

Program Funkcjonalno-Użytkowy

Inwestor Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Spółka z o.o.
z siedzibą w Kielcach
ul. Poleska 37
25-325 Kielce

Lokalizacja Ciepłownia Miejska
ul. Hauke-Bosaka 2a
Kielce

Autor mgr inż. Wiesław Olasek

mgr inż. Wiesław Olasek

AUDYTOR ENERGETYCZNY
AU i PE Nr 186/14

OPERATOR
DORADZTWO TECHNICZNO-FINANSOWE
10-337 OLSZTYN, ul. Morwowa 24
NIP 739-283-56-99

Olsztyn 2020 rok

Program Funkcjonalno-Użytkowy

1 Nazwa zamówienia

Zaprojektowanie i wykonanie instalacji wysokosprawnej kogeneracji gazowej w Ciepłowni Miejskiej Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Spółka z o.o. z siedzibą w Kielcach.

2 Nazwa i kod ze Wspólnego Słownika Zamówień (CPV)

45210000-2 Roboty budowlane w zakresie budynków
45231110-9 Kładzenie rurociągów
45231400-9 Roboty budowlane w zakresie budowy linii energetycznych
45262400-5 Wnoszenie konstrukcji ze stali konstrukcyjnej
45300000-0 Roboty w zakresie instalacji budowlanych
45310000-3 Roboty w zakresie instalacji elektrycznych
45314300-4 Kładzenie kabli
45315100-9 Instalacyjne roboty elektryczne
45315700-5 Instalowanie rozdzielni elektrycznych
45330000-9 Hydraulika i roboty sanitarne,
45333000-0 Roboty instalacyjne gazowe
71220000-6 Usługi projektowania architektonicznego
71321200-6 Usługi projektowania systemów grzewczych
71323100-9 Usługi projektowania systemów zasilania energią elektryczną

3 Nazwa Zamawiającego oraz adres

Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Spółka z o.o. z siedzibą w Kielcach
ul. Poleska 37
25-325 Kielce
NIP – 657-030-90-80

4 Osoba opracowująca program funkcjonalno-użytkowy

mgr inż. Wiesław Olasek
Operator Doradztwo Techniczno-Finansowe
ul. Morwowa 24
10-337 Olsztyn
tel. 500-186-340
e-mail: biuro@dotacje-ue.com.pl

5 Spis zawartości programu funkcjonalno-użytkowego

Spis treści

1	Nazwa zamówienia.....	1
2	Nazwa i kod ze Wspólnego Słownika Zamówień (CPV).....	1
3	Nazwa Zamawiającego oraz adres	1
4	Osoba opracowująca program funkcjonalno-użytkowy	1
5	Spis zawartości programu funkcjonalno-użytkowego	2
	A. CZĘŚĆ OPISOWA	3
6	Opis ogólny przedmiotu zamówienia i lokalizacja	3
7	Bilans energii cieplnej i wymagania techniczne.....	7
8	Profil zużycia energii elektrycznej	12
8.1	Analiza przyłącza PL_ZEOD_2661001486_67	13
8.2	Analiza przyłącza PL_ZEOD_2661001484_63	15
8.3	Sumaryczny profil zużycia prądu	17
9	Wymagania Zamawiającego w stosunku do przedmiotu zamówienia	18
9.1	Prace projektowe	19
9.2	Agregat kogeneracyjny	20
9.3	Szczytowy kocioł gazowy.....	28
9.4	Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka (AKPiA)	31
	B. CZĘŚĆ INFORMACYJNA.....	37

A. CZĘŚĆ OPISOWA

6 Opis ogólny przedmiotu zamówienia i lokalizacja

Przedmiotem zamówienia jest modernizacja systemu energetycznego Ciepłowni Miejskiej przy ul. Hauke-Bosaka 2a w Kielcach, należącej do Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Kielcach.

Niniejszy program funkcjonalno-użytkowy (dalej PF-U) poprzedzony został opracowaniem na zlecenie Zamawiającego analizy efektywności energetycznej, finansowej i ekologicznej różnych wariantów wykorzystania kogeneracji. PF-U jest wytyczną dla Wykonawcy w zakresie wymagań projektowych oraz technologicznych i sprzętowych.

Do podstawowych obowiązków Wykonawcy na pierwszym etapie przygotowania inwestycji należy w szczególności:

- opracowanie, na podstawie niniejszego programu funkcjonalno-użytkowego, schematu technologicznego zastosowania wysokosprawnego gazowego agregatu kogeneracyjnego oraz gazowego kondensacyjnego kotła szczytowego, wraz z doбором podstawowych urządzeń;
- po uzyskaniu od Zamawiającego pozytywnej oceny zaproponowanego rozwiązania technicznego wykonanie projektu budowlanego i na jego podstawie uzyskanie pozwolenia na budowę.

Wymagania dotyczące kolejnych etapów realizacji inwestycji określone będą w specyfikacji istotnych warunków zamówienia (SIWZ).

Zgodnie z art. 29 ust. 3 ustawy Prawo zamówień publicznych (Dz.U.2019.1843 t.j. z dnia 2019.09.27): „Przedmiotu zamówienia nie można opisywać przez wskazanie znaków towarowych, patentów lub pochodzenia, źródła lub szczególnego procesu, który charakteryzuje produkty lub usługi dostarczane przez konkretnego wykonawcę, jeżeli mogłoby to doprowadzić do uprzywilejowania lub wyeliminowania niektórych wykonawców lub produktów, chyba że jest to uzasadnione specyfiką przedmiotu zamówienia i zamawiający nie może opisać przedmiotu zamówienia za pomocą dostatecznie dokładnych określeń, a wskazaniu takiemu towarzyszą wyrazy „lub równoważny”.

Dlatego wszelkie przypadki, w których przywołane zostały określone produkty lub producenci należy traktować na zasadach „lub równoważne”.

Ponieważ rozwój techniki jest bardzo dynamiczny producenci stale dokonują zmian i modernizacji, więc zmianom podlegają także parametry urządzeń. Należy się także liczyć z sytuacją, że po ogłoszeniu procedury przetargowej niektóre urządzenia wypadają z produkcji i będą musiały być zastępowane nowszymi modelami. Dlatego warunkiem dopuszczenia urządzeń i technologii mających takie same cechy funkcjonalne, standard techniczny i zapewniające nie gorszą efektywność energetyczną i finansową jest uzyskanie pisemnej akceptacji Zamawiającego.

Inwestycja polegająca na budowie instalacji wysokosprawnej gazowej kogeneracyjnej wraz z gazowym kondensacyjnym kotłem szczytowym zrealizowana będzie na terenie Ciepłowni Miejskiej przy ul. Hauke-Bosaka 2a w Kielcach.



Rys. 1 Teren Ciepłowni Miejskiej

Programu funkcjonalno-użytkowego odpowiadającego wymogom rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 2 września 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy dokumentacji projektowej, specyfikacji technicznych wykonania i odbioru robót budowlanych oraz programu funkcjonalno-użytkowego (Dz.U.2013.1129 t.j. z późn. zm.);

PF-U stanowi:

- zbiór informacji o systemie energetycznym Ciepłowni,
- określenie warunków realizacji zadania,
- oczekiwany przez Zamawiającego standard urządzeń i systemów zarządzania energią.

PF-U stanowi opis wybranego optymalnego wariantu inwestycji oraz jest wyrazem oczekiwań Zamawiającego w tym zakresie. W związku z powyższym, na etapie projektowania, Wykonawca zobowiązany jest do trzymania się ściśle wyznaczonych przez Zamawiającego ram, a wszelkie sugerowane przez Wykonawcę zmiany muszą uzyskać pisemną akceptację Zamawiającego.

Zgodnie z przyjętym przez Zamawiającego wariantem, agregat kogeneracyjny (dalej CHP - Combined Heating and Power) ma pracować przez cały rok lub w wyznaczonym okresie z mocą spełniającą w maksymalnym stopniu pokrycie zapotrzebowania na ciepło. Wytworzony w skojarzeniu prąd ma, w pierwszej kolejności, pokrywać potrzeby własne a nadwyżki mają być oddane do sieci elektroenergetycznej.

Główne cele jakie stawia Zamawiający to:

1. Zastosowanie agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 999 kW na potrzeby Ciepłowni, tak żeby możliwe było wyłączenie w okresie letnim istniejącej kotłowni węglowej.

2. Zastosowanie gazowego kotła kondensacyjnego o mocy 700 kW, jako szczytowe źródło ciepła, współpracującego z CHP w okresie letnim.
3. Zastosowanie urządzeń o optymalnych parametrach charakteryzujących się wysoką sprawnością oraz możliwie najniższymi kosztami eksploatacji.
4. Zmniejszenie zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery w wyniku zastosowanie CHP.

Przewidywany zakres inwestycji obejmuje:

1. Energia elektryczna:

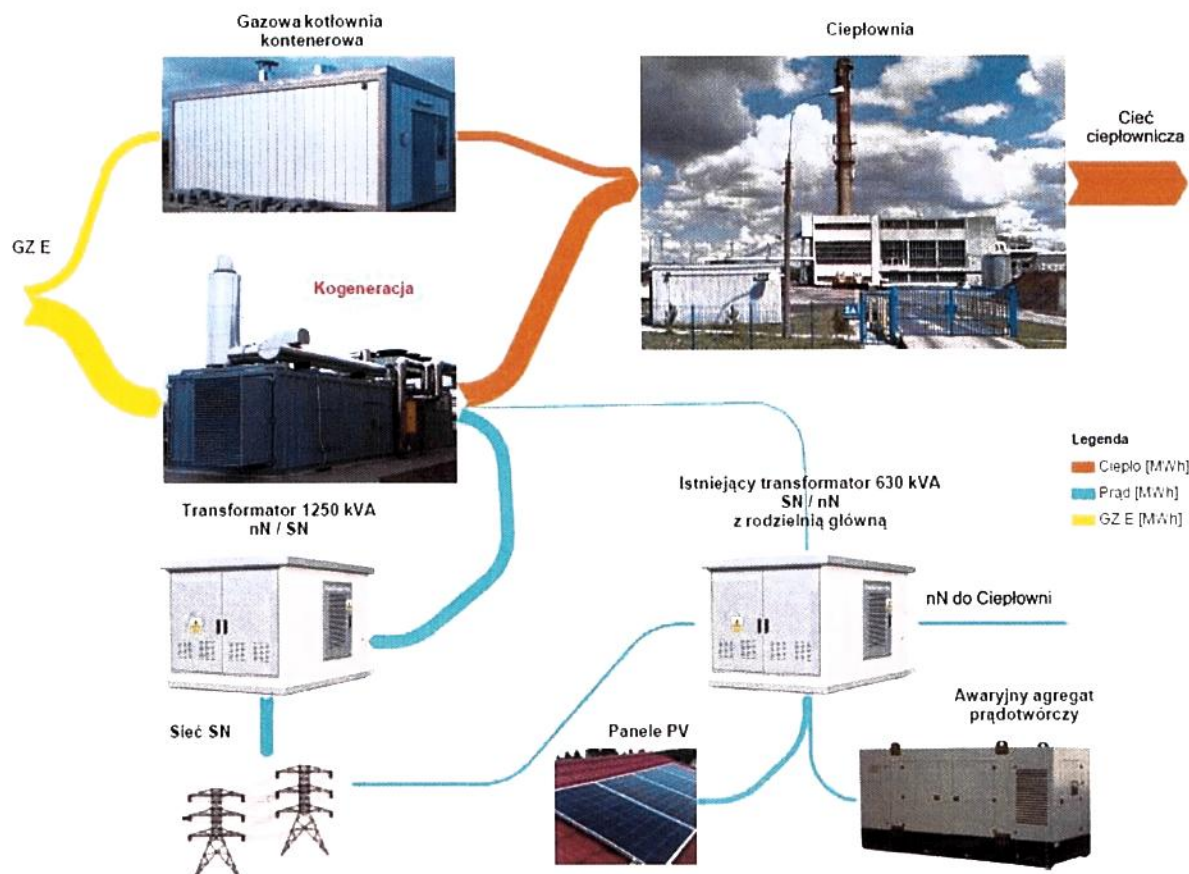
- 1.1. kompleksowa przebudowa systemu zasilania Ciepłowni:
 - 1.1.1. rezygnacja z dwóch przyłączy energetycznych na rzecz jednego i pozostawienie tylko jednego transformatora (SN/nN);
 - 1.1.2. podłączenie obu instalacji PV do jednej rozdzielni (PPE);
 - 1.1.3. pozostawienie grupy taryfowej B22 oraz przyjęcie optymalnej zmiennej mocy umownej dla wspólnego profilu zużycia prądu;
 - 1.1.4. pozostawienie istniejącego agregatu prądotwórczego 250 kVA pracującego na potrzeby całej Ciepłowni i podłączenie do rozdzielni nN;
- 1.2. zainstalowanie agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej **999 kW** i mocy cieplnej **1.124 kW**;
- 1.3. zainstalowanie stacji transformatorowej o mocy 1250 kVA na potrzeby CHP (zamiana napięcia nN/SN);
- 1.4. wykonanie instalacji nN od CHP do rozdzielni głównej nN;
- 1.5. wykonanie niezbędnych sieci elektroenergetycznych;

2. Energia cieplna i gaz:

- 2.1. wykonanie kotłowni gazowej o mocy **1.400 kW**, w zewnętrznej obudowie panelowej, z dwoma kondensacyjnymi kotłami gazowym każdy o mocy **700 kW**;
- 2.2. podłączenie instalacji grzewczej CHP do kotłowni w zewnętrznej obudowie panelowej w kaskadzie z kotłem gazowym (przed sprzęgłem hydraulicznym);
- 2.3. wykonanie niezbędnych sieci ciepłowniczych od kotłowni w zewnętrznej obudowie panelowej do kotłowni głównej;
- 2.4. wykonanie przyłącza gazowego do CHP i gazowej kotłowni szczytowej

3. Automatyka i opomiarowanie:

- 3.1. opomiarowanie CHP zgodnie z granicą bilansową;
- 3.2. opomiarowanie mediów w zakresie umożliwiającym pełne rozliczenie pracy w 15 minutowych przedziałach czasowych;
- 3.3. zapewnienie rejestracji pomiarów przez okres nie krótszy niż 13 miesięcy;
- 3.4. zapewnienie projektowanego systemu SCADA z istniejącym w MPEC systemem informatycznym;
- 3.5. zapewnienie wielodostępności systemu SCADA;
- 3.6. zapewnienie telemetrii systemu energetycznego.



Rys. 2 Uproszczony schemat ideowy realizacji inwestycji

W analizie efektywności energetycznej, finansowej i ekologicznej przeanalizowano dwa warianty realizacji inwestycji:

1. wariant pierwszy - praca całoroczna CHP;
2. wariant drugi - praca CHP w oznaczonym przedziale czasowym.

Efektywność energetyczna i finansowa w obu wariantach jest różna ze względu na ilość wytwarzanej energii oraz koszty związane z produkcją i sprzedażą nadwyżek energii.

W wariantcie drugim określono optymalny, z punktu widzenia efektywności energetycznej, przedział czasowy. Może on być zmieniany w dowolny sposób przez Zamawiającego.

Z punktu widzenia dokumentacji projektowej oraz zakresu i kosztów inwestycji wybór wariantu nie ma znaczenia. Zamawiający zastrzega sobie prawo swobodnego ustalania czasu pracy agregatu kogeneracyjnego i kotła gazowego na etapie eksploatacji.

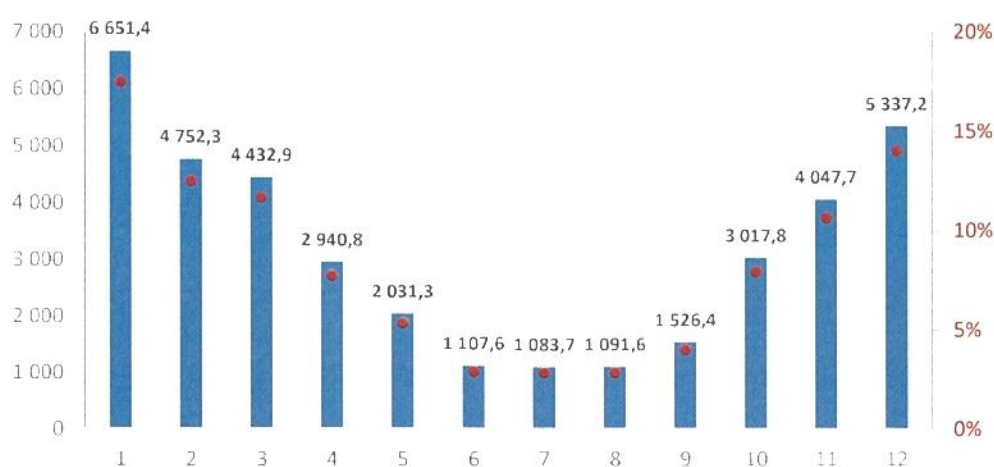
7 Bilans energii cieplnej i wymagania techniczne

W Ciepłowni zainstalowane są 4 kotły węglowe o łącznej mocy **25,63 MW**, tj. 2 x WR-5, WR-6 - ściany szczelne, WR-8 – ściany szczelne.

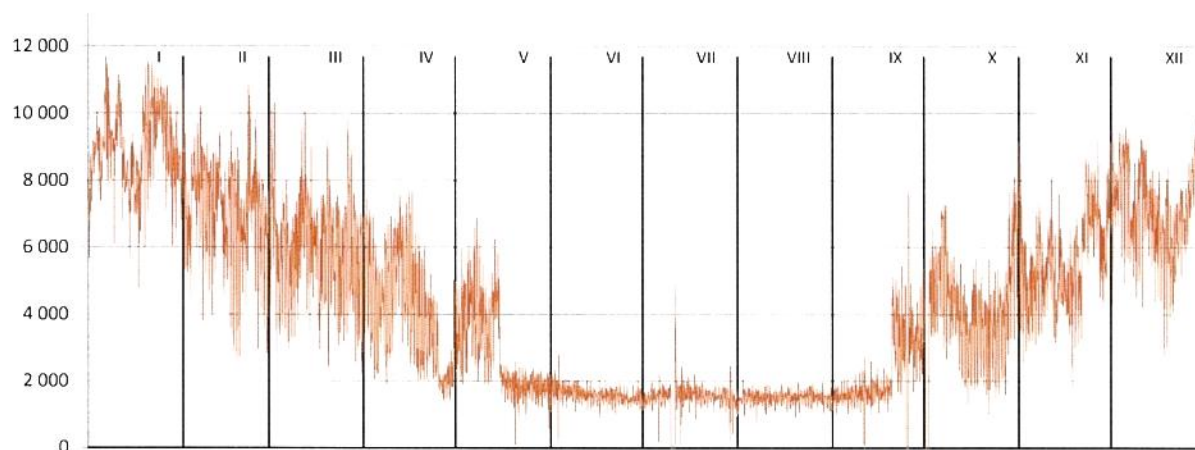
Moc cieplna zamówiona na potrzeby centralnego ogrzewania wynosi **12,95 MW**, a na potrzeby centralnej ciepłej wody użytkowej (ccwu) **7,13 MW**. W tym na potrzeby własne **0,335 MW**.

W ramach modernizacji własnych planowane jest usunięcie jednego kotła WR-5 oraz przebudowę drugiego kotła WR-5 na WR-2,5.

W 2019 roku, który jest rokiem bazowym, całkowita produkcja energii cieplnej wynosiła **32.020,8 MWh**.



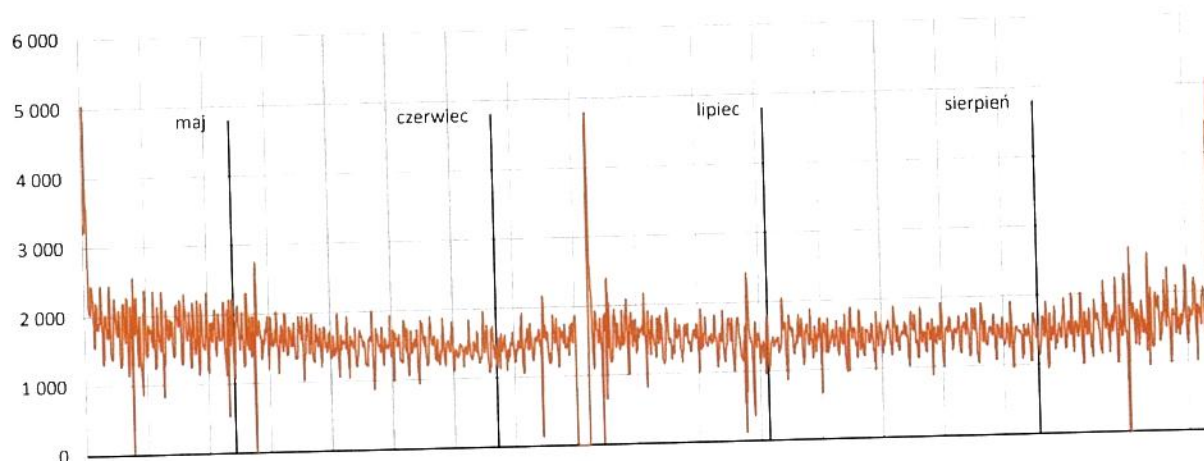
Rys. 3 Produkcja energii cieplnej w poszczególnych miesiącach [MWh/mc] i udział procentowy



Rys. 4 Moc godzinowa przekazywana do sieci w poszczególnych miesiącach [kW]

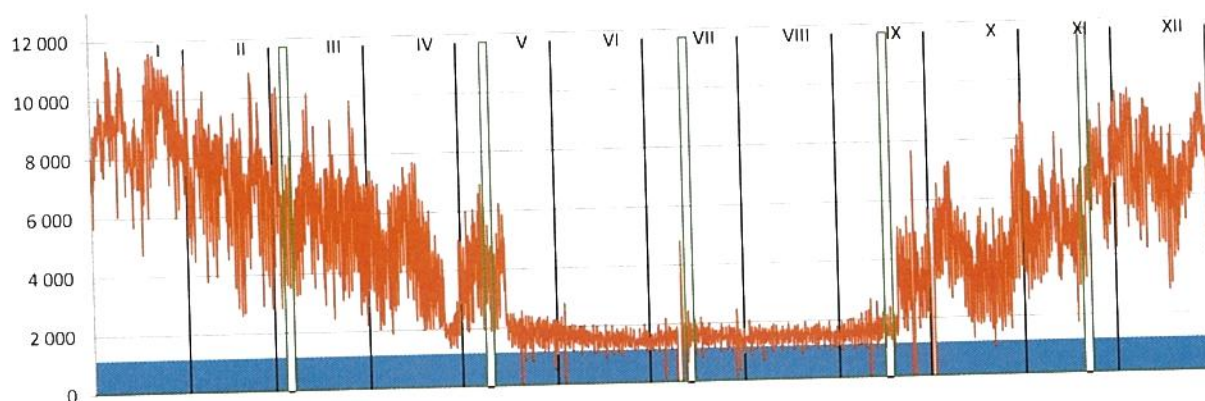
Z mocy cieplnej w poszczególnych miesiącach widać, że najmniejsze zużycie ciepła występuje w okresie od czerwca do sierpnia włącznie. Natomiast z wykresu godzinowego (przy odpowiedniej skali) określono okres letni **od 15 maja do 20 września**.

Jest to równocześnie przyjęty okres pracy kogeneracji dla wariantu drugiego.



Rys. 5 Moc godzinowa przekazywana do sieci w okresie letnim [kW]

Średnia moc przekazywana do sieci w okresie letnim na potrzeby cww wynosi około **1.500 kW**. Występujące kilku megawatowe piki mocy wynikają z wcześniejszych przerw w pracy ciepłowni.

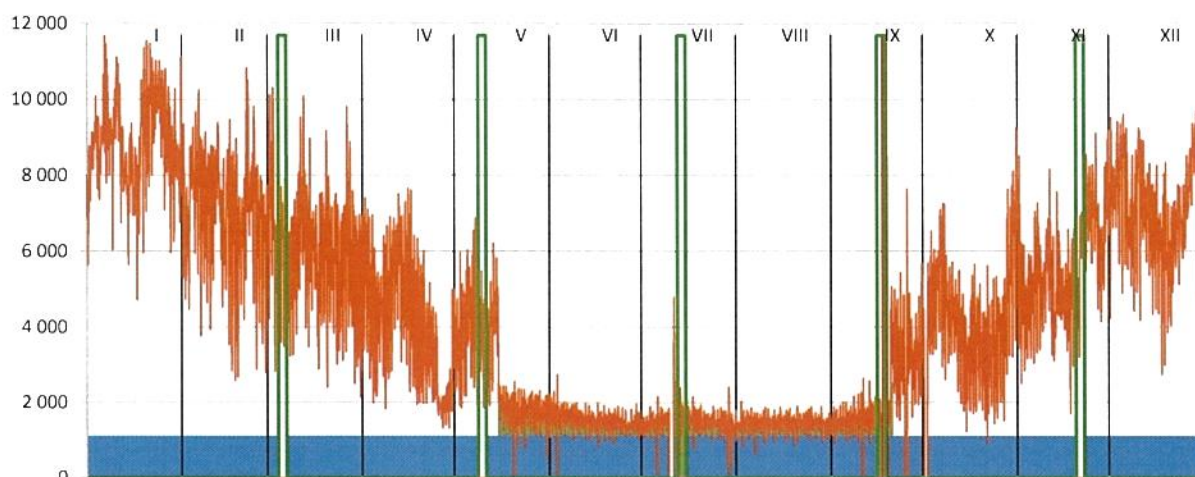


Rys. 6 Moc godzinowa przekazywana do sieci z CHP i przerwami serwisowymi (zielone bramki)

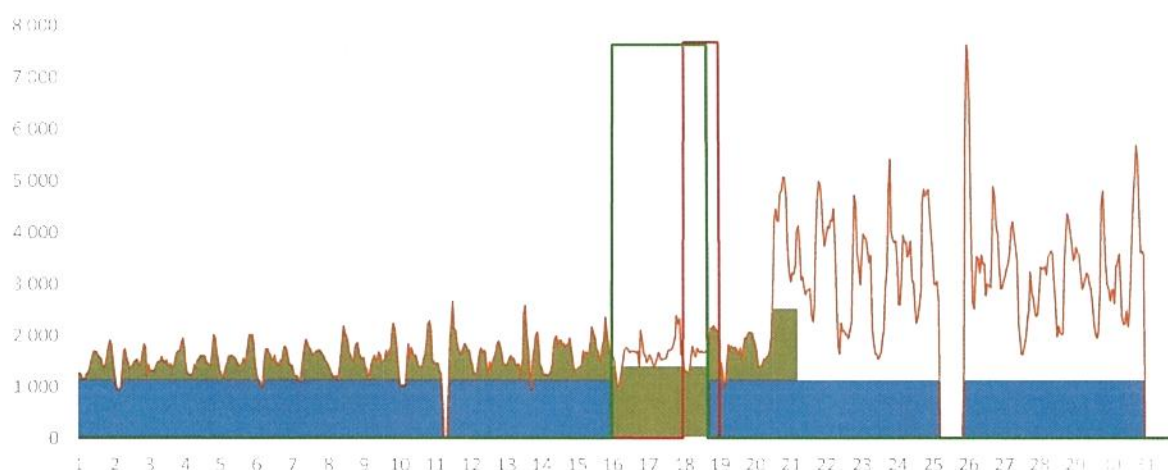
Sam agregat kogeneracyjny w okresie letnim nie jest w stanie pokryć zapotrzebowania na ciepło – musi być dodatkowe źródło szczytowe.

Według obecnego zapotrzebowania na ciepło optymalna byłaby kotłownia szczytowa z gazowym kotłem kondensacyjnym o mocy **700 kW**. Ponieważ w najbliższym czasie następować będzie stopniowe zwiększanie odbiorów ciepła należy zaprojektować kotłownię gazową o mocy **1.400 kW**.

Mają to być dwa kotły kondensacyjne o mocy 700 kW każdy, wyposażone w dwie komory spalania - każda o mocy 350 kW. Dzięki temu uzyskamy czterostopniową kotłownię gazową pracującą w kaskadzie o mocy **od ok 100 kW do 1.400 kW**.



Rys. 7 Pobór mocy cieplnej z zastosowaniem CHP oraz kotłowni gazowej o mocy 1.400 kW



Rys. 8 Przykładowa praca w poszczególnych dniach września

Zielona bramka na wykresie to przedział czasowy, w którym CHP jest wyłączony na przegląd serwisowy. Bramka czerwona, przypadająca na 18 września, odpowiada analizowanej na kolejnym rysunku dobie.

Agregat kogeneracyjny i szczytowy kocioł gazowy są w stanie pokryć prawie w całości zapotrzebowanie na ciepło.

Jeśli popatrzymy na godzinowy pobór mocy i pracę CHP i kotłowni gazowej w dniu 18 września to okazuje się, że bez CHP kotłownia gazowa nie jest w stanie pokryć chwilowego pełnego zapotrzebowania na ciepło.

Jest to problem do rozwiązania na etapie projektowania. Trzeba także mieć na uwadze, że wielkość zładu ccwu stanowi bardzo duży akumulator ciepła. Zamawiający nie przewiduje instalacji dodatkowego bufora.

Dodatkowo, rekomendowany gazowy kocioł kondensacyjny może pracować w bardzo dużym zakresie mocy: od 15% do 100% mocy nominalnej, a max obciążenie cieplne wynosi 738 kW.

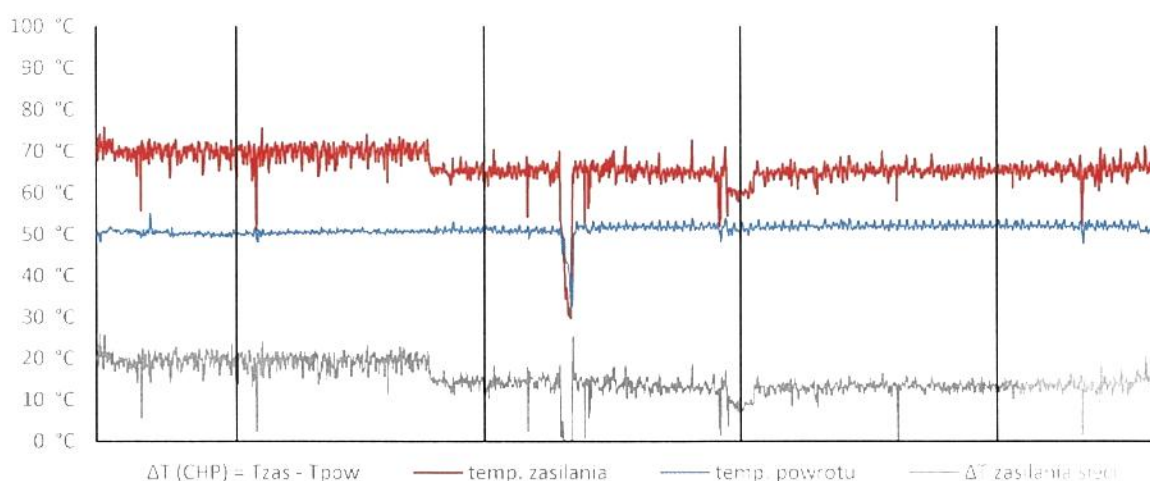


Rys. 9 Ciepło oddane do sieci oraz praca CHP i kotła gazowego w dniu 18 września

Niedobory mocy są krótkotrwałe, a mając na uwadze wyższą od obecnej temperaturę na zasilaniu sieci, nie będzie stanowiło to problemu po odpowiednim zaprojektowaniu technologii kotłowni.

Z punktu widzenia projektowania instalacji ważne są dwa kolejne parametry sieci:

- Temperatura zasilania sieci i temperatura powrotu (oraz różnica temperatur)
- Wielkość przepływu czynnika grzewczego.



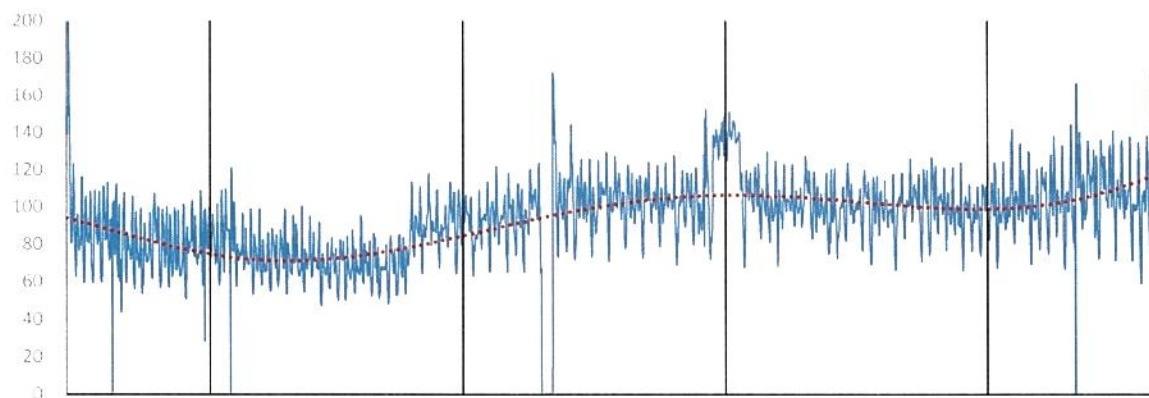
Rys. 10 Temperatury czynnika grzewczego

W okresie letnim średnia temperatura czynnika grzewczego na sieć wynosi **65 °C ÷ 70 °C**. Średnia temperatura powrotu to około **50 °C**.

Agregat kogeneracyjny pracuje w zakresie temperatur zasilanie/powrót **90/70 °C** (szary pas na wykresie).

Dla kotła gazowego należy przyjąć temperaturowy zakres pracy zasilanie/powrót na poziomie **80/60 °C**.

Ważnym parametrem, z punktu widzenia efektywności energetycznej, jest wielkość przepływu czynnika grzewczego.



Rys. 11 Przepływ wody ccwu w okresie letnim [m³/h]

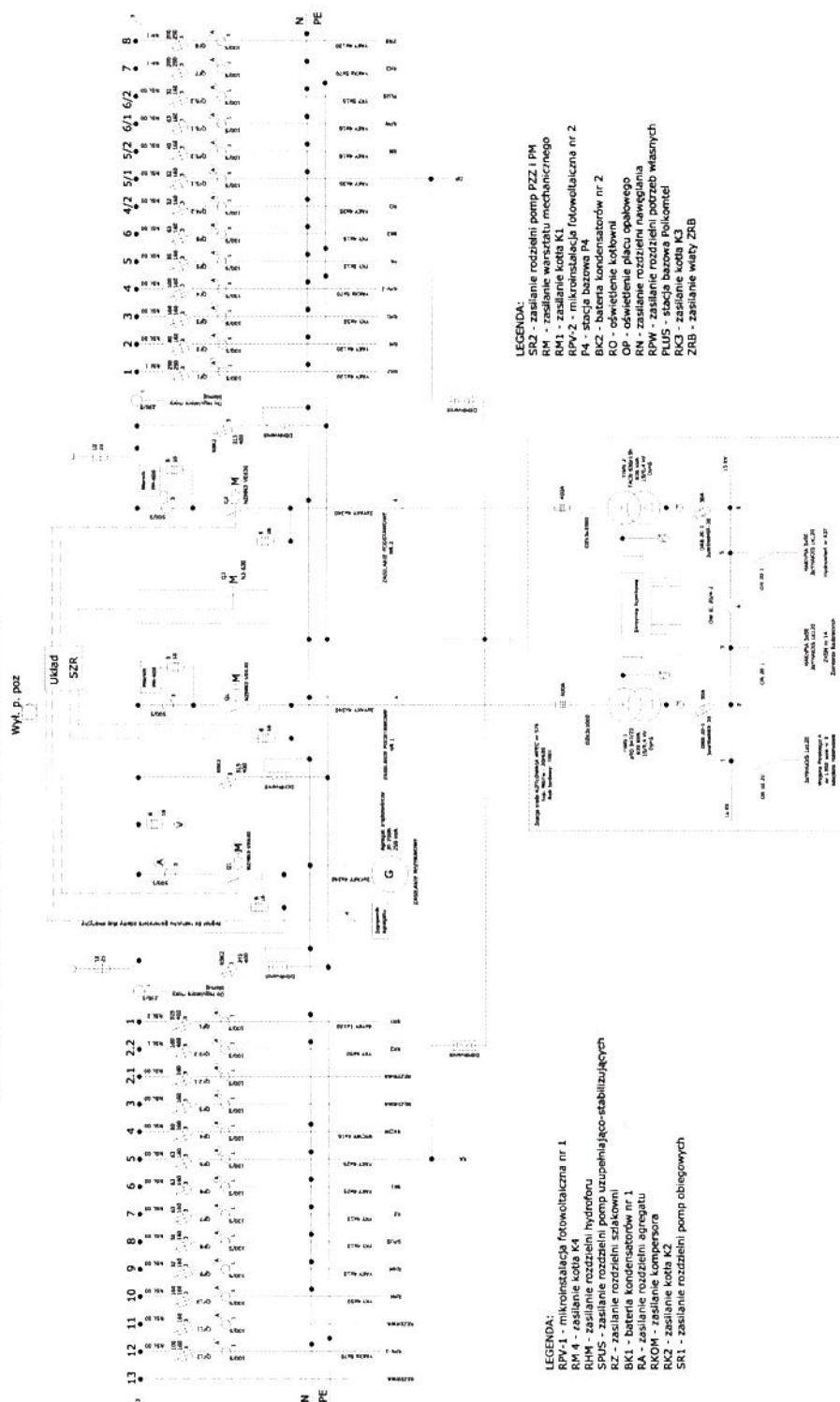
Przy obecnych parametrach temperaturowych wody na zasilaniu i powrocie z sieci, w okresie letnim przepływ czynnika grzewczego oscyluje wokół **100 m³/h**.

Ponieważ takie parametry jak: moc źródła ciepła, temperatura zasilania sieci i temperatura powrotu (a co za tym idzie – różnica temperatur) oraz wielkość przepływu czynnika grzewczego są ze sobą ściśle powiązane, do obowiązków projektanta będzie należało odpowiednie dobranie elementów instalacji w celu uzyskania maksymalnej efektywności.

8 Profil zużycia energii elektrycznej

Ciepłownia Miejska przy ul. Hauke-Bosaka 2A w Kielcach posiada dwa punkty przyłączeniowe PPE w grupie III (SN - 15kV) – bez podziału na przyłącze główne i rezerwowe. Oba działają jednocześnie.

SCHEMAT ELEKTRYCZNY CIEPŁOWNI MIEJSKIEJ PRZY UL. HAUKE BOSAKA 2A

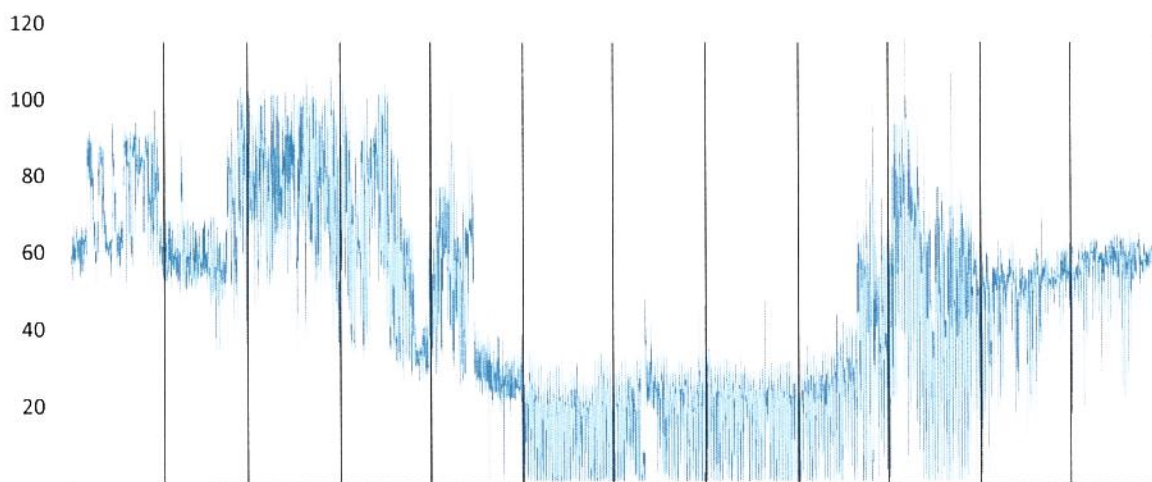


Rys. 12 Schemat systemu zasilania Ciepłowni

Zamawiający udostępni wykonawcy powyższy schemat w formacie *.dwg

8.1 Analiza przyłącza PL_ZEOD_2661001486_67

Zgodnie z nomenklaturą Ciepłowni, pierwszy transformator o mocy 630 kVA zasilany jest z przyłącza PL_ZEOD_2661001486_67 (dalej oznaczone _67).



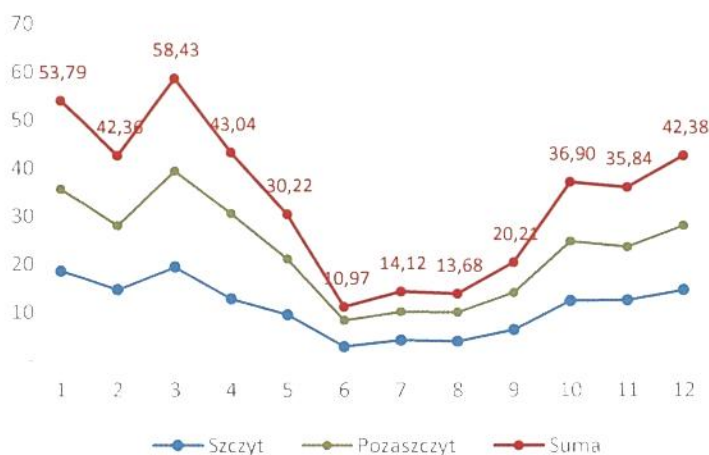
Rys. 13 15 minutowy pobór prądu [kW]

Przyłącze zapewnia w ciągu roku **401,94 MWh**, co stanowi **61,59%** rocznego zużycia prądu.

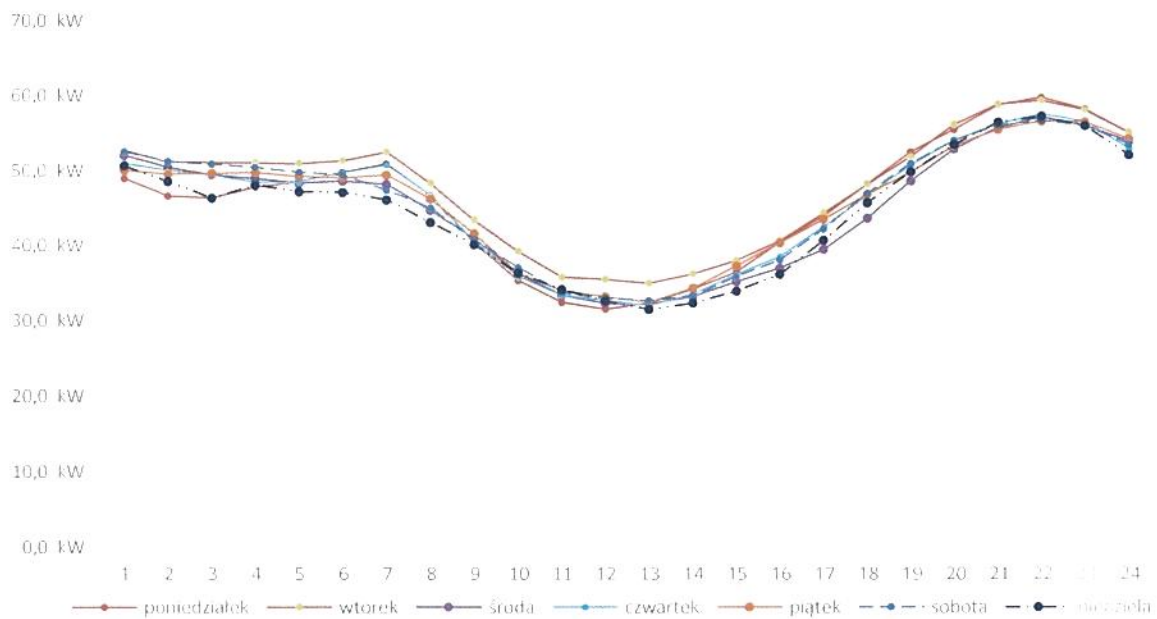
Wartość maksymalna 15 minutowa to **116,46 kW**.

Na przyłączy _67 obowiązuje taryfa B22 szczyt/pozaszczyt oraz zmienna moc umowna.

Uwzględniając profil zużycia prądu w poszczególnych strefach czasowych oraz zmienną moc umowną średnioroczna cena netto prądu wynosi **457,82 zł/MWh**.



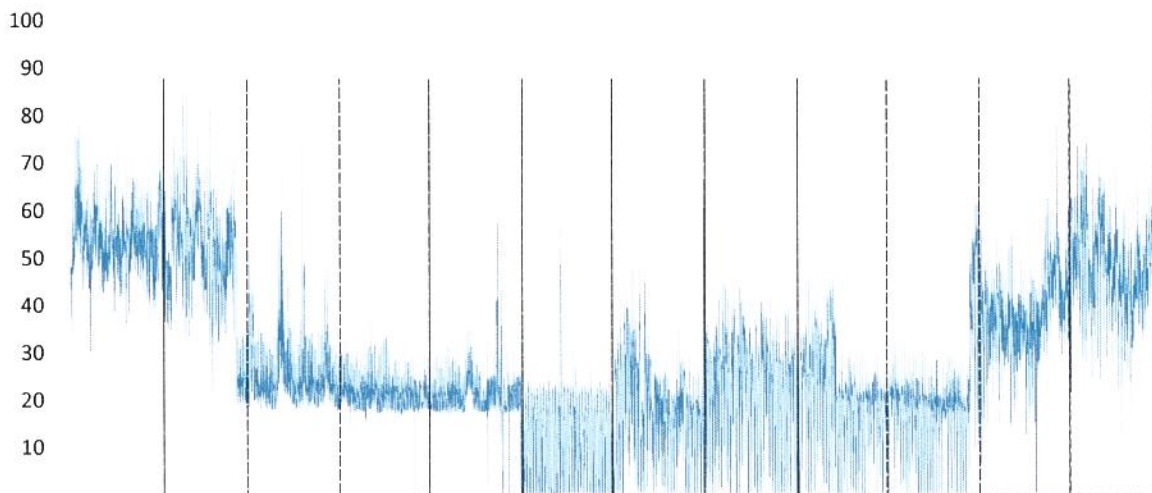
Rys. 14 Zużycie prądu w poszczególnych miesiącach [MWh/mc]



Rys. 15 Średnioroczne obciążenie godzinowe w poszczególne dni tygodnia dla stref czasowych

8.2 Analiza przyłącza PL_ZEOD_2661001484_63

Drugi transformator o mocy 630 kVA zasilany jest z przyłącza PL_ZEOD_2661001484_63 (dalej oznaczone _63).



Rys. 16 15 minutowy pobór prądu [kW]

Przyłącze zapewnia w ciągu roku **250,63 MWh**, co stanowi **38,41%** rocznego zużycia prądu.

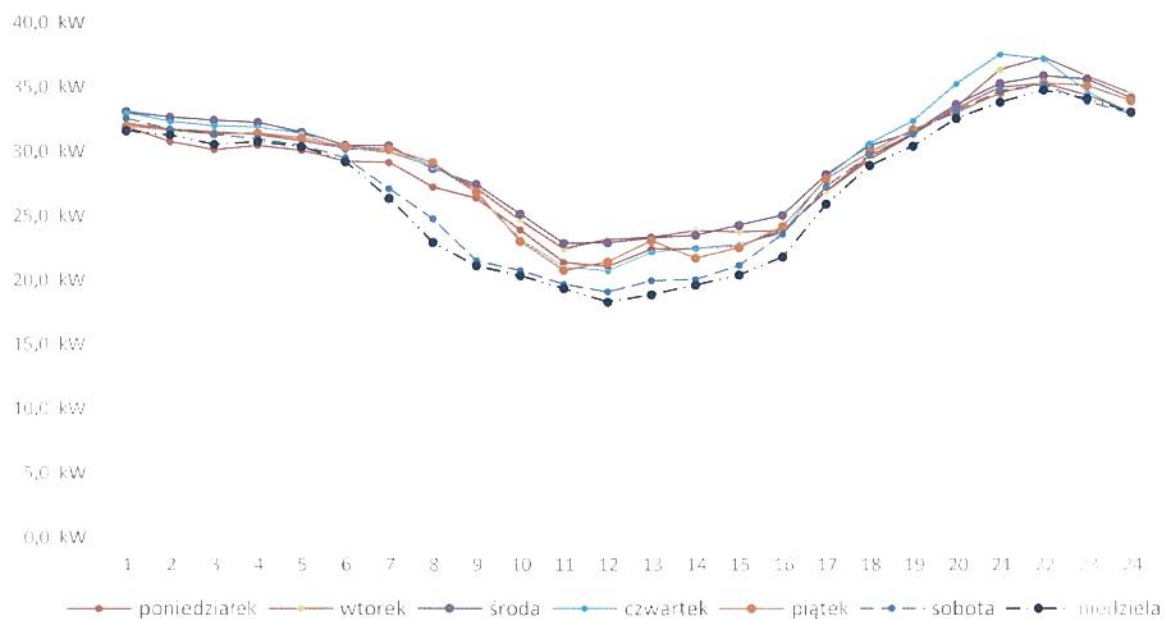
Wartość maksymalna 15 minutowa to **87,84 kW**.

Na przyłączu _63 obowiązuje taryfa B22 szczyt/pozaszczyt oraz zmienna moc umowna.

Uwzględniając profil zużycia prądu w poszczególnych strefach czasowych oraz zmienną moc umowną średnioroczna cena netto prądu wynosi **468,77 zł/MWh**.



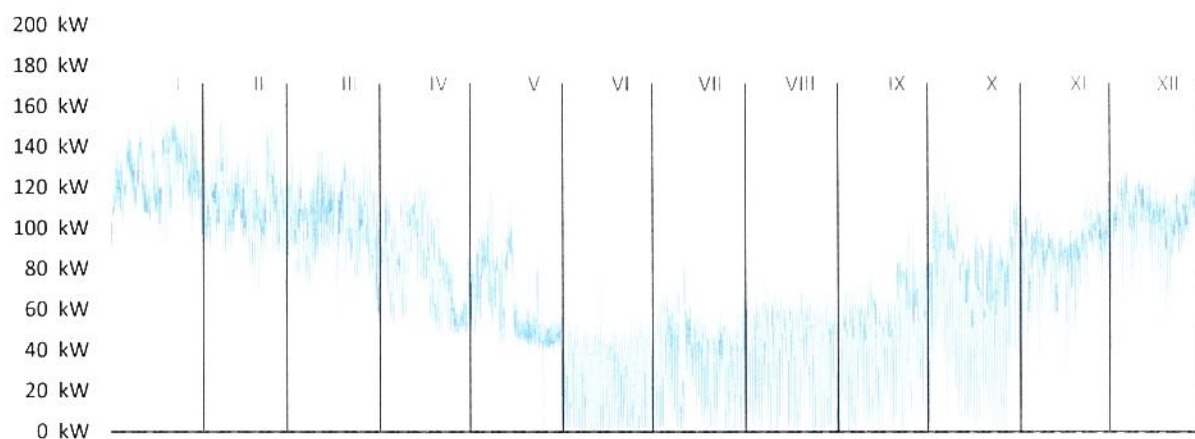
Rys. 17 Zużycie prądu w poszczególnych miesiącach [MWh/mc]



Rys. 18 Średnioroczne obciążenie godzinowe w poszczególne dni tygodnia dla stref czasowych

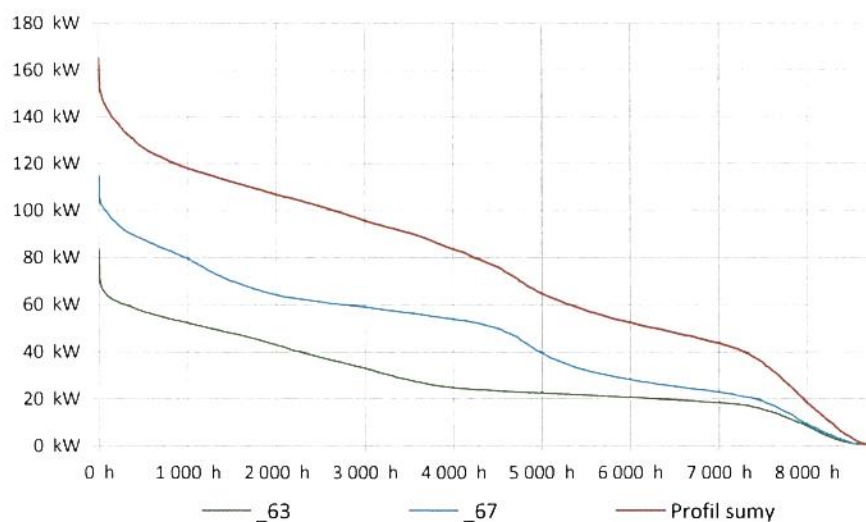
8.3 Sumaryczny profil zużycia prądu

Ponieważ planowany agregat kogeneracyjny ma pracować na potrzeby całej Ciepłowni a nie wybranego przyłącza należy dokonać analizy sumarycznego poboru prądu.



Rys. 19 15 minutowy pobór prądu [kW]

Sumaryczny pobór prądu w ciągu roku wynosi **652,57 MWh**. Wartość maksymalna 15-minutowa to **171,54 kW**.



Rys. 20 Wykres uporządkowany poboru prądu

9 Wymagania Zamawiającego w stosunku do przedmiotu zamówienia

Przed przystąpieniem do opracowywania dokumentacji projektowej Wykonawca ma obowiązek:

- zapoznać się z programem funkcjonalno-użytkowym;
- zapoznać się z lokalnymi warunkami usytuowania istniejących źródeł ciepła, elementów sieci ciepłowniczych i elektroenergetycznych oraz elementów infrastruktury technicznej;
- wykonać w niezbędnym zakresie ocenę stanu technicznego istniejących obiektów i instalacji grzewczych i energetycznych oraz trasy prowadzenia sieci elektroenergetycznej i warunków przyłączenia do GPZ oraz odbiorców energii cieplnej;
- ocenić czy udostępnione przez Zamawiającego dokumenty są wystarczające do prawidłowego zrealizowania inwestycji, a w przypadku braku wystąpić do Zamawiającego o uzupełnienie lub uzupełnić we własnym zakresie;
- wystąpić o wydanie niezbędnych zezwoleń i dokonanie uzgodnień w zakresie jaki wynika z obowiązującego prawa, a których nie zawiera dokumentacja przekazana przez Zamawiającego.

Zamawiający informuje, że preferuje:

- wysoki poziom w odniesieniu do rozwiązań technologicznych przy rozsądnym poziomie kosztów;
- rozwiązania techniczne zapewniające niskie koszty eksploatacji;
- technologie przyjazne dla środowiska zapewniające niski poziom emisji zanieczyszczeń.

Jak już wspomniano, niniejszy program funkcjonalno-użytkowy powstał na podstawie analizy efektywności energetycznej, finansowej i ekologicznej (dalej – analiza). W analizie określony został uproszczony schemat technologiczny inwestycji i dobrane optymalne parametry podstawowych urządzeń. Stąd w PF-U przywołane zostały parametry techniczne i eksploatacyjne głównych urządzeń wraz z akceptowalnymi przez Zamawiającymi odstępstwami (nie mniej niż / nie więcej niż).

Zamawiający nie przewiduje opracowywania kolejnych analiz efektywności dla innych wielkości CHP i kotła gazowego niż określone w niniejszym PF-U.

9.1 Prace projektowe

Na podstawie niniejszego programu funkcjonalno-użytkowego Wykonawca ma wykonać dokumentację projektową, na którą składa się głównie:

- koncepcja techniczna realizacji zadania;
- projekt budowlany stanowiący podstawę do wydania decyzji o pozwoleniu na budowę.

Gdyby inwestycja realizowana była na zasadach „zaprojektuj-wybuduj” to do obowiązków Wykonawcy należałoby opracowanie:

- projektu wykonawczego w niezbędnym zakresie, uzgodnionym z Zamawiającym;
- dokumentacji powykonawczej – rozumianej jako dokumentacja budowy z naniesionymi zmianami dokonanymi w toku wykonywania robót oraz geodezyjnymi pomiarami powykonawczymi.

Dokumentacja projektowa musi być opracowana w sposób zgodny z obowiązującym aktualnie prawem, a w szczególności:

- rozporządzeniem Ministra Infrastruktury z dnia 2 września 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy dokumentacji projektowej, specyfikacji technicznych wykonania i odbioru robót budowlanych oraz programu funkcjonalno-użytkowego (Dz.U.2013.1129 t.j. z dnia 2013.09.24 z późn. zm.);
- ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U.2019.755 t.j. z dnia 2019.04.25 z późn. zm.);
- ustawą z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U.2020.250 t.j. z dnia 2020.02.17 z późn. zm.);
- ustawą z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U.2019.1186 t.j. z dnia 2019.06.26 z późn. zm.);
- ustawą z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych (Dz.U.2019.1843 t.j. z dnia 2019.09.27 z późn. zm.);

Zamawiający informuje, że preferuje wysoki poziom w odniesieniu do rozwiązań technologicznych przy rozsądnym poziomie kosztów.

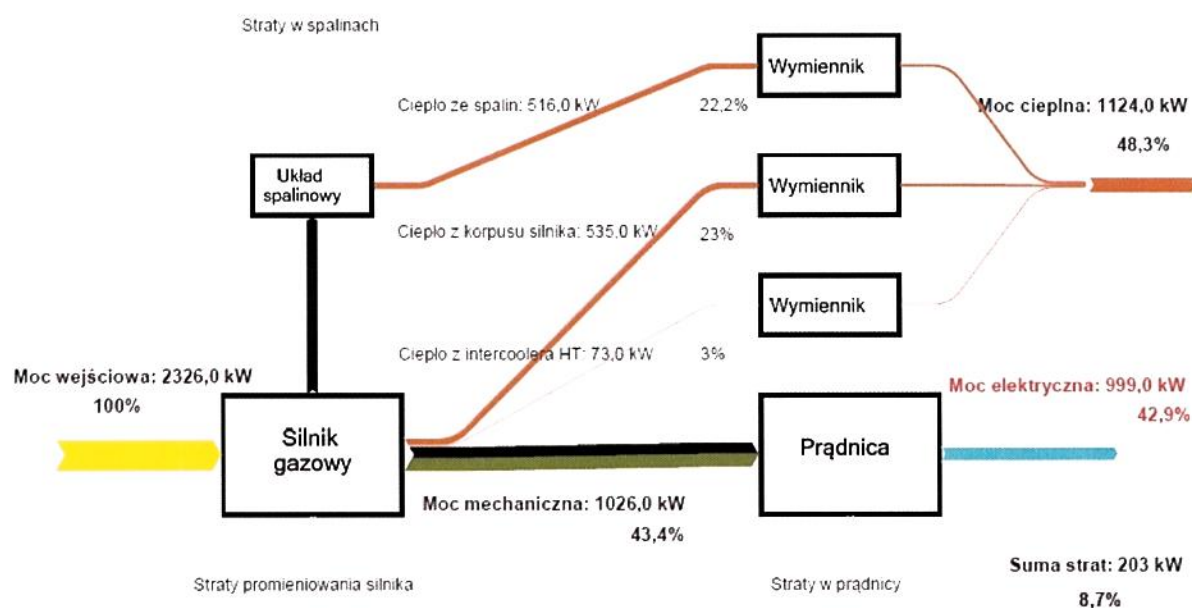
Dokumentacja projektowa ma być wykonana w 5 egzemplarzach w wersji papierowej oraz jednym egzemplarzu w edytowalnej wersji elektronicznej.

Dokumentacja powykonawcza ma być wykonana w 2 egzemplarzach w wersji papierowej i jednym egzemplarzu w edytowalnej wersji elektronicznej.

9.2 Agregat kogeneracyjny

Gazowy agregat kogeneracyjny (CHP) jest podstawowym urządzeniem inwestycji. Jego maksymalna moc elektryczna wynika z obowiązujących przepisów i pod żadnym warunkiem nie może być przekroczona.

W przyjętym trybie pracy bardzo ważnym parametrem jest maksymalna moc cieplna jaką można uzyskać z CHP. Istnieje zależność ilości wytwarzanej w CHP energii elektrycznej, cieplnej oraz sprawności. Na potrzeby analizy efektywności brano pod uwagę agregaty kogeneracyjne z różnymi dostępnymi na rynku silnikami spalinowymi. Ponieważ większość producentów i dystrybutorów CHP dysponuje urządzeniami skonfigurowanymi z silnikami różnych producentów, więc dla potrzeb analiz efektywności wybrano silnik spalinowy firmy MTU.



Rys. 21 Bilans mocy analizowanego agregatu kogeneracyjnego z silnikiem MTU

Zwykle, zawyżanie mocy cieplnej CHP w stosunku do mocy elektrycznej wiąże się z przewymiarowanym silnikiem w stosunku do generatora. Taki „przeciągnięty” silnik agregatu zaczyna być traktowany jak źródło ciepła. Logiczne jest, że zwiększanie mocy cieplnej w wyniku zastosowania przewymiarowanego silnika prowadzi do znacznego wzrostu zużycia paliwa, a tym samym kosztów eksploatacji. Jeśli porównamy koszt energii cieplnej z CHP oraz z kotła gazowego i kotłowni węglowej to ciepło z CHP jest najdroższe. Nie ma, więc żadnego uzasadnienia stosowanie nieefektywnych źródeł energii cieplnej.

Zamawiający oczekuje zastosowania gazowego agregatu kogeneracyjnego w zewnętrznej obudowie panelowej o następujących najważniejszych parametrach przy pracy z mocą nominalną:

Parametr	j.m.	Pożądane	Minimum	Maksimum
Silnik producent		MTU	-	-
Model silnika		8V4000L64FNER	-	-
Ilość cylindrów		8	8	12
Układ cylindrów		8V	8V	12V
Moc max kVA	kVA	1 770	-	-
Sprawność $\cos \varphi = 1$	%	97,40	96,00	Bo
Moc w paliwie max	kW	2 326	-	2 400
Moc elektryczna max	kW	999	999	999
Moc cieplna max	kW	1 124	995	1125
Intercooler HT max	kW	73	70	75
Temperatura spali	°C	431	425	450
Moc elektryczna min	%	50,00	50,00	60,00
Spr. elektryczna max	%	42,90	42,00	Bo
Spr. cieplna max	%	45,20	42,00	Bo
Sprawność całkowita	%	88,10	84,00	bo
Zużycie paliwa nominalne	Nm ³ /h	243	Bo	250
Emisja NOx (suchy 5% O ₂)	mg/m ³	<250	<250	<250

*) Bo – brak ograniczeń

Z punktu widzenia projektowego oraz wszelkich uzgodnień z OSD niezbędne będzie określenie parametrów zespołu prądotwórczego i generatora, których nie wymieniono w powyższej tabeli, a najistotniejsze to:

Dane projektowe zespołu prądotwórczego:

- Typ zespołu kogeneracyjnego
- Producent zespołu prądotwórczego
- Moc elektryczna
- Prąd
- Napięcie
- $\cos \varphi$

Dane generatora:

- Producent
- Typ
- Moc generatora

- $\cos \varphi$
- Prąd dla $\cos \varphi = 1$
- Napięcie
- Obroty
- Temp pracy
- Wytrzymałość zwarciova

Zabezpieczenia zespołu prądotwórczego realizowane przez sterownik zespołu prądotwórczego z odpowiednią zwłoką:

- Nad napięciowe
- Pod napięciowe
- Nad częstotliwość
- Pod częstotliwość
- Asymetria napięcia
- Przeciążenie
- Moc zwrotna

Zabezpieczenia sieci realizowane przez sterownik zespołu prądotwórczego z odpowiednią zwłoką:

- Nad napięcie
- Pod napięcie
- Nad częstotliwość
- Pod częstotliwość
- Asymetria napięcia
- Min. napięcie sieci
- Vector shift

Zabezpieczenia układu synchronizacji realizowane przez sterownik zespołu prądotwórczego:

- Max różnica częstotliwości
- Max różnica napięcia
- Max różnica kąta.

Zabezpieczenia realizowane przez wyłącznik główny zespołu prądotwórczego (GCB – generator circuit breaker).

Ze względu na zadanie w systemie energetycznym Ciepłowni agregat kogeneracyjny ma być wyposażenie w:

- układ odzysku energii cieplnej z bloku silnika;
- układ odzysku energii cieplnej z oleju silnikowego;
- układ odzysku energii cieplnej z chłodzenia mieszanki I stopnia;
- układ odzysku energii cieplnej ze spalin;
- układ chłodzenia awaryjnego bloku silnika i oleju silnikowego;

- układ chłodzenia mieszanki II stopnia;
- układ powiększonej miski wprowadzającej optymalną gospodarkę olejową.

Mając na uwadze, że podstawowym elementem agregatu kogeneracyjnego jest silnik spalinowy, Zamawiający żąda, aby agregat gazowy wraz z kompletnym oprzyrządowaniem (tj. silnik, prądnica, szafa sterowania, ścieżka gazowa, rama stalowa itp.) wykonany był w fabryce producenta silnika, który samodzielnie projektuje oraz produkuje silniki pracujące na paliwie gazowym.

Zamawiający **nie dopuszcza**, aby oferowana jednostka kogeneracyjna została wykonana u producenta jednostek prądotwórczych, który samodzielnie nie zajmuje się konstruowaniem, wytwarzaniem silników przeznaczonych do pracy w agregatach kogeneracyjnych na paliwie gazowym.

W tym zakresie Wykonawca ma dostarczyć oświadczenie producenta agregatu gazowego.

Gazowy agregat prądotwórczy musi pochodzić od producenta, który w ostatnich 3 latach wyprodukował co najmniej 500 sztuk agregatów gazowych pracujących na paliwie gazowym.

W tej sprawie należy dostarczyć oświadczenie producenta agregatu gazowego.

Producent gazowego zespołu kogeneracyjnego musi posiadać stanowiska do przeprowadzania testów agregatów gazowych przed dostarczeniem agregatów w miejsce lokalizacji.

W tej sprawie należy dostarczyć oświadczenie producenta agregatu gazowego. Zamawiający nie dopuszcza agregatów gazowych, które nie będą posiadały wykonanych stosownych testów pracy przed dostarczeniem na miejsce montażu.

Zamawiający zastrzega sobie prawo udziału w testach agregatu kogeneracyjnego przed wysłaniem do odbiorcy.

Dla referencyjnego modułu kogeneracyjnego podane parametry są dla emisyjności spalin <250 mg NO_x dla 5% O₂ w spalinach. W związku z koniecznością spełniania przez silnik normy emisyjności MCP (<250 mg NO_x dla 5% O₂ w spalinach) konieczne jest zatem zastosowanie takiego agregatu kogeneracyjnego, który nie będzie wymagał zastosowania do referencyjnego modułu katalizatora zużywającego mocnik.

W związku z powyższym agregat kogeneracyjny ma być rozwiązaniem fabrycznym z ograniczeniem emisji spalin przez producenta modułu kogeneracyjnego, w którym występuje brak dodawania mocznika i serwisowania katalizatora. Agregatu ma być w postaci gotowego modułu kogeneracyjnego z ilością <250 mg NO_x dla 5% O₂ w spalinach. Zastosowanie tego rozwiązania wiąże się ze spadkiem sprawności elektrycznej modułów do wartości 42,0%. Jednak zapewnia spełnienie obecnych norm środowiskowych, jak również odpowiedni odbiór mocy cieplnej.

Uzyskanie niezawodnego agregatu kogeneracyjnego na najwyższym poziomie technicznym, zapewniającym wysoką sprawność energetyczną i minimalny poziom oddziaływania na środowisko wymaga od dostawców odpowiedniego przygotowania.

Zamawiający wymaga, aby dostawcy wykazali się:

- dostarczyli i uruchomili w okresie ostatnich 5 lat przynajmniej pięciu instalacji kogeneracyjnych opartych o silniki tłokowe zasilanych paliwami gazowymi o mocy powyżej 800 kWe każdy (potwierdzone odpowiednimi referencjami inwestora);

- w okresie ostatnich 3 lat świadczyli lub obecnie świadczą obsługę serwisową przez minimum 16.000 mth w minimum pięciu gazowych instalacjach kogeneracyjnych opartych o silniki tłokowe o mocy powyżej 800 kW_e każda (potwierdzone odpowiednimi referencjami inwestora).

Dla zapewnienia ciągłości dostaw ciepła dla odbiorców niezbędne jest zapewnienie najwyższych standardów obsługi serwisowej CHP.

Dlatego wymaga się, aby dostawca agregatu posiadał serwis autoryzowany z siedzibą w odległości nie większej niż 250 km od miejsca montażu agregatu.

Oznacza to także, że dostawca agregatu musi posiadać status Autoryzowanego Serwisu, z obszarem odpowiedzialności – Rzeczpospolita Polska, dla całego agregatu, a w szczególności dla silnika.

Autoryzacja dla silnika agregatu musi obejmować zgodę producenta silnika na wykonywanie remontów pośrednich i głównych bez ograniczeń (m.in. wymiana głowic, tłoków, cylindrów, panewek głównych, wału korbowego itp.) bez udziału podmiotów z poza terytorium Polski. Należy dołączyć do oferty odpowiednie oświadczenie producenta agregatu gazowego lub dokument poświadczający autoryzację dla całej firmy.

Zamawiający nie dopuszcza certyfikatów ze szkoleń wystawianych na pracowników dostawcy.

Oferowany agregat (dotyczy silnika i prądnicy oraz całego agregatu) musi być fabrycznie nowy, bez śladu użytkowania (oprócz niezbędnego do testów) i posiada stosowny pakiet usług gwarancyjnych kierowanych do użytkowników z obszaru Rzeczypospolitej Polskiej, pochodzą z oficjalnego, autoryzowanego kanału sprzedaży tj. generalnego dystrybutora lub jego autoryzowanej sieci sprzedaży na rynek polski, posiadających serwis i wsparcie producenta.

Należy dołączyć do oferty oświadczenie producenta agregatu gazowego.

W zakresie technicznym agregat kogeneracyjny ma być wyposażony w chłodnice, które schładzają blok silnika (obieg HT) oraz intercooler (obieg LT). Mają być dwie oddzielne lub jedna dwu obiegowa chłodnica. Miejsce posadowienia chłodnicy musi umożliwiać swobodne odprowadzanie przez nią ciepła do otoczenia. Chłodnice mieszanki gazowo-powietrznej oraz rezerwowa korpusu silnika (jeśli jest wymagana) ma być montowana na dachu zewnętrznej obudowie panelowej lub w jej bezpośrednim otoczeniu.

Agregat kogeneracyjny ma być umieszczony w zewnętrznej obudowie panelowej. Wyciszenie należy dostosować do norm środowiskowych występujących w miejscu montażu agregatu.

Zewnętrzna obudowa panelowa ma być wyposażona w:

- układ wentylacji wnętrza, pracujący z wydajnością automatycznie dostosowywaną do temperatury wewnątrz;
- czerpnię i wyrzutnię powietrza, wyposażone w tłumiki hałasu;
- szafkę przyłącza gazu;
- przyłącza kołnierzowe chłodnic i zewnętrznego obiegu ciepłowniczego;
- kompletną instalację wydechową wraz z tłumikiem i konstrukcją wsporczą;

- wszelkie przejścia, przepusty dla instalacji elektrycznych i ciepłowniczych;
- wewnętrzną instalację elektryczną (potrzeb własnych);
- instalację oświetleniową;
- urządzenia gaśnicze;
- skrzydła drzwiowe zapewniające swobodny dostęp do poszczególnych elementów urządzeń – zamykane na klucz;
- wnętrze obudowy ma umożliwiać swobodny dostęp serwisowy do poszczególnych elementów systemu bez konieczności demontowania jakichkolwiek części;
- podłoga ma stanowić wannę zabezpieczającą przed zanieczyszczeniem środowiska przy ewentualnym wycieku płynów eksploatacyjnych.

Zewnętrzna obudowa panelowa składa się z konstrukcji nośnej wykonanej z profili i rygli łączonych z płaszczyznami dachu i ścian wypełnionymi blachą stalową płaską i/lub trapezową połączonymi w całości poprzez spawanie – zapewniającą odpowiednią sztywność i samonośność jednolitej konstrukcji oraz szczelność i ograniczenie ognisk korozji. Połączenia skręcane dla montażu wyposażenia to: armatura, drzwi i klapy, przepusty, osprzęt elektryczny, rurociągi i kanały, żaluzje, wykończenia otworów technologicznych, konstrukcji wsporczych itp. Zabudowa wyciszona jest za pomocą paneli z wełny skalnej, pokrytej blachą stalową na ścianach bocznych i suficie. Izolacja dźwiękoszczelna jest zaprojektowana tak, aby osiągnąć wymagany poziom hałasu.

Całość prac ślusarskich wykonanych przez fabrykę łącznie z badaniami powłok cynkowo-aluminiowych oraz malarskich w komorze solnej dla wykonania blach modułowych gwarantuje żywotność materiału i jego podwyższoną jakość. Konstrukcja takiej zabudowy jest spawana a później uzupełniania panelami zewnętrznymi i wewnętrznymi zachodzącymi na siebie i zabezpieczonymi na łączeniach przed wodą. Każdy panel cynkowo-aluminiowy jest utwardzany w miejscach cięcia laserem, płukany w specjalnej kąpeli chemią a później malowany. Całość technologii jest wykonywana w jednej fabryce. W efekcie producent daje pełną odpowiedzialność za wykonanie obudowy i gwarantuje brak rdzewienia powłok malarskich. System skręcania na śruby nierdzewne i modułowość ścian daje wysokie standardy wygłuszenia zabudowy.

Zewnątrza obudowa panelowa nie jest wyposażona w naroża kontenerowe ISO.

Specjalna zabudowa mieszcząca agregat kogeneracji, przeznaczona jest do montażu na zewnątrz. Wykonana jest z dolną ramą, charakteryzującą się wysoką odpornością na obciążenia, w celu zapewnienie stabilnej bazy strukturalnej do umieszczenia agregatu kogeneracyjnego.

Zewnętrzna zabudowa panelowa ma być wyposażona w system wykrywania niebezpiecznego stężenia gazu wewnątrz zabudowy, współpracującego z systemem odcinania dopływu gazu i systemem wentylacji wnętrza zabudowy.

Zewnętrzna zabudowa panelowa ma być zaprojektowana i wykonywana zgodnie z indywidualnymi potrzebami inwestycji.

Uwaga:

Zamawiający nie dopuszcza zastosowania typowych konstrukcji kontenerowych adaptowanych do potrzeb inwestycji, a tym bardziej kontenerów morskich z odzysku.

Należy przewidzieć wentylację zabudowy agregatu:

- nawiewną - zapewniającą dostarczanie powietrza do spalania i wentylację;
- wywiewną - zapewniającą przewietrzanie oraz odprowadzanie nadmiarów zysków ciepła.

Instalację nawiewną wyposażoną w:

- czerpnię ścienną zewnętrzną;
- przepustnicę kanałową;
- tłumik akustyczny;
- układ wentylatorów nawiewnych- osiowych ściennych;
- filtr kieszeniowy G3.

Instalację wywiewną wyposażoną w:

- przepustnicę kanałową;
- tłumik akustyczny;
- wyrzutnię ścienną;

Przedział operatorski z drzwiami od zewnątrz zamykanymi na klucz, w którym zamontowane są szafy energetyczno-sterująca. Pomiędzy przedziałem operatorskim a przedziałem agregatu ma być ściana działowa, w której mają być drzwi z szybą. Wymiary zabudowy dla agregatu kogeneracyjnego wynoszą nie więcej: **12,0 m x 3,0 m x 3,0 m**.

Zabudowa agregatu kogeneracyjnego zawiera szereg rozwiązań służących ochronie personelu.

Szczególną uwagę należy zwrócić na stalowe poręcze, drabiny w pełni zabezpieczone, podłogę zabudowy, która uniemożliwia wydostanie się oleju do środowiska w przypadku nieprzewidzianego wycieku oleju. Bezpieczeństwo i ochrona osób użytkujących agregat kogeneracyjny w zabudowie zewnętrznej musi zawierać także sprawdzone i niezawodne urządzenia i systemy, które gwarantują bezpieczne funkcjonowanie układu kogeneracyjnego w każdych warunkach pracy serwisowej oraz eksploatacyjnej. Wszystkie dostępne miejsca serwisowe, elementy układu spalinowego oraz inne elementy rurowe obiegów wodnych i odzysku ciepła nagrzewające się do wysokich temperatur mają być izolowane termicznie warstwą wełny mineralnej o odpowiedniej grubości i gęstości.

Szczegóły związane z rozmieszczeniem elementów konstrukcyjnych i wentylacji należy na etapie projektowania uzgodnić z Zamawiającym.

Układy odzysku energii cieplnej z bloku silnika, oleju silnikowego, chłodzenia mieszanki I stopnia stanowią wewnętrzne integralne elementy agregatu kogeneracyjnego. Chłodzenie

wszystkich układów zapewniają obiegi technologiczne wodne i wodnego roztworu glikolu etylenowego.

Instalację chłodzenia agregatu kogeneracyjnego należy wyposażyć w chłodnicę awaryjną zapewniającą pracę układu i nieprzerwaną produkcję energii w przypadku ustania bądź niewystarczającego odbioru energii cieplnej. Obieg wodnego roztworu glikolu w instalacji zapewniać mają pompy obiegowe stanowiące wyposażenie agregatu.

Moduł olejowy to system automatycznego uzupełniania oleju smarowego umieszczony wewnątrz jednostki. System obejmuje zintegrowany układ pompowy ze zbiornikiem na olej świeży i olej zużyty.

Do zewnętrznej zabudowy panelowej agregatu należy doprowadzić gaz ze stacji redukcyjno-pomiarowej podawania gazu ziemnego o ciśnieniu 120 – 250 mbar.

Należy przewidzieć:

- wykonanie instalacji gazowej zasilającej ścieżkę gazową agregatu kogeneracyjnego;
- montaż skrzynki gazowej z zaworem i automatycznym odcięciem gazu w przypadku wykrycia nieszczelności instalacji w maszynowni;
- gazomierz z korektorem objętości;
- zamontowanie ścieżki gazowej agregatu z elementem kompensacyjnym drgań silnika.

Dodatkowo, wewnątrz zabudowy agregatu należy zamontować detektor gazu i włączyć go do układu detekcji. Instalację gazową należy wykonać z rur stalowych PN-EN 10208-1,2- rury bez szwu, przeznaczonych dla mediów palnych.

Przed próbą szczelności należy instalację gazową przedmuchać sprężonym powietrzem wolnym od zanieczyszczeń lub gazem neutralnym w celu usunięcia ewentualnych zanieczyszczeń mogących znajdować się w przewodach instalacji gazowej po technologicznym procesie wykonania łączy przewodów. Próbę szczelności instalacji gazowej należy przeprowadzić przy ciśnieniu 1,5 x ciśnienie robocze bez podłączenia urządzeń gazowych ze szczelnym zamknięciem końcówek przewodów. Po wstępnym okresie stabilizacji temperatury i ciśnienia czynnika podłączony do instalacji manometr przez okres 30 minut nie może wykazać żadnego spadku ciśnienia.

Z próby szczelności instalacji gazowej należy przeprowadzić stosowny protokół.

Po zainstalowaniu urządzeń gazowych (przed zainstalowaniem gazomierza), zaleca się przeprowadzenie dodatkowej próby szczelności instalacji gazowej, powietrzem o ciśnieniu dwukrotnie przekraczającym ciśnienie robocze, lecz nie większym niż ciśnienie dopuszczalne dla danego typu urządzenia gazowego.

9.3 Szczytowy kocioł gazowy

Jako gazowy kocioł szczytowy współpracujący z agregatem kogeneracyjnym dobrany został na etapie analizy efektywności energetycznej i finansowej kocioł kondensacyjny C 630 – 700 Eco firmy DeDietrich.

Podstawowe dane techniczne kotła:

Ciśnienie zasilania gazem: 20/25 mbar lub 300 mbar z regulatorem ciśnienia.

Roczna sprawność eksploatacyjna > 109 %

Niska emisja zanieczyszczeń:

- NO_x < 60 mg/kWh

- CO < 20 mg/kWh

Niski poziom hałasu i zużycia energii elektrycznej dzięki modulującemu wentylatorowi.

Podwójny wymiennik członowy ze stopu aluminium-krzemowego o właściwościach samoczyszczących, z klapą rewizyjną.

Palnik z całkowitym wstępnym mieszaniem, modulujący w zakresie od 15% do 100% mocy dla doskonałego dostosowania mocy kotła do rzeczywistego zapotrzebowania instalacji i optymalnej jakości spalania dzięki stałemu stosunkowi powietrze/gaz poprzez system venturi

Zapłon elektroniczny.

Elektroda jonizacyjna.

Dwie konsole sterownicze mające charakter otwarty na wszelkie konfiguracje instalacji.

Kocioł dostarczany w 2 zespołach, całkowicie zmontowany i przetestowany w fabryce, z zamontowanymi klapami zwrotnymi spalin dla zabezpieczenia przed ciągiem wstecznym i do pracy we wspólnym czopuchu dla układów kaskadowych.

Zasilanie c.o., kołnierz 2x DN 80 (norma DIN 2576).

Powrót z c.o., kołnierz 2x DN 80 (norma DIN 2576).

Zasilanie gazem, 2x G 2 (gwint wewnętrzny).

Odprowadzenie kondensatu, syfon w dostawie, dla przewodu PCW ø 32 mm (wewn.)

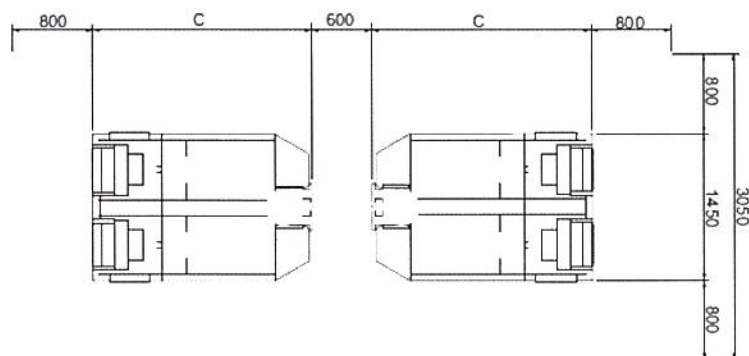
Króciec spalin, ø 350 mm.

Doprowadzenie powietrza do spalania, 2x ø 250 mm, opcjonalnie kolektor wlotowy powietrza ø 350 mm.

Drugi powrót (opcja), kołnierz 2x DN 65 (norma DIN 2576).

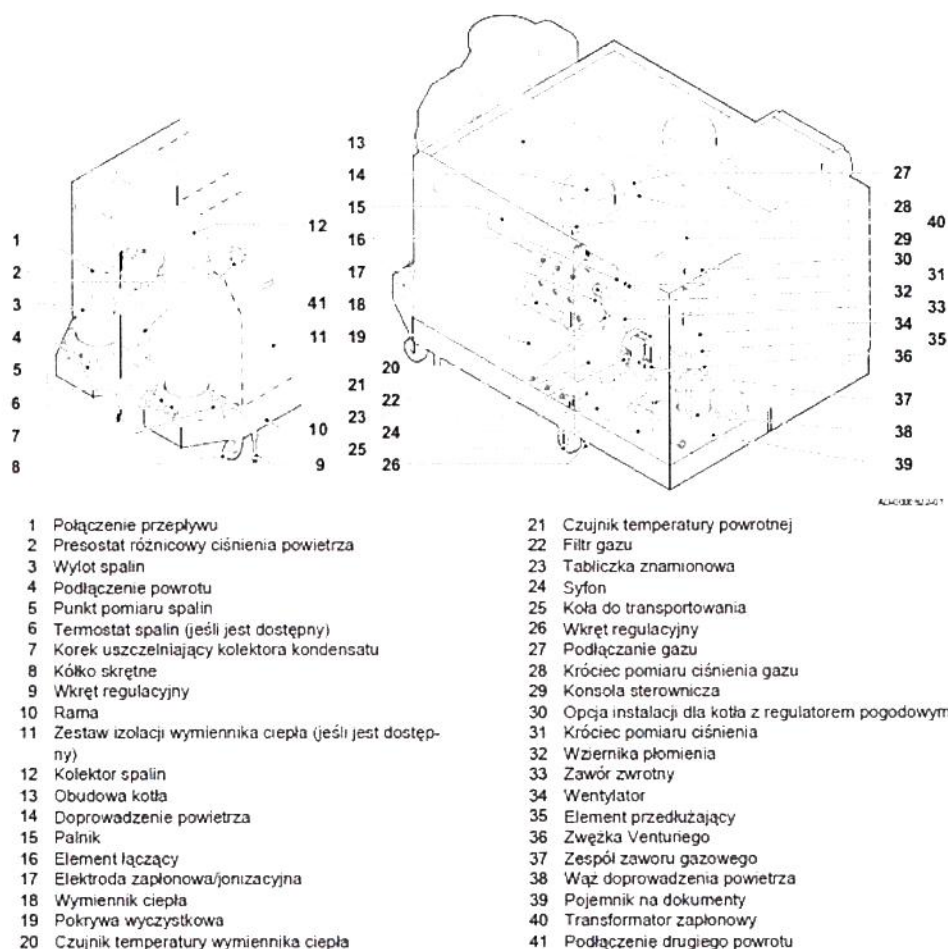
Model	C 630 - 700 Eco	
Moc nominalna 50/30 °C min/max	94/700	kW
Moc nominalna 80/60 °C min/max	87/654	kW
Obciążenie cieplne (Q _n)		
- max	738	kW
- min	101	kW

Sprawność użytkowa (Hi) dla c.o. wg. 92/42/EEC dla obciążenia pełnego i średniej temp. kotła 70 °C	98,10	%
Sprawność użytkowa (Hi) dla c.o. wg. 92/42/EEC dla obciążenia częściowego i temp. powrotu 30 °C	109,00	%
Strata postojowa dla $\Delta t=30K$	958	W
Zużycie gazu ziemnego E/L _w	9,6 ÷ 70,4	m ³ /h
Średnia temperatura robocza:		
- T _{rob_max}	90	°C
- T _{rob_min}	20	°C
Max temperatura robocza	90	°C
Termostat zabezpieczający	110	°C
Ciśnienie robocze:		
- max	7,00	bar
- min	0,80	bar
Średni poziom natężenia dźwięku w odległości 1m	64	dBA
Pojemność wodna	120	l
Ciężar montażowy	771	kg
Wymiary kotła:		
- głębokość	1 962	mm
- szerokość	1 460	mm
- wysokość do górnej krawędzi kotła	1 293	mm
Do analiz przyjęto:		
- moc max	700	kW
- moc min	105	kW



Rys. 22 Zalecane przez producenta rozmieszczenie dwóch kotłów

Wymiar C = 1862 mm



Rys. 23 Budowa rekomendowanego gazowego kotła kondensacyjnego

Opisany powyżej kocioł kondensacyjny lub „równoważny” stanowi element kotłowni, w takiej samej jak w przypadku agregatu kogeneracyjnego zewnętrznej zabudowie panelowej. Dotyczy to zarówno wymiarów jak i wszystkich elementów przyłączy i zabezpieczeń, szczególnie przed wyciekami gazu.

Pokazane, na uproszczonym schemacie ideowym, źródło ciepła mieścić się ma w dwóch jednakowych zewnętrznych zabudowach panelowych: w jednym agregat kogeneracyjny, w drugim kocioł gazowy wraz pozostałymi elementami kotłowni.

Gorąca woda z agregatu kogeneracyjnego przesyłana ma być do stojącej obok obudowy kotłowni i dopiero z kotłowni poprowadzony ma być rurociąg do instalacji Ciepłowni.

Rekomendowany kocioł kondensacyjny składa się z dwóch jednostek po 350 kW ze wspólnym czopuchem, czyli wymagana jest jedna instalacja kominowa. Do każdej z dwóch komór spalania należy doprowadzić z zewnątrz świeże powietrze.

Taką samą instalację kominową oraz świeżego powietrza należy przewidzieć do drugiego kotła, który będzie instalowany w późniejszym terminie.

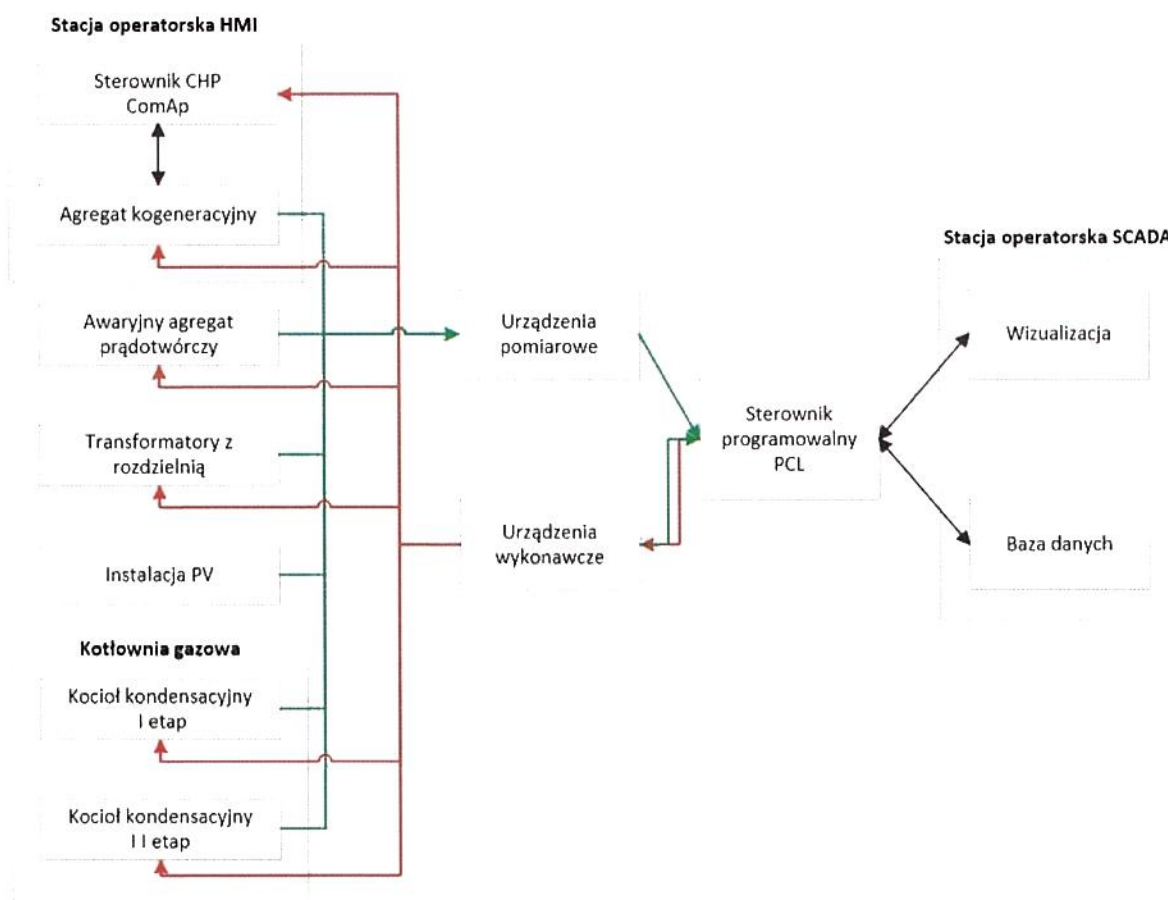
Ze względu na zwiększenie mocy kotłowni bardzo ważne jest zapewnienie wygodnego dostępu do urządzeń, a szczególnie zapewnienie wygodnego wprowadzania kotłów do obudowy panelowej.

9.4 Aparatura Kontrolno-Pomiarowa i Automatyka (AKPiA)

Na system zarządzania energią składa się:

- systemu automatyki agregatu kogeneracyjnego (HMI - Human Machine Interface));
- systemu zarządzania całością wytwarzanej energii (SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition).

Przedstawiony poniżej uproszczony schemat ideowy zarządzania systemem energetycznym nie pokazuje elementów telemetrii oraz zewnętrznego wyłączania CHP przez OSD. Te elementy określi OSD w swoich warunkach technicznych przyłączenia CHP do sieci.



Rys. 24 Uproszczony schemat ideowy zarządzania systemem energetycznym

Po stronie obiektowej możemy wyróżnić następujące główne zespoły:

- Agregat kogeneracyjny;
- Awaryjny agregat prądowórczy;
- Dwa transformatory (SN/nN oraz nN/SN) z rozdzielnią;
- Instalacja PV;
- Kotłownia gazowa z kotłami kondensacyjnymi.

Agregat kogeneracyjny ma wydzielony, specjalny, dedykowany system automatyki. Wynika to ze stopnia złożoności procesu oraz z faktu, że system ten musi być ściśle zintegrowany z pracą wszystkich istotnych elementów agregatu kogeneracyjnego.

SCADA, wykorzystując pokazane na schemacie elementy pomiarowe, wykonawcze, sterownik PLC i inne, wykorzystując stację operatorską przekazuje operatorowi niezbędne informacje oraz rejestruje (archiwizacja) stanu pracy systemu.

Każdy z wymienionych powyżej głównych zespołów ma swoją specyfikę.

Projektowany system SCADA nie uwzględnia elementów istniejącej kotłowni węglowej.

System automatyki agregatu kogeneracyjnego

System automatyki agregatu kogeneracyjnego (HMI) składa się z centralnego sterownika zespołu kogeneracyjnego, sterownika agregatu oraz jednostki monitorującej silnik.

Sterownik agregatu wykorzystuje regulator silnika sprawujący nadzór nad elementami tj. bypassem, układem zapłonowym, systemem detekcji spalania stukowego, systemem dozowania paliwa, przepustnicą itd.

Zamawiający wymaga, aby producent zespołu kogeneracyjnego używał oryginalne sterowniki ComAp, które są objęte pełną gwarancją oraz wsparciem technicznym realizowanym przez ComAp. Dostawca zobowiązany jest do przedstawienia certyfikatu wystawionego przez firmę ComAp, potwierdzającego wsparcie producenta.

Zamawiający, po zakończeniu gwarancji, musi otrzymać, na obowiązujących zasadach, kody do centralnego sterownika zespołu kogeneracyjnego.

Dostęp do centralnego sterownika zespołu kogeneracyjnego możliwy ma być poprzez darmowe oprogramowanie na komputer PC. Sterownik ma mieć możliwość współpracy z systemem SCADA.

Układ automatyki zespołu kogeneracyjnego zapewni dostęp do wszystkich mierzonych i monitorowanych wartości (analogowych) oraz stanów (binarnych) w zespole.

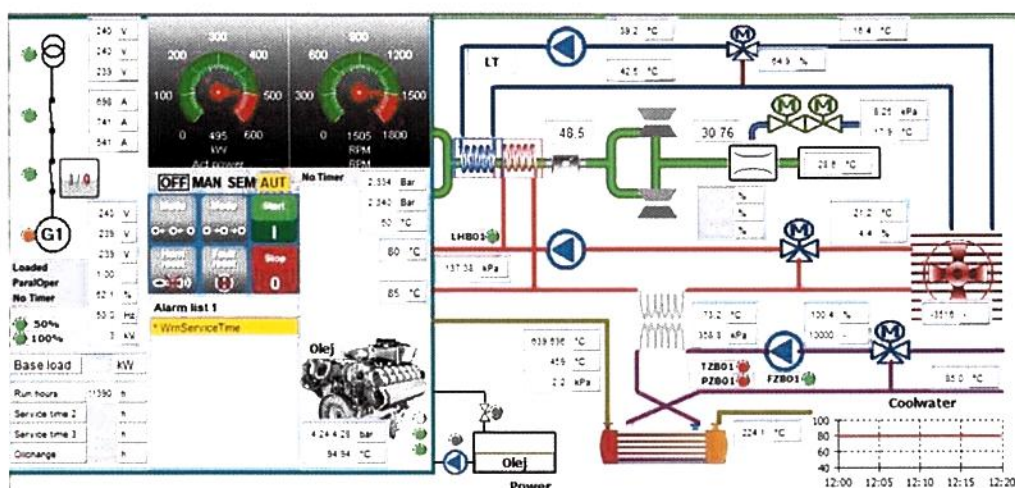
Obsługę sterownika należy powierzyć jedynie autoryzowanemu serwisowi agregatów kogeneracyjnych MTU lub równoważnych, który umożliwi darmową i nieograniczoną obsługę tego typu sterownika.

W skład układów pomiarowych wchodzi:

- licznik energii elektrycznej - układ pomiaru energii elektrycznej na zaciskach prądnicy;
- liczniki energii cieplnej ultradźwiękowy lub elektromagnetyczny - licznik ciepła na wyjściu z instalacji kogeneracyjnej (nisko temperaturowej);
- licznik gazu ultradźwiękowy lub elektromagnetyczny - układ pomiaru przepływu gazu.

Jest to zestaw niezbędny do uzyskania koncesji na wytwarzanie energii i uzyskiwania obowiązujących instrumentów finansowych wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji gazowej (obecnie jest to premia gwarantowana).

Opomiarowanie CHP musi być zgodne z granicą bilansową określona przez URE.



Rys. 25 Przykładowa wizualizacja pracy systemu sterowania CHP

Zarządzanie pozostałymi elementami systemu energetycznego

Z punktu widzenia funkcjonalnego CHP pracuje w trybie ciągłym (z przerwami serwisowymi) lub w zadanym przez operatora przedziale czasowym w ciągu roku.

Należy liczyć się z sytuacją, w której nastąpi zanik zasilania z sieci elektroenergetycznej.

W chwili zaniku zasilania z sieci elektroenergetycznej **ma nastąpić załączenie** awaryjnego agregatu prądotwórczego. Wprowadzie moc awaryjnego agregatu prądotwórczego znacznie przekracza obecny pobór mocy Ciepłowni, należy jednak zasilanie CHP potraktować w sposób priorytetowy aby po zaniku zasilania nastąpiło przejście ciepła z silnika.

Odlączenie brak zewnętrznego zasilania jest równoznaczny z brakiem odbioru prądu wytwarzanego w CHP, co przy ogromnej dysproporcji mocy oddawanej do sieci oraz na potrzeby własne jest szczególnie ważne.

Dlatego Zamawiający **nie przewiduje**, aby agregat kogeneracyjny był przystosowany do pracy wyspowej.

W zasadzie oddziaływanie sterownika PLC sprowadza się do wykonywania operacji sterowania w stanach awaryjnych. Głównym zadaniem jest sterowanie pracą kotłowni gazowej w funkcji zapotrzebowania na ciepło sieciowe. System sterowania ma uwzględniać możliwości techniczne konsol sterowania stanowiących integralną część kotłów gazowych.

W przypadku braku zewnętrznego zasilania elektrycznego kotłownia gazowa ma nadal pracować zasilana z awaryjnego agregatu prądotwórczego.

Do podstawowych funkcji SCADA należy monitorowanie pracy systemu energetycznego, alarmowanie w przypadku wystąpienia stanów awaryjnych lub zagrożeń oraz powiadamianie o wszelkich odchyleniach od zadanych parametrów pracy.

Jednym z podstawowych systemów bezpieczeństwa jest monitorowanie instalacji gazowej. Dotyczy to zarówno pomieszczenia CHP jak i kotłowni gazowej. Postępowanie w przypadku wycieku gazu ma być zgodne z odpowiednimi przepisami bhp i ppoż.

Do diagnostyki systemu energetycznego wymagane jest odpowiednie opomiarowanie urządzeń. Jeśli będzie to możliwe należy wykorzystać informacje uzyskane z konsol i sterowników dedykowanych, a w przeciwnym przypadku należy wyposażyć układ w dodatkowe elementy pomiarowe.

Nie można uznać za wystarczającą informacji, że filtr lub wymiennik ciepła jeszcze pracuje. Ważna jest informacja jaki jest stan techniczny tych urządzeń (np. opory) i czy nie należy uprzedzająco dokonać czyszczenia lub wymiany.

Ze względu na specyfikę obiektu Zamawiający oczekuje rozbudowanego systemu zbierania informacji, ważnych z punktu widzenia eksploatacyjnego oraz rozliczeniowego, a także archiwizowania informacji.

Główne funkcje systemu SCADA określone przez Zamawiającego to:

- ciągła archiwizacja określonych parametrów fizycznych i alarmów;
- podgląd wartości archiwalnych powinien być otwarty i dostępny dla innych aplikacji;
- system ma analizować, wyliczać i wyświetlać wielkości fizyczne określone poniżej, a także na podstawie zebranych danych, sporządzać wykresy czasowe i wykresy;
- ma monitorować i wyświetlać pomiary mediów, wyliczać ich zużycie, a także wyliczać koszty jednostkowe zużycia na wyprodukowanej energii;
- ma monitorować i wyliczać czas pracy poszczególnych urządzeń, czas postojów, awarii;

Ze względu na ciągłą archiwizację gromadzonych wyników pomiarów i obliczeń bardzo ważny jest przyjęty system zarządzania bazą danych.

Zamawiający oczekuje, że Wykonawca dokona oceny istniejącej struktury informatycznej i zaproponuje optymalne rozwiązanie. Wstępnie, do składowania danych z aplikacji SCADA przyjmuje się system bazodanowy. Ostateczne rozstrzygnięcie wynika z zastosowanego oprogramowania SCADA i możliwości swobodny zapisu struktur danych. Związane jest to także z ewentualną koniecznością zakupu licencji na tworzenie własnego archiwum. Mamy więc wybór między wykorzystaniem mechanizmów tworzenia aplikacji bazodanowych na warunkach producenta systemu SCADA i zakupem odpowiednich licencji, a stworzeniem własnego systemu bazodanowego i mechanizmów dostępu do baz oraz połączenia go z aplikacją SCADA.

Zastosowane oprogramowanie SCADA musi dysponować wbudowanymi driverami komunikacyjnymi do wszystkich zastosowanych sterowników.

Warunkiem Zamawiającego jest aby zastosowana aplikacja typu SCADA nie powodowała, że Zamawiający zostanie uzależniony od Wykonawcy po okresie realizacji inwestycji i okresie gwarancji.

Należy przedstawić Zamawiającemu możliwość współpracy projektowanego systemu SCADA z istniejącym w MPEC w Kielcach centralnym systemem zarządzania energią.

Pomiary i rejestracja wielkości elektrycznych

Należy zapewnić pomiar i rejestrację następujących wielkości charakteryzujących energię elektryczną, takich jak:

- napięcia fazowe i międzyfazowe (wartości średnie, maksymalne, minimalne);
- prądy we wszystkich fazach (wartości średnie, maksymalne, minimalne);
- moce (czynna, bierna, pozorna w poszczególnych fazach i sumaryczne);
- współczynniki tangens ϕ ($\tan \phi$), Power Factor (PF) i Distortion Power Factor (DPF);
- współczynniki odkształcenia prądu i napięcia - THD;
- zawartość harmonicznych prądu i napięcia do rzędu 21 w poszczególnych fazach;
- współczynniki migotania światła Pst i Plt;
- częstotliwość;
- składowe wysokiej częstotliwości do 9 kHz pochodzące od przekształtników.

Pomiar i rejestracja mocy musi być synchroniczny z 15 minutowym zegarem stosowanym przez OSD.

Pomiary i rejestracja wielkości cieplowniczych

W zakresie wielkości cieplowniczych należy dostosować się do istniejącego systemu zarządzania energią ciepłą.

Podstawowe parametry mierzone i rejestrowane (w cyklach godzinowych) to:

- Temperatura zewnętrzna °C
- Moc na sieć ccwu MW (przed i za sprzęgłem hydraulicznym)
- Przepływ wody ccwu m³/h (przed i za sprzęgłem hydraulicznym)
- Temperatura zasilania sieci °C (przed i za sprzęgłem hydraulicznym)
- Temperatura powrotu sieci °C
- Ciśnienie wody zasilającej MPa
- Ciśnienie wody powrotnej Mpa
- Energia na sieć GJ

Dodatkowo dla każdego z kotłów należy określić:

- Średnią godzinową moc pracy
- Godzinową ilość wytworzonej energii cieplnej
- Temperaturę na zasilaniu
- Temperaturę na powrocie
- Czas pracy
- Przerwy serwisowe

Pomiary i rejestracja innych parametrów

Bardzo ważnym z punktu widzenia rozliczenia kosztów eksploatacji jest 15 minutowy pomiar zużycia gazu ziemnego.

Podobnie jak w przypadku pomiaru mocy, pomiar zużycia gazu musi być realizowany synchronicznie z pomiarem mocy elektrycznej.

Oprócz pomiaru sumarycznego zużycia gazu należy zapewnić pomiar zużycia gazu przez CHP oraz przez każdy z kotłów gazowych.

B. CZĘŚĆ INFORMACYJNA

Załącznikiem do niniejszego programu funkcjonalno-użytkowego jest:

1. Kopia mapy sytuacyjno-wysokościowej do celów projektowych dla obszaru elektrociepłowni.
2. Oświadczenie Zamawiającego stwierdzające jego prawo do dysponowania nieruchomością na cele budowlane.