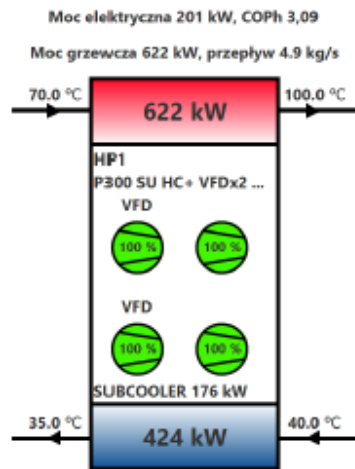
Oferta
2022-10-10

7/19

WYDAJNOŚĆ (± 5% DOKŁADNOŚĆ)

Typ

Pompy ciepła	1
Moc grzewcza	622 kW
Zdolność chłodzenia wg EN 12900	424 kW
Pobór mocy	201 kW
COP	3,09
Radiator (skraplacz)	
Rodzaj medium grzewczego	woda
Temperatura wlotowa radiatora	70.0 °C
Temperatura wylotowa radiatora	100.0 °C
Przepływ	5.1 l/s
Strata ciśnienia w wymienniku ciepła	21 kPa
Źródło ciepła (parownik)	
Rodzaj czynnika chłodniczego	woda - glikol propylenowy (30 %)
Temperatura wlotowa źródła ciepła	40.0 °C
Temperatura wylotowa źródła ciepła	35.0 °C
Przepływ	21.8 l/s
Strata ciśnienia w wymienniku ciepła	25 kPa



Wydajność chłodzenia 424 kW, przepływ 21.8 kg/s



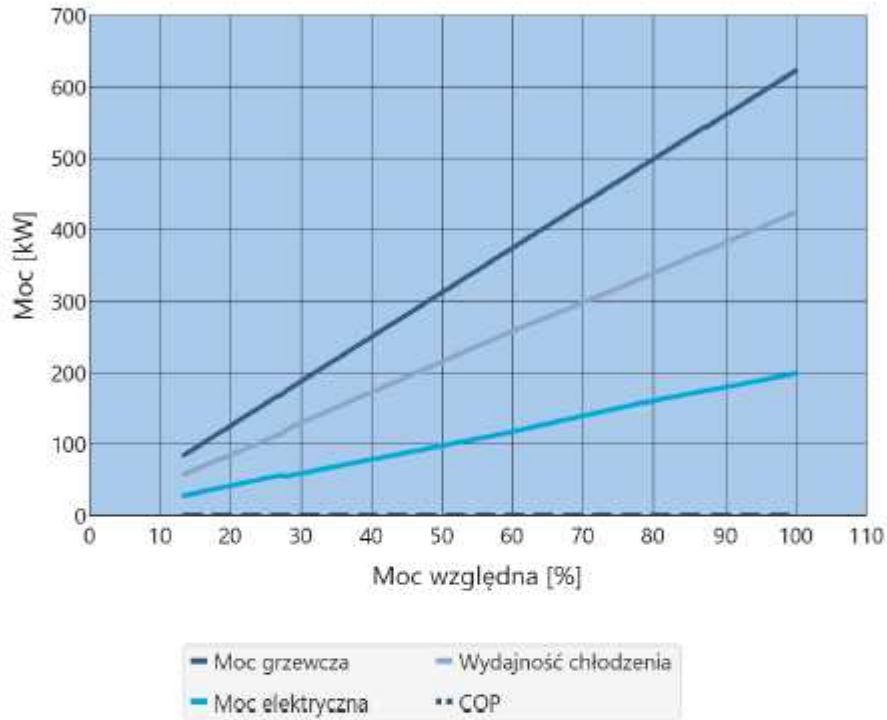
Oferta
2022-10-10

8/19

WYDAJNOŚĆ - HP1 - P300 SU HC+ VFDX2 R1234ZE(E)

REGULACJA WYDAJNOŚCI

Wydajność obciążenia częściowego P300 SU HC+ VFDx2 R1234ze(E)



SKRAPLACZ

Przepływ 4.9 kg/s
Spadek ciśnienia 1 kPa

DOCHŁADZACZ

Przepływ 3.9 kg/s
Spadek ciśnienia 20 kPa

Oferta
2022-10-10

9/19

PAROWNIK

Przepływ	21.8 kg/s
Spadek ciśnienia	25 kPa

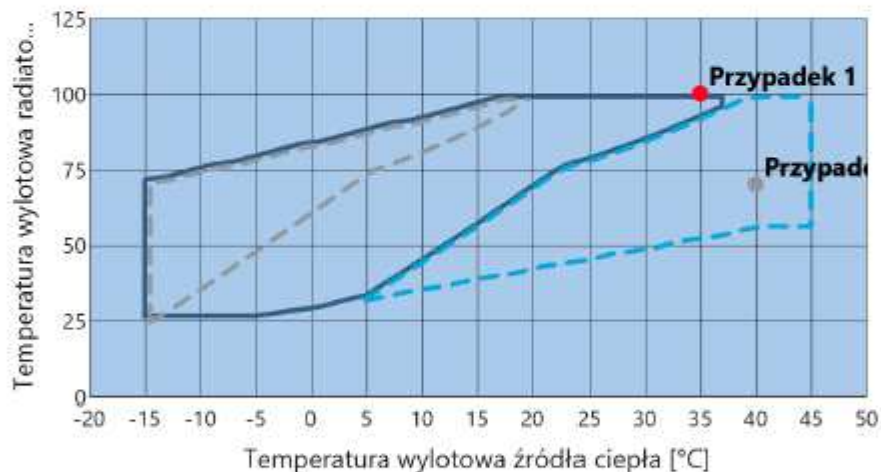
OGRANICZENIA EKSPLOATACJI

Maksymalna dozwolona temperatura wejściowa źródła ciepła (parownika)	50.0 °C
Maksymalna dozwolona temperatura wyjściowa źródła ciepła (parownika)	45.0 °C
Minimalna dopuszczalna temperatura wejściowa źródła ciepła (parownika)	-10.0 °C
Minimalna dopuszczalna temperatura wyjściowa źródła ciepła (parownika)	-15.0 °C

Poniższa tabela ilustruje dopuszczalne granice działania pompy ciepła. Dopuszczalne limity działania zależą od wielu czynników, takich jak typ pompy ciepła, czynnik chłodniczy i wybór komponentów.

Operacja poza tymi limitami jest niedozwolona. Praca w obszarze zmniejszonej wydajności doprowadzi do zmniejszenia wydajności. Praca w obszarze ograniczonej minimalnej wydajności jest dozwolona; nie można jednak wcześniej ustalić dopuszczalnej minimalnej wydajności w tym obszarze. Jako źródło ciepła (parownik) należy zastosować odpowiedni nośnik ciepła o wystarczająco niskiej temperaturze krzepnięcia.

Ograniczenia eksploatacji P300 SU HC+ VFDx2 R1234ze(E) EXV-M



- Górny zakres pełnej wydajności
- - - Ograniczony limit działania przy mocy minimalnej
- · · Ograniczony limit wydajności
- Punkt pracy
- Punkt pracy przy rozruchu



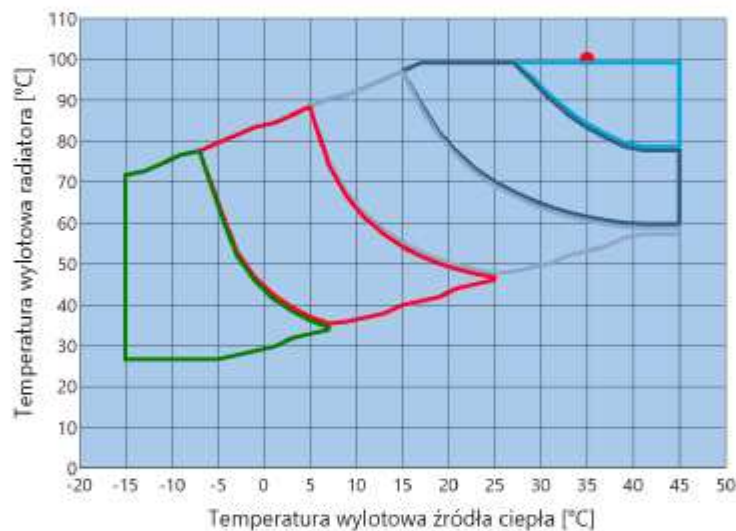
Oferta
2022-10-10

DANE ELEKTRYCZNE

Moc rzeczywista w punkcie projektowym	201 kW
Moc bierna w punkcie projektowym	96 kvar
Moc pozorna w punkcie projektowym	223 kVA
Współczynnik mocy w punkcie projektowym	0.903
Prąd w punkcie projektowym	321 A
Prąd rozruchowy w punkcie pracy	477 A
Maksymalny prąd roboczy	346 A
Maksymalny prąd rozruchowy	514 A
Zalecany wielkość bezpiecznika dla maksymalnego zakresu działania	3 x 400 A

Mniejszy rozmiar bezpiecznika można wybrać z poniższej tabeli. Jeśli zostanie wybrany mniejszy niż zalecany rozmiar bezpiecznika, klient musi upewnić się, że warunki pracy mieszczą się w granicach rozmiaru bezpiecznika lub że maksymalny pobór mocy pompy ciepła jest aktywnie ograniczony. Klient musi upewnić się, że wybrany bezpiecznik jest zgodny z lokalnymi przepisami.

Wybór wielkości bezpiecznika P300 SU HC+ VFDx2 R1234ze(E)



● Punkt pracy — 3 x 400 A — 3 x 315 A — 3 x 250 A — 3 x 200 A — 3 x 160 A

Oferta
2022-10-10

11/19

DANE TECHNICZNE - HP1 - P300 SU HC+ VFDX2 R1234ZE(E)

JEDNOSTKA

Typ	P300 SU HC+ VFDx2 R1234ze(E)
Nr katal.	CHP30001HPV2Z
Sprężarki	4 tłok sprężarki
Czynnik chłodniczy (ilość)	R1234ze(E) (ok. 32.0 + 32.0 kg)
Opis	Pompa ciepła z lutowanymi płytowymi wymiennikami ciepła AISI 304/316. Kompaktowa i całkowicie fabrycznie zapakowana jednostka, gotowa do podłączenia na miejscu, zdemontowana do transportu.
Ilość połączeń hydraulicznych	6

SKRAPLACZ

Ciśnienie projektowe (strona cieczy)	24.0 bar
Maksymalny dozwolony przepływ	41.7 kg/s
Objętość kanału cieczy	62.6 l
Materiał płyty	AISI316L
Materiał lutowniczy	Miedź

DOCHŁADZACZ

Ciśnienie projektowe (strona cieczy)	31 bar
Maksymalny dozwolony przepływ	10.5 kg/s
Objętość kanału cieczy	14.0 l
Materiał płyty	AISI316L
Materiał lutowniczy	Miedź

PAROWNIK

Ciśnienie projektowe (strona cieczy)	31 bar
Maksymalny dozwolony przepływ	43.3 kg/s
Objętość kanału cieczy	39.2 l
Materiał płyty	AISI316L
Materiał lutowniczy	Miedź

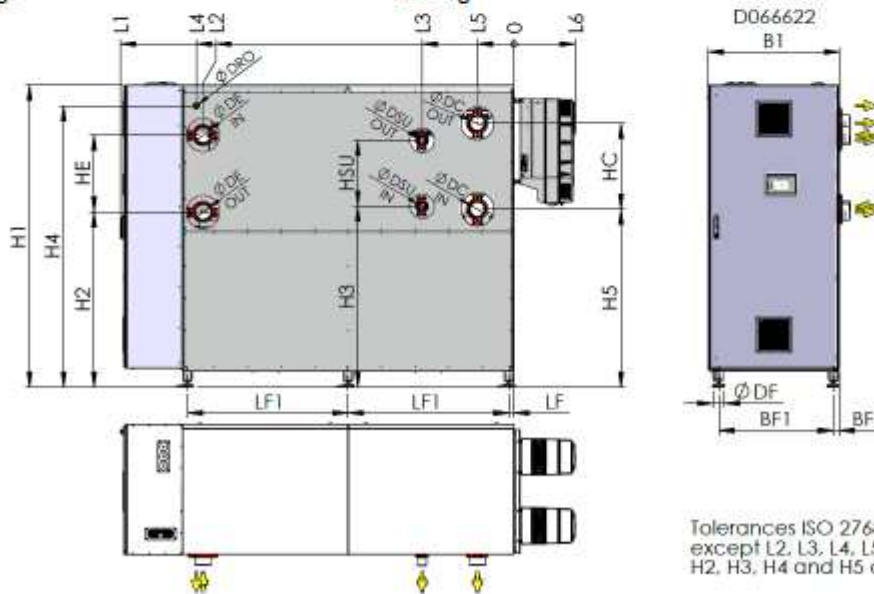


Oferta
2022-10-10

12/1

WYMIARY

L1	2723 mm
L2	2151 mm
L3	635 mm
L4	2198 mm
L5	252 mm
L6	425 mm
H1	2091 mm
H2	1213 mm
H3	1253 mm
H4	1948 mm
H5	1232 mm
HE	532 mm
HSU	456 mm
HC	595 mm
B1	911 mm
DE	DN100 VICTAULIC (Przyłącze wlot/wylot parownika)
DSU	DN50 VICTAULIC (Przyłącze wlotu/wylotu dochładzacza)
DRO	Cu35 (Przyłącze wydechu zaworu bezpieczeństwa)
DC	DN100 VICTAULIC (Przyłącze wlot/wylot skraplacza)
LF1	1113 mm
LF	35 mm
BF1	792 mm
BF	41 mm
DF	80 mm
Waga	2600 kg



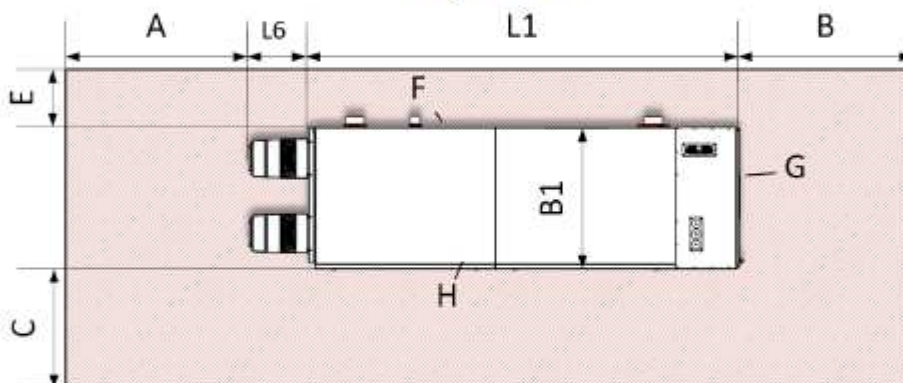
Tolerances ISO 2768-c,
except L2, L3, L4, L5.
H2, H3, H4 and H5 are ± 5

WYKOŃCZENIE OBUDOWY

Malowanie	Powłoka proszkowa
Barwa	RAL 9006

ZALECANY ODSTĘP SERWISOWY

A	800 mm
B	900 mm
C	800 mm
E	400 mm
L1	2723 mm
L6	425 mm
B1	911 mm
F	Przyłącza procesowe
G	Szafa zasilająca
H	Więzy serwisowe



DANE ELEKTRYCZNE

Napięcie	3~ 400 V / 50 Hz
Stopień ochrony	IP 54
Sposób rozruchu	Silnik dwuklatkowy + VFD
Rodzaj szafy zasilającej	Szafa zasilająca w klasie ochrony IP 44
Miejsce wprowadzenia kabli	Od góry