

Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова
Машинобудівний навчально-науковий інститут
Кафедра експлуатації суднових енергетичних установок та теплоенергетика

«Допущений до захисту»

Завідувач кафедри ЕСЕУ та ТЕ

Личко Б.М.

“ ”

2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття ступеня вищої освіти МАГІСТР

на тему: Реконструкція теплоелектроцентралі з використанням
парогазотурбінної електростанції загальною потужністю 650 МВт з
дослідженням схем утилізації тепла конденсації пари

Виконав: студент групи 6241м

Дроботун Д.П.
(підпис)

Керівник роботи

канд.техн.наук, доцент кафедри ЕСЕУ та ТЕ

(посада, науковий ступінь, вчене звання)

Бондаренко М.С.
(підпис)

Миколаїв 2025 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми

Горішова Мандра Ірина І.О.
“ 5 ” 12 2025 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
на здобуття ступеня вищої освіти МАГІСТР

менту Дроботуну Дмитру Павловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

ема роботи Реконструкція теплоелектроцентралі з використанням парогазотур-
бінної електростанції загальною потужністю 650 МВт з дослідженням схем утилізації
пара конденсації пари

(проект, реконструкція, модернізація енергетичної установки, інженерних систем та ін. з розробкою конструктивного елемента об'єкту)

виконувач роботи Бондаренко Микола Степанович, канд.техн.наук, доцент кафедри
ЕЕ та ТЕ

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

визначені наказом ректора № _____ від “ _____ ” 2025 року

термін подання роботи _____

необхідні дані по роботі _____

(призначення, умови експлуатації, технічні дані з потреб в енергії чи енергоносіях)

перелік питань, що належать до розробки (найменування розділів)

Вступ (Обґрунтування актуальності теми роботи. Мета роботи. Об'єкт і предмет
дослідження)

1. Загальний розділ (Загальні відомості про споживачів енергії. Використання ГТУ
в енергетиці. Пропозицій щодо покращення енергозабезпечення міста).

2. Теоретичний розділ (Опис та основні характеристики електростанції. ГТД.
Котел-утилізатор. Парові турбіни).

3. Розрахунковий розділ (Принципова теплова схема ПГУ-325Т. Розрахунок обла-
днання та систем. Вибір і розрахунок градирні для системи охолодження ГТД).

4. Дослідницький розділ. Дослідження схем утилізації тепла конденсації пари (Пер-
спективи підвищення ефективності використання ТЕЦ у міській інфраструктурі.
Можливості підвищення ефективності ТЕЦ за рахунок оптимізації режиму роботи
баків-акумуляторів. Варіанти використання ТЕЦ у схемі підготовки питної води

еми централізованого холодного водопостачання. Технологія енергоефектив-
використання баків-акумуляторів підживильної води тепломережі).

онструкторський розділ. (Конструкція і розрахунок повітроохолоджувача).

ключний розділ (Висновки та заключення по роботі).

елік презентаційних матеріалів

Вибір теплової схеми установки

Принципова теплова схема блоку

Розміщення обладнання

Компоновка обладнання у котельному цеху

Двоконтурна система охолодження ГТД

Гради́рня БВГ-600 «МАКСИ»

Дослідження напрямків утилізації тепла конденсації пари

Схема утилізації тепла конденсації пари

Вино́сний повітроохолоджувач ГТД

та видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
Отримання завдань у керівника та консультантів	I-II	
Вступ	III	
Загальний розділ	IV	
Теоретичний розділ	V- VI	
Розрахунковий розділ	VII-X	
Дослідницький розділ	X-XII	
Конструкторський розділ	XIII-XIV	
Заклю́чний розділ	XV	
Графі́чна частина	XVI	
Підпис у керівника. Розглядання роботи на кафедрі	XVII	
Захист роботи перед ЕК	XVIII	

Студент

Р.П.П.
(підпис)

Дроботун Д.П.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

О.В.О.
(підпис)

Бондаренко М.С.
(прізвище та ініціали)

Анотація

В кваліфікаційній роботі розроблений проєкт реконструкції теплоелектроцентралі з використанням парогазотурбінної електростанції загальною потужністю 650 МВт з дослідженням схем утилізації тепла конденсації пари.

Встановлено два блоки потужністю по 325 МВт. Головною частиною кожного блоку є паро-газотурбінна установка ПГУ-325Т. До складу кожного з блоків входять: дві турбіни ГТД-110, парова турбіна потужністю 100 МВт, дві утилізаційні котельні установки, три електрогенератора, допоміжне обладнання та системи. Враховані вимоги до збереження енергетичних ресурсів. Спроектовані основні та допоміжні системи (системи охолодження, змащення) електростанції.

Проведене дослідження схем утилізації тепла конденсації пари. Розроблена схема утилізації низькопотенційного тепла ТЕЦ, що виділяється у конденсаторі.

Розроблена конструкція виносного повітроохолоджувача ГТД-110, що використовується для охолодження повітря, яке подається на охолодження робочих лопатей.

Ключові слова: парогазотурбінна електростанція, ГТД, котел-утилізатор, повітроохолоджувач.

Abstract

In the qualification work, a project for the reconstruction of a thermal power plant using a steam-gas turbine power plant with a total capacity of 650 MW was developed with a study of schemes for utilizing the heat of steam condensation.

Two units with a capacity of 325 MW each were installed. The main part of each unit is a steam-gas turbine unit PGU-325T. Each of the units includes: two GTD-110 turbines, a steam turbine with a capacity of 100 MW, two utilization boiler plants, three electric generators, auxiliary equipment and systems. The requirements for the conservation of energy resources were taken into account. The main and auxiliary systems (cooling systems, lubrication) of the power plant were designed.

A study of schemes for utilizing the heat of steam condensation was conducted. A scheme for utilizing the low-potential heat of the CHP, released in the condenser, was developed.

A design of a remote air cooler GTD-110 has been developed, which is used to cool the air supplied to cool the impeller blades.

Keywords: combined cycle power plant, gas turbine engine, waste heat boiler, air cooler.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	
РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНИЙ РОЗДІЛ.....	
1.1. Загальні відомості про споживачів енергії.....	
1.2. Використання газотурбінних установок в енергетиці	
1.3. Пропозицій щодо покращення енергозабезпечення міста.....	
РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНИЙ РОЗДІЛ	
2.1. Опис та основні характеристики електростанції	
2.2. Газотурбінний двигун.....	
2.3. Розрахунок параметрів ГТУ в умовах експлуатації.....	
2.4. Котел-утилізатор.....	
2.5. Розрахунок параметрів котла-утилізатора.....	
2.6. Парові турбіни	
2.7. Параметри блоку ПГУ.....	
РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ.....	
3.1. Принципова теплова схема ПГУ-325T	
3.2. Водоводяний теплообмінник.....	
3.3. Живильний насос.....	
3.4. Деаератор і живильний тракт високого і низького тиску.....	
3.5. Система пари власних потреб.....	
3.6. Бойлерна установка.....	
3.7. Розрахунок системи змащення.....	
3.8. Розрахунок витрати води	
3.9. Розробка системи охолодження газотурбінної електростанції.....	
3.10. Вибір і розрахунок градирні для системи охолодження ГТД.....	
РОЗДІЛ 4. ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....	
4.1. Перспективи підвищення ефективності використання ТЕЦ у міській інфраструктурі.....	
4.1.1. Підвищення ефективності ТЕЦ.....	

4.1.2.	Структура систем водопостачання населених пунктів.....
4.1.3.	Перспективи застосування ТЕЦ у системі міського водопостачання.....
4.2.	Можливості підвищення ефективності ТЕЦ за рахунок оптимізації режиму роботи баків-акумуляторів
4.3.	Варіанти використання ТЕЦ у схемі підготовки питної води системи централізованого холодного водопостачання.....
4.4.	Технологія енергоефективного використання баків-акумуляторів підживильної води тепломережі.....
4.5.	Розробка рішення.....
РОЗДІЛ 5. КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	
5.1.	Загальні відомості.....
5.2.	Конструкція і розрахунок повітроохолоджувача.....
РОЗДІЛ 6. ЗАКЛЮЧНИЙ РОЗДІЛ.....	
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	
ДОДАТКИ.....	

ВСТУП

Дослідження вітчизняних і закордонних спеціалістів в області теплоенергетики й досвід будівництва та експлуатації теплових електростанцій показав, що виробництво електроенергії та теплоти на них найбільш ефективний в парогазових і газопарових установках, які включають в себе газотурбінну і паротурбінну установки.

В результаті такого поєднання теплота у комбінованій установці підводиться у цикл при високій початковій температурі газів у газотурбінній установці, а невикористана теплота відводиться у холодне джерело при температурі пари в конденсаторі або теплофікаційних підігрівачах, тобто при порівняно низькій температурі. Тому ККД такої комбінованої установки значно вищий, ніж ККД газотурбінних та паротурбінних установок, що входять до складу парогазових установок. Так, ККД парогазової установки на базі закордонних серійних газотурбінних установок останнього покоління складає 56...58,5%, а в подальшому планувався ввід в комерційну експлуатацію парогазових установок з ККД 60% на базі ГТУ з початковою температурою газу більше 1500°C.

Комбіновані ПГТУ призначені для вироблення електричної енергії з найбільшою ефективністю використання палива. Тепло вихлопних газів ГТД використовується в котлі-утилізаторі для виробництва пари. Пара з котла-утилізатора подається на парову турбіну (ПТ), яка з'єднана з власним електрогенератором, що стоїть окремо.

В роботі розробляється проєкт реконструкції ТЕЦ з використанням парогазотурбінної електростанції електричною потужністю 650 МВт для міста Астана, Республіка Казахстан.

Тема актуальна, може представляти широкий інтерес у громадськості та спеціалістів.

Також у роботі ведеться дослідження схем утилізації тепла конденсації пари на ТЕЦ. Енергетичний потенціал ТЕЦ може бути ефективно використаний у системі міського водопостачання як для підігріву вихідної води перед водоочис-

					ВКР.144.6241м.04.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

ними спорудами, так і для підвищення температури холодної питної води перед подачею до споживачів. Розглядаються варіанти використання ТЕЦ у схемі підготовки питної води системи централізованого холодного водопостачання та технології енергоефективного використання баків-акумуляторів підживильної води тепломережі.

Мета роботи: розробити проєкт реконструкції теплоелектроцентралі з використанням парогазотурбінної електростанції загальною потужністю 650 МВт з дослідженням схем утилізації тепла конденсації пари.

Об'єкт розробки: ТЕЦ міста Астана (Республіка Казахстан).

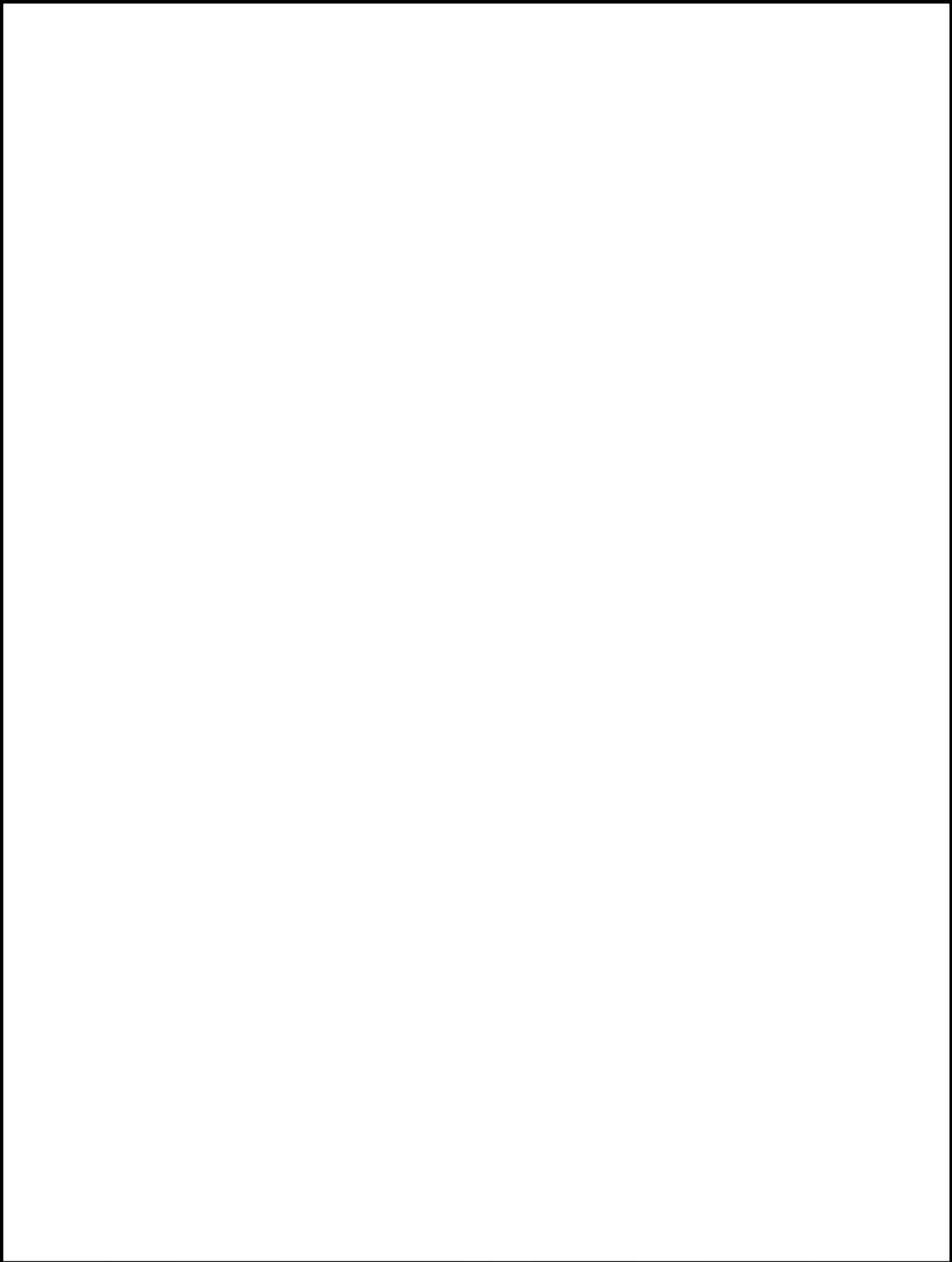
Завдання: Для подальшого розширення теплоелектроцентралі розробити проєкт парогазотурбінної електростанції, яка складається з двох блоків електричною потужністю 325 МВт (загальна потужність 650 МВт) на основі парогазотурбінної установки ПГУ-325Т.

Провести дослідження схем утилізації тепла конденсації пари.

Розробити схему утилізації низькопотенційного тепла ТЕЦ, що виділяється у конденсаторі.

Розробити конструкцію виносного повітроохолоджувача ГТД–110, призначеного для охолодження повітря, яке подається на охолодження робочих лопатей.

					ВКР.144.6241м.04.00.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		



					ВКР.144.6241м.04.01.ПЗ								
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Загальний розділ				Літ.		Арк.	Аркушів	
Студент	Дроботун ДП												
Керівник	Бондаренко М.С												
Консульт.													
									НУК				

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

1.1. Загальні відомості про споживачі енергії

Астана - столиця Республіки Казахстан з населенням 1,392 млн. (за даними на 2023 р.). Астана знаходиться на півночі Казахстану на берегах річки Ішим (притока Іртиша). Вузол залізничних і автомобільних шляхів.

Клімат різко континентальний. Літо спекотне і сухе, зима морозна і довга. Середньорічна температура 3,1°C. Опадів випадає 300 мм на рік. При середньолітній температурі близько 20°C і середньозимовій температурі близько мінус 15°C, нерідко влітку спека може перевищити 40°C, а взимку можливі морози до мінус 50°C.

«До введення в експлуатацію першої черги кільця повітряних ліній електропередачі 220 кВ в місті діяло мале кільце 110 кВ, пропускна здатність якого становила 450 МВт. При цьому динаміка показує, що щорічне зростання споживання містом електроенергії складає в середньому 10 відсотків», - за поясненнями голови міста.

Так після введення кільця ПЛ 220 кВ пропускна здатність електричних мереж розширилася до 880 МВт при планованому споживанні 610 МВт.

1.2. Використання газотурбінних установок в енергетиці

Широке використання газотурбінних установок у судновій та стаціонарній енергетиці обумовлено низкою їх суттєвих переваг перед іншими типами енергетичних установок:

- мала питома маса до 1,2 кг/кВт;
- пристосованість до роботи як на рідкому, так і на газоподібному паливі;
- висока компактність, або питома об'ємна потужність (наприклад, для газотурбінного двигуна (ГТД) ASE50 фірми Kvaerner Energy з потужністю 3832 МВт ця величина досягає 4680 кВт/м³);

					ВКР.144.6241м.04.01.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

- досить висока агрегатна потужність одного газотурбінного двигуна, що досягає 334000 кВт (ГТД W701G фірми Mitsubishi Heavy Industries);
- достатня маневреність, яка дозволяє протягом 30 хв після запуску розвинути повну потужність;
- пристосованість до автоматизації та дистанційного керування;
- можливість швидкої агрегатної заміни, що сприяє зниженню витрат при ремонті.

У сучасних газотурбінних установках ККД становить 34...38 %, максимальний на сьогодні ККД – 42,6 % (LM6000РС потужністю 44640 кВт) та 42,9 % (для ГТД Trent 800 потужністю 52150 кВт).

Підвищення ефективності газотурбінних двигунів зазвичай відбувалося збільшенням максимальної температури в циклі. Але на теперішній час для застосування цього способу є деякі обмеження:

- припустимий рівень робочих температур матеріалів, що використовуються в енергетичному газотурбобудуванні;
- ресурс, який необхідно забезпечити промисловим газотурбінним двигунам і енергетичним установкам;
- вартість газотурбінних установок.

Ці вимоги викликають необхідність ускладнення теплових схем газотурбінних установок з метою підвищення їх ефективності. Одним з найкращих способів такого ускладнення є утилізація теплоти відпрацьованих газів газотурбінних двигунів у паротурбінному теплоутилізаційному контурі (ТУК) [14].

Дослідження й досвід будівництва та експлуатації теплових електричних станцій (ТЕС) показав, що виробіток електроенергії і теплоти на них найбільш ефективний в парогазових (ПГУ) і газопарових (ГПУ) установках, які включають в себе газотурбінну (ГТУ) і паротурбінну (ПТУ) установки.

Комбіновані парогазотурбінні установки (КПГУ) призначені для вироблення електричної енергії з найбільшою ефективністю використання палива. Тепло вихлопних газів ГТД використовується в котлі-утилізатори для виробництва пари,

яка подається на парову турбіну (ПТ), з'єднану з власним електрогенератором, яка стоїть окремо.

На виході з парової турбіни встановлюється трубчастий конденсатор, де пара конденсується при тиску близькому до глибокого вакууму, за рахунок чого забезпечується спрацювання в блоці. Конденсат повертається в конденсатозбірник, з якого подається в котел-утилізатор і повторно використовується для отримання пари. Для забезпечення необхідної частоти обертання парової турбіни застосовується здвоєний клапан. При динамічних наборах-скидах потужності здвоєний клапан підводить на вхід парової турбіни необхідний витрата пари і, забезпечує регулювання частоти обертання турбіни і пов'язаного з нею електрогенератора.

Система автоматичного управління верхнього рівня контролює роботу всього комплексу в цілому та здійснює заданий алгоритм роботи агрегату. Газотурбінний двигун і парова турбіна мають індивідуальні системи змащення.

Електрична потужність установок КПУ дорівнює сумі потужностей газотурбінних двигунів і паротурбінних блоків.

В якості базових використовуються дві схеми:

СС1 (1 +1) - один ГТД з паровим котлом-утилізатором і одна парова турбіна, що працюють кожен на свій генератор;

СС2 (2 + 1) - два ГТД з утилізацією тепла відхідних газів і одна парова турбіна, яка використовує пару від двох котлів-утилізаторів, що працюють кожен на свій генератор.

1.3. Пропозиції щодо енергозабезпечення міста

Для забезпечення необхідної потужності пропонується встановити комбіновану парогазову електростанцію, що складається з двох блоків потужністю 325 МВт кожний (ПТУ-325), загальною потужністю 650 МВт.

До складу кожного з блоків входять: дві турбіни ГТД-110, парова турбіна К-100-6.5, дві утилізаційні котельні установки, три електрогенератора, допоміжне обладнання та системи.

					ВКР.144.6241м.04.01.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Відпрацьовані в газових турбінах газу надходять в котли-утилізатори, що мають по два контури тиску, де охолоджуються приблизно до 100° С, а потім викидаються в атмосферу через димову трубу. За кожним котлом-утилізатором встановлюється газовий запірний клапан, який закривається при зупинці ГТУ і виведенні котла-утилізатора в гарячий резерв. Байпасна пускова димова труба не передбачена. Конденсат з конденсатора парової турбіни відкачується конденсатними насосами і через конденсатор пари ущільнень подається в газові підігрівачі конденсату (ГПК), розташовані на виході з кожного котла-утилізатора. Після ГПК конденсат направляється в деаератор. Живлення деаератора здійснюється парою низького тиску. Для виключення кисневої корозії вхідних труб до конденсату перед ГПК за допомогою насоса рециркуляції підмішується нагрітий в ГПК конденсат у такій кількості, щоб його температура після змішування становила не менше 60°С. На другій лінії рециркуляції, підключеної паралельно першій лінії, з окремим насосом встановлюється водо-водяний теплообмінник (ВВТО), що є першим ступенем підігріву мережної води перед її надходженням у теплофікаційну установку. Підігрів мережної води здійснюється підігрітим до ЦПК конденсатом. Використання ВВТО дозволяє більш глибоко охолодити димові газу. При додатковому охолодженні газів на 10°С в кожному котлі можна отримати близько 3,5 Гкал/год теплофікаційного навантаження.

Для запобігання кипіння конденсату в ГПК встановлені регулюючі живильні клапани, що встановлюються за ним. Основне їх призначення - розподіл витрат конденсату між котлами відповідно до теплового навантаження ГТУ. Крім того, при подальшій розробці можливо покладання на них функції регулювання рівня води в деаератори. Живильна вода з деаератора, що працює при тиску 0,6...0,7 МПа, живильними електронасосами низького тиску (ПЕН НД) подається безпосередньо в барабан низького тиску, а живильними електронасосами високого тиску (ПЕН ВД) - в економайзер контуру високого тиску. Регулювання рівня води в барабані низького тиску здійснюється живильним клапаном, встановленим перед ним. Вода, що надходить в барабан низького тиску, випаровується у випарнику низького тиску, а отримана пара перегрівається і направляється в проміжну

					ВКР.144.6241м.04.01.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

точку парової турбіни. Частина виробленої в контурі низького тиску пара до надходження в турбіну відбирається в деаератор для деаерації конденсату. У контур високого тиску живильна вода подається ПЕН ВД. Пара, отримана в контурі високого тиску, направляється в ЦВД парової турбіни. Обидва барабана котла оснащені аварійними зливами на випадок підвищення рівня води вище заданого. Крім того, з нижніх точок випарників високого та низького тиску передбачена періодичне продування. Регулювання температури пари високого і низького тиску не передбачено. Котельні паропроводи високого і низького тиску перед паровою турбіною об'єднуються перемичкою для забезпечення рівномірного підведення пари в ЦВТ при роботі з одним котлом. Для забезпечення незалежних пусків газових турбін з котлами-утилізаторами і парової турбіни для кожного котла передбачаються парові байпаси парової турбіни по високому і низькому тиску. Для кожного котла передбачається окрема швидкодіюча редуційно-охолоджувальна установка (ШРОУ), розрахована на номінальний витрата пари при роботі парової турбіни з одного ГТУ. На парових байпасах низького тиску встановлюються тільки редуційні клапани.

Теплофікації установка паротурбінної установки К-110-6,5 складається з одного підігрівача мережної води, попередній підігрів води перед якими здійснюється у ВВТО. Електричні генератори охолоджуються кондиціонованим повітрям, яке в свою чергу охолоджується в водоповітряних теплообмінниках технічною водою. Охолодження повітря, призначеного для охолодження лопатей ГТУ, здійснюється у винесеному теплообміннику. Вентиляція кожуху ГТУ здійснюється повітрям, що відбирається за допомогою димососів з шахти комплексного повітроочисного пристрої (КВОУ).

					ВКР.144.6241м.04.01.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ											
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Теоретичний розділ					Літ.		Арк.	Аркушів			
Студент	Дроботун ДП									НУК						
Керівник	Бондаренко М.С															
Консульт.																

РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНИЙ РОЗДІЛ

2.1. Опис та основні характеристики електростанції

Електростанція буде складатися з двох блоків потужністю 325 МВт кожний. Головною частиною кожного блоку є паро-газотурбінна установка ПГУ-325Т.

ПГУ-325Т призначена для роботи в базовому та напівпіковому класах використання в режимі базової і пікової потужності.

До складу установки ПГУ-325 входять:

- два газотурбінних двигуна потужністю 110 МВт кожний з електрогенераторами;
- два утилізаційних парових котли;
- одна парова турбіна потужністю 110 МВт з електрогенератором.

В якості основного палива для ПГУ-325 використовується природний газ ДСТУ 27577-2005. В якості аварійного палива використовується дизельне паливо Л-0,5-62 ДСТУ 3868-99. Тривалість роботи на аварійному паливі не більше 8 діб на рік. Час переналагодження паливної системи для роботи на аварійному паливі не більше 4-х годин.

В якості основного змащувального мастила ПГУ-325 використовується мастило ТП-22с ДСТУ 4310:2004. В якості резервного використовується вогнестійке мастило.

Обладнання ПГУ розраховано на загальну кількість пусків - останів за весь строк служби: не менше 100 із холодного стану (останів більше 72 год.), 1400 із теплого стану (останів 24...55 год.) та 3500 із гарячого стану (останів до 8 год.).

Діапазон автоматизованої зміни навантажень ПТУ складає 100 - 25% (при зупинці однієї газової турбоустановки). Часткові навантаження забезпечуються зменшенням витрати палива, повітря і живильної води, а також відключенням однієї ГТУ. Передбачена можливість зменшення витрати повітря у компресорі низь-

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

кого тиску регулюванням направляючого апарату компресора для підвищення економічності ПГУ на часткових режимах.

ПГУ обладнана автоматичною системою управління технологічними процесами (АСУ ТП). АСУ ТП забезпечує надійну і економічну роботу ПГУ на всіх заданих, режимах.

АСУ ТП виконує такі функції:

- регулювання частоти і потужності в нормальних і аварійних режимах;
- автоматичний перехід з одного режиму на інший;

автоматизований пуск ПГУ, включаючи перевірку готовності обладнання ПГУ до пуску з виходом на режим заданого навантаження;

- автоматичний останов ПГУ;
- автоматичне регулювання технологічних параметрів;
- захист обладнання при виникненні аварійних ситуацій;
- забезпечення оперативного персоналу інформацією про параметри та хід технологічних процесів, положенні запірних і регулюючих органів, включенні і відключенні допоміжного обладнання стані автоматики та іншою інформацією, необхідною для контролю за роботою ПГУ;

технологічних процесів, положенні запірних і регулюючих органів, включенні і відключенні допоміжного обладнання стані автоматики та іншою інформацією, необхідною для контролю за роботою ПГУ;

- блокування помилкових команд і дій оператора;
- автоматичний хімоконтроль якості теплоносія;
- контроль достовірності інформації, що надходить з об'єктів управління, і відбракування недостовірної інформації;

відбракування недостовірної інформації;

- автоматичне калібрування відповідальних вимірювальних каналів;
- сигналізацію відхилення основних технологічних параметрів за допустимі межі;
- автоматичний розрахунок техніко-економічних показників ПГУ;
- реєстрацію з необхідною швидкістю основних параметрів в період аварійних ситуацій;

технічну діагностику стану основного обладнання ПГУ і технічних засобів АСУ ТП.

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Структура АСУ ТП ієрархічна з агрегатними системами автоматичного управління двох газотурбогенераторів, утилізаційної котельної установки і паротурбогенератора на нижньому рівні і блокової підсистеми АСУ ТП на верхньому рівні.

Оперативний пост управління розташовується поблизу приміщення засобів автоматизації. Технічні засоби автоматизації розміщуються у спеціально виділеному приміщенні і, частково, поблизу обладнання ПРУ.

АСУ ТП реалізована на базі розподіленого мікропроцесорного комплексу технічних засобів магістрально-модульного типу, що вирішує завдання збору, обробки і відображення інформації та автоматичного управління та захисту. Основним засобом відображення оперативної інформації та управління служать кольорові графічні дисплеї з функціональними клавіатурами.

Відмови і виходи з ладу елементів АСУ ТП не призводять до аварії ПТУ на будь-якому режимі її роботи.

Обсяг штатних технологічних вимірювань ПТУ відповідає РД 34.35.101-88.

Живлення електродвигунів насосів і виконавчих механізмів здійснюється напругою 380/220 В змінного струму, при потужності електродвигунів до 160 кВт і 6000 В при більшій потужності.

Перерва до 50 мс в подачі електроживлення постійного струму або перерва до 1,5 с в подачі електроживлення змінного струму не призводить до зміни режиму роботи ПГУ.

При припиненні подачі палива, електроживлення та мастила відбувається аварійна зупинка ПТУ.

Номінальна напруга на клеммах електричного генератора 10,5 кВ.

Показники стійкості до зовнішніх впливів

Діапазон робочих температур зовнішнього повітря, що подається в комплексний повітроочисний пристрій газотурбогенераторів ГТГ-110 від 238 К (-40°C) до 318 К (+ 40°C). Діапазон робочих температур охолоджуючої води конденсатора парової турбіни від 278 К (+ 5°C) до 308 К (+ 35°C). Обладнання та апаратура

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

ПГУ розраховані по міцності на сейсмічний вплив 8 балів за шкалою MSK (верт. $Z = 0,6g$, горизонт. $Y = 1,5g$, осьов. $X = 1,1g$). Нормальна робота ПГУ повинна забезпечуватися при сейсмічному впливі в 7 балів. Обладнання та системи, що забезпечують безпечний останов ПГУ в цілому, повинні бути працездатні при впливі 8 балів.

Пікова потужність забезпечується шляхом підвищення температури газу за камерою згоряння ГТД відповідним зниженням призначеного ресурсу.

Викиди оксидів азоту в атмосферу з газами, не перевищують 50 мг/нм^3 (при температурі 0°C , тиску $0,1013 \text{ МПа}$ і умовної концентрації кисню 15%) при роботі на газоподібному паливі на базовій номінальній потужності.

Показники надійності

Призначений ресурс в базовому класі використання ПГУ-325Т - 100 тис. годин. Напрацювання на відмову ПГУ в базовому класі використання не менше 3000 годин на повну відмову. Коефіцієнт готовності ПГУ в базовому класі, використання не менше 0,98. Коефіцієнт технічного використання ПГУ не менше 0,92. Термін служби ПГУ не менше 40 років при періодичній заміні високотемпературних і швидко зношувальних вузлів.

Термін служби між капітальними ремонтами ПГУ:

- для газотурбінного двигуна - 4 роки (при напрацюванні 25 000 годин);
- для турбогенератора, котельної і паротурбінної установки - 8 років.

Конструкція основного і допоміжного обладнання ПГУ і якість його виготовлення забезпечують надійну роботу ПГУ протягом всього міжремонтного періоду. Допустиме зниження потужності ПГУ протягом міжремонтного періоду не вище значення, визначеного за умови зниження потужності ГТД до кінця міжремонтного періоду на 4% (відн.), ККД котельної установки та ПТУ на 1% (відн.) кожній. Зниження економічності протягом міжремонтного періоду не перевершує значення, що визначається за умови зниження ККД ГТД на 2% (відн.), ККД котельної установки і ПТУ на 1% (відн.) кожної.

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Кожна ПГУ оснащена системою консервації, що запобігає стоянковій корозії обладнання в період зупинки на термін більше 7 діб.

Термін гарантії на обладнання ПГУ становить не менше двох років з дня введення в експлуатацію, але не пізніше 36 місяців з дня відвантаження його замовнику.

Технологія консервації та розконсервації ПГУ в умовах станції, а також води і обсяг технічного обслуговування його в законсервованому стані визначається підприємствами-розробниками обладнання ПГУ.

Спосіб консервації ПГУ передбачає введення його в експлуатацію силами обслуговуючого персоналу станції без розбирання і порушення регулювання.

Показники зручності експлуатації, технічного обслуговування і ремонту
Рівень вібрації в зоні обслуговування по ДСТУ 12.1.012-90.

Рівні звуку, створювані обладнанням ПГУ не перевищують 85 ДБА в 1 м від обшивки.

Система шумоглушіння обладнання ПГУ забезпечує зниження рівня звуку на відстані 100 м від стін головного корпусу, повітрязабору і вихлопу до 45 ДБА.

Конструкція ПГУ забезпечує доступ до основних вузлів, деталей та технічне обслуговування протягом усього терміну експлуатації.

Конструкція ПГУ забезпечує її повузловий ремонт в обсягах, передбачених заводами-виробниками обладнання ПГУ.

Всі з'єднання паливних, масляних та інших систем розташовані в місцях, доступних для огляду. Для вузлів, механізмів та обладнання, що вимагають періодичного обслуговування забезпечені спеціальні пристосування.

У конструкції ПГУ передбачені майданчики для зручного обслуговування пристроїв КІП і А, встановлені, на обладнанні.

ПГУ оснащена засобами технічного діагностування, що дозволяють оцінювати в умовах станції технічний стан, з метою визначення необхідного обсягу технічного обслуговування.

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Конструкція ПГУ забезпечує простий і зручний контроль роботи за мінімальною кількістю параметрів.

Температура зовнішніх кожухів блоків. ПГУ не перевищує 55°C при температурі в машинному залі +15°C.

Маса основного обладнання ПГУ:

ГТД на рамі без теплозвукоізолюючого кожуху	60 т
Тепло звукоізолюючий кожух	20 т
Турбогенератор ТФГ (без фундаментної рами)	166 т
Фундаментна рама турбогенератора	52 т
Комплексний повітроочищувальний прилад	97 т
Парова турбіна (без конденсатора і допоміжного обладнання)	400 т
Конденсатор	180 т
Котел-утилізатор (один корпус)	1185 т

2.2. Газотурбінний двигун

Газотурбінний двигун ГТД-110 – одновальна газова турбіна, що призначена для роботи у складі енергетичних і парогазових установок великої потужності. Основа серії парогазових і енергетичних установок в діапазоні потужностей від 110 МВт до 500 МВт і більше.

Розробник та виробник – ДП НВКГ "Зоря"- "Машпроект.

Для приводу електрогенераторів в 1997 році на ДП НВКГ «Зоря» - «Машпроект» створені одновальні двигуни ГТД-110 потужністю 110 МВт, ККД 36%.

Конструктивні особливості:

- 15-ступінчастий компресор з регульованим напрямним апаратом;
- трубчасто-кільцева камера згоряння (20 жарових труб);
- чотирьохступінчаста турбіна;
- безредукторне з'єднання з генератором.

Порівняння характеристик окремих газотурбінних двигунів

	ГТД-110	501D5A	GT11N2	PG 9171E
Виробник	НВО «Сатурн»	SIEMENS	ALSTOM	GE
Потужність, МВт	114,5	122,5	116,5	123,4
ККД, %	36	34,8	33,9	33,8
π_k	14,7	14,2	15	12,3
Витрата повітря, кг/с	362	390.5	372	401
Температура на вході/виході з турбіни, К	1483/790	1723/1076	1358/797	1396/811
Габарити, м	7,0×3,5×4,2	10,3×3,6×4,2	9,5×5,5×11,0	20×4,6×4,8
Маса, т	80	140,8	190	280
Рік виробництва	2001	1993	1993	1987

Переваги

- найкраще поєднання високої ефективності і невеликих масогабаритних характеристик в сегменті машин потужністю 60...180 МВт;
- висока якість вироблюваної енергії і хороша динаміка при перехідних процесах (в т. ч. завдяки застосуванню одновальної схеми);
- високі показники паливної ефективності, зниження собівартості вироблення електричної і теплової енергії;
- можливість роботи на різних видах палива: газоподібному (природний газ, попутний нафтовий газ) і рідкому (гас, дизельне паливо);
- гнучкість інтеграції ГТД-110 і енергетичних установок на її основі в існуючу інфраструктуру енергетичних об'єктів;
- монтаж і здача енергоустановок в короткі терміни (поставка ГТД-110 в зібраному вигляді на рамі, використання блоків підвищеної готовності);
- зниження капітальних витрат на модернізацію / будівництво енергооб'єктів;
- зниження вартості експлуатації.

2.3. Розрахунок параметрів ГТУ в умовах експлуатації

При роботі у складі комбінованої установки вихлопні газы ГТД потрапляють до котла-утилізатора, тому для визначення тепловиробності котла треба знати їх параметри. Ці величини можна взяти з каталогів, але там параметри ГТД приводяться для стандартних втрат тиску на виході. При встановленні на виході ГТД котла-утилізатора опір вихлопного тракту збільшується, і збільшується тиск на виході двигуна, що приводить до зміни параметрів газу відносно до наведених у каталогах.

Послідовність розрахунку параметрів ГТД наступна.

Приймаємо ступінь підвищення тиску, Π_K

Температура повітря на вході в КНТ, T_1

Приймаємо коефіцієнт втрат тиску в вхідному пристрої, $e_{ex.}$

Тиск на вході в компресор $\frac{P_{н.с.}}{e_{ex.}}$, МПа

Приймаємо середню ізобарні теплоємність Cp_K , $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{град}}$

Комплекс $m_K = \frac{R_B}{Cp_K}$, де $R_B = 0.28699 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{град}}$

Приймаємо ККД η_K

Знаходимо роботу стискування в компресорі $L_K = \frac{Cp_K \cdot T_1 \cdot (\Pi_K^m - 1)}{\eta_K}$, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$

Тиск на виході з компресору $P_{K2} = P_1 \cdot \Pi_{K_K}$, МПа

Температура на виході з компресору $T_{K2} = T_1 \cdot \left(1 + \frac{\Pi_K^m - 1}{\eta_K}\right)$, К

Приймаємо коефіцієнт втрати тиску у перехіднику $e_{перех.}$

Тиск на вході в камеру згоряння $T_3 = T_{CT1}$, К

Кількість підведеного до газу тепла $Q_{K.з.} = Cp_{K.з.} \cdot (T_3 - T_{K2})$, кДж/кг

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Нижча теплота згоряння Q_p^H

Знаходимо кількість палива $q_{II} = \frac{Q_{K.3.}}{Q_p^H}$

Теоретично необхідна кількість повітря L_0

Коефіцієнт надлишку повітря $\alpha_{II} = \frac{1}{q_{II} \cdot L_0}$

Приймаємо коефіцієнт витрат в камері згоряння $e_{K.3.}$

Визначаємо тиск за камерою згоряння $P_{K.3.2} = \frac{P_{KBT2}}{e_{перех}}$, МПа

Витрати в переходнику між турбінами $e_{перех}$

Визначаємо тиск на вході в силову турбіну $P_{CT1} = \frac{P_{THT2}}{e_{перех}}$, МПа

Приймаємо витрати тиску в випускному газопроводі $e_{вип.газ.}$

Тиск на виході із силової турбіни $P_{CT.2} = P_{атм} \cdot e_{вип.газ.}$, МПа

Ступінь підвищення тиску у силовій турбіні $\Pi_{CT} = \frac{P_{CT1}}{P_{CT2}}$

Приймаємо середню теплоємність Cp_{CT} , кДж/кг

Комплекс $m_T = \frac{R_B}{Cp_{CT}}$

Температура на виході із силової турбіни $T_{CT2} = T_{CT1} \cdot [1 - (1 - \Pi_{CT}^{-m_T}) \cdot \eta_T]$, К

Робота силової турбіни $L_{CT} = (1 + q_T) \cdot Cp_{CT} \cdot T_{CT1} \cdot [1 - \Pi_{CT}^{-m_T}] \cdot \eta_T$, кДж/кг

Корисна робота $L_e = L_{CT} - L_K / \eta$, кДж/кг

Потужність ГТД за каталогом N_e , кВт

Витрата повітря $G_{II} = \frac{N_e}{L_{CT}}$, кг/с

Перераховуємо потужність ГТД $N_e = G_{II} L_{CT}$, кВт

Годинна витрата палива $G_{II} = q_{II} \cdot G_{II} \cdot 3600$, кг/год

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

ККД двигуна
$$\eta_{\text{двиг}} = \frac{N_e}{\frac{G_T \cdot 50.050}{3600}} \cdot 100\%, \%$$

ККД електрогенератора
$$\eta_e = \eta_{ГТД} \cdot \eta_\epsilon, \%$$

Потужність ГТГ
$$N_e = N_{ГТД} \cdot \eta_\epsilon$$

Питома витрата газоподібного палива
$$g_e = \frac{G_{nl}}{\rho_\epsilon \cdot N_{ГТД}}, \frac{\text{м}^3}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$$

Питома витрата рідкого палива
$$g_e = \frac{G_{nl}}{N_{ГТД}}, \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$$

Витрата вихлопних газів
$$G_{\epsilon} = G_n \cdot (1 + q_n), \text{кг/с}$$

Кількість тепла, що виділилось при згорянні палива
$$Q_n = Q_{\text{к.з.}} \cdot G_n$$

Результати розрахунку приведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Основні показники ГТД	Базова потужність			Пікова потужність	
	Температура зовнішнього повітря, °С				
	-22	-1	+15	-22	-1
Газова турбіна					
Потужність на клемі генера- тора, МВт	139	121,22	107,5	141,3	129,6
Початкова температура перед турбіною, °С	1210	1210	1210	1239	1268
Аеродинамічний опір мм вод. ст.: всмоктуючого тракту вихлопного тракту	100	100	100	100	100
	1,153	1,134	1,11	1,153	1,134
Витрата повітря на вході в ком- пресор, кг/с	411	379,5	357,1	411,1	382,4
Витрата димових газів на ви- хлоп, кг/с	417,2	385,3	362,3	417	389
Температура димових газів на вихлопі, °С	497	512	524	513	543
ККД електричний , %	36,3	34,9	34,3	36,3	35,6
Витрата природного газу, кг/с	7,65	6,89	6,25	7,78	7,28
Коефіцієнт надлишку повітря за ГТУ	3,1	3,2	3,3	3,0	3,0

2.4. Котел-утилізатор

Найбільш економічними і привабливими за сукупністю показників є бінарні ПГУ з ККД 58...60%.

До основного обладнання ПГУ, поряд з газовими і паровими турбінами відносяться утилізаційні котельні установки. Утилізаційна котельна установка призначена для роботи в складі парогазового блоку потужністю 325 МВт, складається з двох горизонтальних котлів-утилізаторів (КУ) типу П-88. До кожного котла підводиться вихлоп від однієї з двох газових турбін ГТЕ-110. Пара від обох котлів підводиться до однієї парової турбіни К-110-6,5.

Котел-утилізатор - барабанного типу, з природною циркуляцією середовища в випарних контурах. Виконується з підвіскою поверхонь нагріву до власного каркаса через проміжні металоконструкції.

Основним і резервним паливом ГТЕ-110 є природний газ, в якості аварійного може використовуватися дизельне паливо.

Робочий діапазон зміни навантаження кожного котла-утилізатора становить від 100 до 50 %, що дозволяє мати діапазон навантаження ПГУ від 100 до 25%.

По ходу газів в котлі послідовно розташовані наступні поверхні нагріву:

- пароперегрівач високого тиску;
- випарник високого тиску;
- економайзер високого тиску;
- пароперегрівач низького тиску;
- випарник низького тиску;
- газовий підігрівач конденсату (ГПК).

Охолодження димових газів до 108...128 °С здійснюється за рахунок ГПК, вода після якого спрямовується в деаератор з тиском приблизно 0,65 МПа. Для виключення зовнішньої корозії вхідних труб ГПК при роботі на природному газі, температура конденсату перед підігрівачем підтримується не нижче 60°С за допомогою лини рециркуляції з двома насосами.

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

До цієї лінії може бути підключений водо-водяний теплообмінник, у якому здійснюється підігрів мережевої води нагрітим у ГПК конденсатом. Використання ВВТО дозволяє глибше охолодити димові гази і отримати від котла додаткову теплофікаційну потужність.

Регулювання параметрів пари високого та низького тиску в котлі не передбачено, так як він працює при змінних параметрах пари, які визначаються витратою і температурою газів, що надходять з газової турбіни.

Загальне число пусків-зупинок котла-утилізатора протягом всього терміну служби не менше 100 з холодного стану, 1400 - з теплого і 6000 з гарячого стану.

При роботі на основному і резервному паливі розрахунковий ресурс працюючих під тиском елементів котла становить не менше: 100 000 годин для труб поверхонь нагріву і вихідних колекторів пароперегрівача високого тиску; 200 000 годин - для інших елементів.

Розрахунковий термін служби котла - 40 років для базового і 30 років для напівпікового режиму роботи. Термін служби між капітальними ремонтами - 6 років, середнє напрацювання на відмову - 6600 годин.

Котел оснащується системою автоматичного регулювання (САР КУ), технологічними захистами і блокуваннями, дистанційним керуванням, системою автоматичного контролю технологічних параметрів.

САР КУ забезпечує автоматизований пуск котлів-утилізаторів з будь-якого теплового стану і їх роботу в заданому діапазоні навантажень з використанням принципу функціонально-групового управління.

Блокова конструкція котла дозволяє проводити монтаж блоками без застосування відкритого складально-укрупнювального майданчика. Умови для проведення механізованого ремонту його вузлів відповідають типовим вимогам.

Для інтенсифікації теплообміну і зниження маси всі поверхні нагріву котла виконані з оребрених труб. Для підвищення ефективності використання поверхонь нагріву освоєно виготовлення труб з просічним ребрами.

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Конструкція блоків поверхонь нагріву дозволяє набирати їх з типових секцій. Кожна секція складається з двох рядів оребрених труб із шаховим розташуванням, об'єднаних колекторами. Колектори мають штуцери для приєднання трубопроводів і кріпильні елементи. Теплообмінні труби в секції розташовані в кількох ярусів по висоті. Для підвищення надійності поверхонь нагріву там, де необхідно, встановлені противібраційні перегородки.

Всі поверхні нагрівання включені за протиточною схемою і підвішені до стельового перекриття через проміжні металоконструкції, розташовані в «теплому ящику» котла.

Зазори між блоками і бічні стіни ущільнюють спеціальними пристроями для виключення втрат тепла. Для цього ж знімними щитами ущільнюють низ і верх газоходу. Між блоками передбачені отвори для проведення ремонтних робіт.

Розроблена конструкція випарних контурів забезпечує надійність циркуляції живильної води.

Всі поверхні виконуються дренажними, з установкою необхідних трубопроводів, арматури, а також пристроїв для видалення повітря в необхідних місцях.

Габарити барабанів котла обрані відповідно до умов їх компонування з випарниками, забезпеченням допустимих питомих навантажень при 100%-м і зниженим навантаженням котла, розміщенням в них сепараційних пристроїв. Барабани обладнані системами аварійного зливу і продувок, запобіжними клапанами, пристроями вимірювання рівня і т. п.

Каркас котла – окремий, рамний в поперечному і поздовжньому напрямках. Загальна жорсткість каркаса, сприйняття горизонтальних навантажень забезпечуються двома рівнями горизонтальної жорсткості. Стельове перекриття - щитове, складається з щитів межхребтових балок і щитового заповнення між ними.

Каркас сприймає наддув і «хлопок» від газової турбіни, а також вертикальні і горизонтальні розподілені навантаження від примикання дифузора і конфузора. Металоконструкції спроектовані під монтаж бічних стін каркаса одним або двома (по висоті) блоками.

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Огорожа котла виконано у вигляді щитів, що спираються на каркас, із зовнішньої й внутрішньої металевої обшивкою і розміщеної між листами обшивки теплозвукоізоляцією. Товщина ізоляції вибрана з умови забезпечення температури зовнішньої поверхні не більше $+ 55^{\circ}\text{C}$ при температурі навколишнього повітря $+ 25^{\circ}\text{C}$.

Зовнішня газощільна обшивка розрахована на надлишковий тиск газів в котлі і можливий «хлопок» при пуску газової турбіни. У місцях проходів через обшивку трубопроводів і підвісок застосовуються спеціальні ущільнення. В обшивці передбачені ремонтні лази в необхідній кількості.

Для захисту ізоляції від прямого впливу потоку гарячих газів використовується внутрішня обшивка ніздрюватими листами. При їх кріпленні враховується можливість відносних теплових розширень.

Компонування котлів-утилізаторів для ПГУ-325 представлена на рис. 2.1.

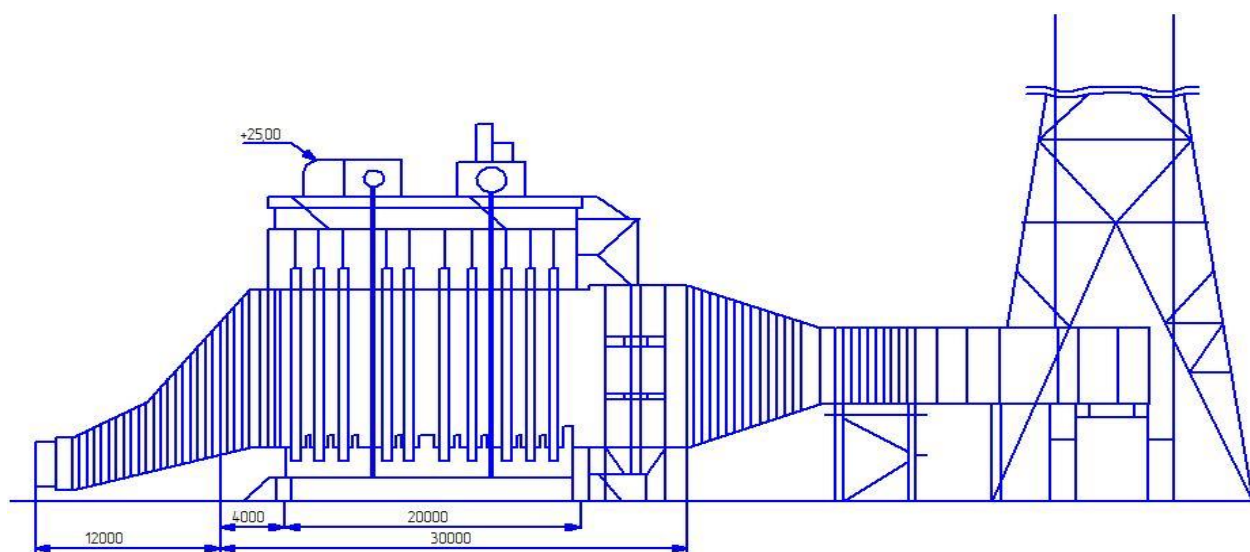


Рис.2.1. Компонівка котла-утилізатора для ПГУ-325

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

2.5. Розрахунок параметрів котла-утилізатора

Розрахунок параметрів котла-утилізатора визначимо за наступною методикою:

Згідно до нормативного методу теплового розрахунку котельних агрегатів об'єми продуктів згоряння та їх складових частин ентальпії розраховують на одиницю спаленого палива: на 1 нм³ для газоподібних палив.

Об'єми повітря і відпрацьованих газів визначаються в залежності від виду палива ГТД.

При спалюванні газоподібного палива:

- теоретично необхідний об'єм сухого повітря:

$$V^0 = 0,0476 \left[0,5\text{CO} + 0,5\text{H}_2 + 1,5\text{H}_2\text{S} + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2 \right], \text{ м}^3/\text{нм}^3;$$

- теоретичний об'єм азоту:

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V^0 + \frac{N_2}{100}, \text{ м}^3/\text{нм}^3;$$

- об'єм трьохатомних газів:

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01 [\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \sum m\text{C}_m\text{H}_n], \text{ м}^3/\text{нм}^3$$

- теоретичний об'єм водяної пари:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01 \left[\text{H}_2\text{S} + \text{H}_2 + \sum \frac{n}{2} \text{C}_m\text{H}_n + 0,124d_{\text{г.пал}} \right] + 0,0161 \cdot d \cdot V^0, \text{ м}^3/\text{нм}^3,$$

де $d_{\text{г.пал}}$ – вологовміст газоподібного палива, віднесений до 1 нм³ сухого газу, г/м³;

Теоретично необхідну кількість повітря можливо розрахувати наступним чином:

– при спалюванні газоподібного палива:

$$L_0 = V^0 \frac{\rho_{\text{повн.у.}}}{\rho_{\text{пн.у.}}}$$

де $\rho_{\text{пн.у.}} = 0,68 \dots 0,72 \text{ кг/нм}^3$ – густина паливного газу при нормальних умовах (можна прийняти $\rho_{\text{пн.у.}} = 0,7 \text{ кг/нм}^3$).

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Виходячи з цього:

- при спалюванні газоподібного палива

$$\alpha = \frac{1}{L_0} \left(\frac{3600 \cdot G_{\text{в.г.}}}{g_e N_e \cdot \rho_{\text{г.н.у.}}} - 1 \right) = \frac{1}{L_0} (BG_{\text{в.г.}} - 1)$$

Далі розраховуються:

- об'єм продуктів згоряння:

$$V_{\text{п.з.}} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0, \text{ м}^3/\text{нм}^3 \text{ або } \text{м}^3/\text{кг}$$

- об'єм відпрацьованих газів ГТД:

$$V_{\text{г}} = V_{\text{п.з.}} + (\alpha - 1)V^0, \text{ м}^3/\text{нм}^3 \text{ або } \text{м}^3/\text{кг}.$$

У цих та подальших формулах розмірність залежить від виду спалюваного палива: на нм³ для газоподібного палива

Об'ємні долі газів у відпрацьованих газах розраховуються за наступними залежностями:

- для повітря:
$$r_{\text{п}} = \frac{(\alpha - 1)V^0}{V_{\text{г}}}$$

- для трьохатомних газів:
$$r_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}}{V_{\text{г}}}$$

- для азоту:
$$r_{\text{N}_2} = \frac{V_{\text{N}_2}^0}{V_{\text{г}}}$$

- для водяної пари:
$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}^0}{V_{\text{г}}}$$

Ентальпія теоретично необхідної кількості повітря:

$$I_{\text{пов}}^0 = c_{\text{пов}} V^0 \vartheta, \text{ кДж/кг або кДж/нм}^3.$$

Ентальпія продуктів повного згоряння розраховується за залежністю:

$$I_{\text{г}}^0 = (V_{\text{RO}_2} c_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 c_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 c_{\text{H}_2\text{O}}) \vartheta, \text{ кДж/кг або кДж/нм}^3.$$

Ентальпія відпрацьованих газів:

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{\text{в.г.}}^{\text{п}} = I_{\text{г}}^{\text{п}0} + (\alpha - 1) \cdot I_{\text{пов}}^{\text{п}0}, \text{ кДж/кг або кДж/нм}^3.$$

У наведених залежностях c_{RO_2} , c_{N_2} , $c_{\text{H}_2\text{O}}$, $c_{\text{пов}}$ – середні в інтервалі температур від 0 до ϑ ізобарні об'ємні теплоємності трьохатомних газів, азоту, водяної пари та вологого повітря, кДж/(нм³·К), які вибираються. Індекс "п" показує, що ці величини розраховані на одиницю спалюваного палива.

Для подальших розрахунків обчислюється густина газів при їх середньоарифметичній температурі ϑ :

$$\text{- для газоподібного палива: } \rho = \frac{1 + 1,306\alpha V^0}{V_{\text{г}}} \left(\frac{273}{\vartheta + 273} \right), \text{ кг/м}^3.$$

Для отримання значень питомої ентальпії відпрацьованих газів рекомендується наступна залежність:

$$I_{\text{в.г.}}^{\text{п}} = \frac{I_{\text{в.г.}}^{\text{п}}}{V_{\text{г}} \cdot \rho_{\text{н.у}}}$$

Розрахунок параметрів контуру високого тиску

Температура на вході до КУ, t_4 , °С з таблиці 2.2

Приймаємо тиск, $P_{\text{вт}}$, МПа

Теплоємність газу, C_{pe} , кДж/кг

Годинна витрата палива, $G_{\text{пл}}$, кг/с, з таблиці 2.2

Годинна витрата повітря, $G_{\text{пов}}$, кг/с, з таблиці 2.2

Перепад температури, $\Delta t_{\text{нтем}}$, °С

Температура перегрітої пари, $t_{\text{нтем}} = t_4 - \Delta t_{\text{нтем}}$, °С

Ентальпія перегрітої пари, $i_{\text{нтем}}$, кДж/кг

Мінімальний перепад між газом та водою, $\Delta t_{\text{мін}}$, °С

Температура насичення пари, $t_{\text{сгс}}$, °С

Ентальпія насиченої пари, $i_{\text{сгс}}$, кДж/кг

Температура газу за випарником, $t_{\text{сгт}} = t_{\text{сгс}} + \Delta t_{\text{мін}}$, °С

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Витрата палива та газу, яке спалюється, $G_z = \frac{G_{nl} \cdot G_{nov}}{3600}$, кг/с

Кількість тепла, яка необхідна для випарювання, $Q_{vипвт} = G_{nl} \cdot C_{pz} \cdot (t_4 - t_{звт})$,

Витрата пари, $G_{пвт} = \frac{Q_{vипвт}}{i_{ппвт} - i_{свв}}$, кг/с

Тепло, яке передається в економайзер, $Q_{евв} = G_{пвт} \cdot (i_{свв} - t_{снн})$

Тепло передане у контурі, $Q_{квт} = Q_{vипвт} + Q_{евт}$

Температура газу перед пароперегрівачем, $t_{зпвт} = t_{ппвт} - \frac{Q_{квт}}{G_z - C_{pz}}$, °С

Приймаємо температуру живильної води, $t_{жв}$, °С

Ентальпія живильної води, $i_{жв}$, кДж/кг

Витрата тепла для отримання пари, $Q_{вт} = G_{пвт} \cdot (i_{ппвт} - i_{жв})$, кг/с

Розрахунок параметрів контуру низького тиску

Приймаємо тиск, $P_{нт}$, МПа

Перепад температури, $\Delta t_{пнт}$, °С

Температура перегрітої пари, $t_{пнт}$, °С

Ентальпія перегрітої пари, $i_{ппнт}$, кДж/кг

Мінімальний перепад температур між газом та водою, $\Delta t_{мін}$, °С

Температура насичення пари, $t_{снт}$, °С

Ентальпія насиченої пари, $i_{снт}$, кДж/кг

Температура газу за випарником, $t_{знт}$, $t_{снн} + \Delta t_{мін}$, °С

Кількість тепла, яка необхідна для випарювання, $Q_{vипнт} = G_{nl} \cdot C_{pz} \cdot (t_{знт} - t_{знт})$

Витрата пари, $G_{пнт} = \frac{Q_{vипнт}}{i_{ппнт} - i_{снн}}$, кг/с

Тепло, яке передається в економайзер, $Q_{ент} = G_{пнт} \cdot (i_{свв} - i_{снн})$

Тепло передане у контурі, $Q_{кнт} = Q_{vипнт} + Q_{ент}$

Витрата тепла для отримання пари, $Q_{нт} = G_{пнт} \cdot (i_{ппнт} - i_{жв})$

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Кількість тепла, яка передана у котлі, $Q_{ку} = Q_{вт} + Q_{нт}$

Температура вихідних газів $t = t_4 - \frac{Q_{кз}}{G_2 - C_{pz}}$, °C

Результат розрахунку представлено в табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Основні показники котла-утилізатора	Базова потужність			Пікова потужність	
	Температура зовнішнього повітря, °C				
	-22	-1	+15	-22	-1
Котел-утилізатор					
Паропродуктивність двох котлів по контуру високого тиску, т / год.	315,1	309,5	308	344,6	353,8
Параметри пару на виході з контуру високого тиску: тиск, кгс/ см ² температура, °C	68	68	68	72	77,6
	460	475	487	475	502
Паропродуктивність двох котлів по контуру низького тиску, т / год.	93	82,9	80	88,6	77,8
Параметри пару на виході з контуру низького тиску: тиск, кгс/см ² температура, °C	7	6,7	6,5	8,0	8,1
	223	222	222	225	222
Параметри живильної води: за КЕН – температура, °C - тиск, кгс/ см ² за ПЕН-1 – температура, °C - тиск, кгс/ см ² за ПЕН-2 – температура, °C - тиск, кгс/ см ²	85	85	85	85	85
	>8	>8	>8	>8	>8
	105-170	105-170	105-170	105-170	105-170
	>14	>14	>14	>14	>14
	105-170	105-170	105-170	105-170	105-170
	>90	>90	>90	>90	>90
Аеродинамічний опір котла, мм вод. ст.	259	226	205	259	230

Температура димових газів за котлом, °С	100	100	100	100	100
---	-----	-----	-----	-----	-----

2.6. Парові турбіни

У складі ПГУ можливо використати дві парові турбіни потужністю 110 МВт (виробництва ТОВ ЛНЗ та Турбоатом).

Визначимо параметри турбін при їх роботі у складі ПГУ. Для цього скористуємося наступною методикою:

Кількість пари, яка надходить до ЦВТ, $G_{\text{вст}}$, кг/с (з табл. 2.3)

Температура перегрітої пари ВТ, $t_{\text{нвст}}$, °С (з табл. 2.3)

Тиск перегрітої пари ВТ, $P_{\text{вт}}$ МПа (з табл. 2.3)

Ентальпія, перегрітої пари ВТ, $i_{\text{нвст}}$, кДж/кг(з табл. 2.3)

Приймаємо ККД парової турбіни, $\eta_{\text{нт}}$

Приймаємо тиск на виході з ЦВТ при ізоентропійному розширенні, $P_{\text{вих}}$, МПа

Приймаємо температуру на виході з ЦВТ при ізоентропійному розширенні, $t_{\text{вих}}$, °С

Приймаємо ентальпію на виході з ЦВТ при ізоентропійному розширенні, $i_{\text{вих}}$, кДж/кг

Ідеальна робота у ЦВТ, $L_{\text{свт}} = i_{\text{нвст}} - i_{\text{вих}}$, кДж/кг

Реальна робота у ЦВТ, $L_{\text{нцвт}} = L_{\text{свт}} \cdot \eta_{\text{нт}}$, кДж/кг

Приймаємо температуру на виході при реальному процесі, $t_{\text{вихст}}$, °С

Ентальпія на виході при реальному процесі, $i_{\text{вихст}} = i_{\text{нвст}} - L_{\text{нцвт}}$, кДж/кг

Кількість пари, яка надходить з КУ КНТ, $G_{\text{нт}}$ (з табл. 2.3)

Температура перегрітої пари НТ, $t_{\text{ннт}}$, °С (з табл. 2.3)

Тиск перегрітої пари НТ, $P_{\text{нт}}$, МПа (з табл. 2.3)

Ентальпія перегрітої пари з КУ на вході у КНТ, $i_{\text{ннт}}$, кДж/кг (з табл.2.3)

Кількість пари, яка надходить до ЦВТ, $G_{\text{нт}} = G_{\text{вст}} + G_{\text{нт}}$, кг/с

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Ентальпія перегрітої пари на вході до ЦВТ, $i_{внт} = \frac{G_{пет} \cdot i_{вихет} + G_{пнт} \cdot i_{ппнт}}{G_{нт}}$, кДж/кг

Приймаємо тиск на виході з ЦВТ при ізоентропійному розширенні, P_k , МПа

Приймаємо ентальпію на виході з ЦВТ при ізоентропійному розширенні i_k , кДж/кг

Ідеальна робота у ЦНТ, $L_{снт} = i_{внт} - i_k$, кДж/кг

Реальна робота у ЦНТ, $L_{пцнт} = L_{снт} \cdot \eta_{нт}$, кДж/кг

Потужність ЦВТ, $N_{вт} = G_{пет} \cdot L_{пцет}$, МВт

Потужність ЦНТ, $N_{нт} = G_{пнт} \cdot L_{пцнт}$, МВт

Потужність ПТ, $N_{пт} = N_{вт} + N_{нт}$, МВт

Результати розрахунків парових турбін у базовому та піковому режимах роботи ПГУ приведені у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Результати розрахунків парових турбін у базовому та піковому режимах роботи ПГУ

Найменування параметра	ТОВ ЛМЗ					ТОВ Турбоатом				
	Базова потужність			Пікова потужність		Базова потужність			Пікова потужність	
	Температура зовнішнього повітря, °C									
	-22	-1	15	-22	-1	-22	-1	15	-22	-1
Потужність на клемах генератора, МВт	57,29	57,29	57,29	57,29	57,29	66,16	74,94	62,62	56,97	59,67
Сумарні теплофікаційні відбори, Гкал/год	261,2	246,4	236,2	270,3	264,7	260,5	253,1	237,4	252,2	238,1
Витрата охолоджуючої води, т/с	20	20	20	20	20	27	27	27	27	27
Температура, °C	20	20	20	20	20	8	13,5	32	8	13,5

2.7. Параметри блоку ПГУ

Основні параметри блоку ПГУ в теплофікаційному режимі з паровими турбінами ТОВ ЛМЗ і ТОВ Турбоатом при різних температурах зовнішнього повітря наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

Основні параметри блоку ПГУ в теплофікаційному режимі при різних температурах зовнішнього повітря

Назва параметра	Парова турбіна ТОВ ЛМЗ					Парова турбіна ТОВ Турбоатом					
	Базова потужність			Пікова		Базова	Пікова		Базова	Базовий конденсац. режим	
	-22	-1	+15	-22	-1	+15	-22	-1	-22	-1	+15 при $t_{охл}$ 20
Потужність електрична, МВт	331,61	292,15	272,29	335,29	290,29	277,60	344,16	307,94	332,65	290,35	325
Потужність тепла, МВт	303,78	286,55	274,67	314,32	307,78	276,07	307,57	294,13	293,29	276,82	-
ККД теплофікаційний нетто, %	82,49	83,62	87,18	83,25	51,80	88,17	83,43	82,34	81,78	82,28	51,5

Результати розрахунку основного обладнання показують, що установка з паровою турбіною ТОВ ЛМЗ має більший ККД. Цю турбіну обираємо для подальшого проектування.

					ВКР.144.6241м.04.02.ПЗ		Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата			

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
					Розрахунковий розділ	Літ.	Арк.	Аркушів
Студент	Дроботун ДП							
Керівник	Бондаренко М.С					НУК		
Консульт.								

РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

3.1. Принципова теплова схема ПГУ-325Т

ПГУ-325Т складається з двох ГТГ-110, двох утилізаційних котлів, парової турбіни, конденсатно-живильної системи і теплофікаційної системи.

У ПГУ-325Т застосовані котли-утилізатори двох тисків. Контур високого тиску котла містить економайзер високого тиску, випарник, барабан і пароперегрівач. Контур низького тиску містить барабан НТ, випарник і пароперегрівач. Додатково котел оснащено економайзером низького тиску, гаряча вода з якого скидається в деаератор з тиском 7 бар і частково на теплофікаційний водоводяний теплообмінник. У випарниках контуру ВТ та НТ застосована природна циркуляція.

Парова теплофікації турбіна Т-100-6,6 представляє одновальний двоциліндровий агрегат, що складається з ЦВД і ЦНД. Турбіна має два регульованих відбори пари на теплофікацію. Турбіна оснащена конденсаційним пристроєм типу 100КР-86-50.

Конденсатно-живильна система складається з групи конденсатних насосів, призначених для повернення конденсату з конденсатора і мережевих підігрівачів котла, деаератора з тиском 7 бар з групою живильних насосів низького і високого тиску, системи рециркуляції з циркуляційним насосом і змішувачем.

Теплофікаційна система складається з двох регульованих відборів пари з турбіни, двох мережевих підігрівачів, водо-водяного підігрівача мережевої води і двох водо-повітряних підігрівачів мережевої води системи охолодження ГТГ-110. Останні три теплообмінника встановлені перед мережевими підігрівачами.

Установка ПГУ-325Т в теплофікаційному режимі працює наступним чином.

Конденсат з другого мережевого підігрівача і конденсатора подається у змішувачі, де за рахунок рециркуляції живильної води підігрівається до температури не нижче 60 °С і далі надходить в економайзер НТ. З економайзера НТ підіг-

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

ріта вода до температури кипіння, що відповідає тиску в деаераторі, скидається в деаератор і частково на рециркуляцію.

З деаератора живильна вода живильним насосом НТ подається в барабан НТ і в випарний контур НТ. Насичена пара з барабана НТ надходить в пароперегрівач НТ, де перегрівається і подається в проміжну ступінь ЦВД парової турбіни.

Живильним насосом ВТ живильна вода, підігріта в економайзері НТ, подається в економайзер ВТ, де підігрівається до температури близької до кипіння, і скидається в барабан і випарник ВТ. Перегріта пара ВТ надходить в ЦВД парової турбіни.

Теплофікаційна система працює наступним чином. Мережева вода попередньо підігрівається в водо-водяному теплообміннику за рахунок рециркуляції гарячої води з економайзера НТ і за рахунок охолодження гарячого повітря в водоповітряних теплообмінниках системою охолодження ГТГ-110. Далі підігрів води відбувається в мережевих підігрівачах і за рахунок регульованих відборів пари.

Схема з паровою турбіною Т-70 / 130-8,1 ТОВ Турбоатом має наступні відмінності:

- один регульований відбір пари на теплофікацію замість двох за схемою з парових турбін ТОВ ЛМЗ;
- конденсат після мережевих підігрівачів подається в нагнітальну магістраль конденсатного насосу, також як в схемі з ТОВ ЛМЗ.

Система регулювання котла, деаератора, теплофікаційних відборів пари не має істотних відмінностей.

Система регулювання рециркуляції води в економайзері НТ містить регулятор витрати і клапан обводу водо-водяного теплофікаційного теплообмінника. Ця система регулювання повинна підтримувати температуру живильної води на вході в економайзер НТ не менше 60°C.

Відмінною рисою теплової схеми є включення котла-утилізатора по парі і живильній воді за схемою дубль-блоку, що дозволяє кожному корпусу котла працювати автономно.

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

До основних вузлів теплової схеми належать:

- конденсатний тракт;
- деаератор і поживний тракти високого і низького тиску;
- головні паропроводи і пуско-збросні пристрої;
- бойлерна установка для підігріву мережевої води;
- трубопроводи пара власних потреб блоку;
- зв'язки з загальностанційними магістралями власних потреб.

Конденсатний тракт

Приймається одноступенева схема подачі основного конденсату. Система регенерації високого і низького тиску відсутня.

Весь потік конденсату направляється в додаткові економайзери кожного з двох корпусів котла-утилізатора, після яких надходить в атмосферний деаератор 0,12 МПа.

Для підтримки температури конденсату на вході в додатковий економайзер схемою передбачається підмішування до конденсату живильної води низького тиску, взятої перед барабаном низького тиску котла.

Максимальна витрата конденсату через конденсатні насоси складає 367,76 т/год, що дозволяє встановити три насоса продуктивністю по 200 т/год (типу КСВ-200-130) - два робочих і один резервний. Обраний напір 130 м вод. ст., дозволить подолати опору трубопроводів, сальникового підігрівача, регулюючих клапанів, додаткового економайзера і тиск в деаератори.

3.2. Водо-водяний теплообмінник

Водо-водяний теплообмінний апарат включається до складу теплофікаційної установки парової турбіни К-100-6,5 енергоблоку ПГУ-325 і підключений першим за рухом зворотної мережевої води.

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Розрахункові параметри та характеристика теплообмінника

Гріючою речовиною для водо-водяного теплообмінника є основний конденсат, який підігрітий підходящими газами у котлі-утилізаторі. Номінальна температура гріючого конденсату 155°C, а максимальна 165°C.

При номінальних навантаженнях ГТУ теплова потужність, яка відводиться в ВВТ становить 7 Гкал/год, а при початкових може сягати 14,5 Гкал/год.

Витрата мережевої води через ВВТ визначається загальною потужністю теплофікаційної установки, а для температурного графіку 130/70 сягає 1290 т/год в зимньому режимі. Влітку 640 т/год. Температура мережевої води перед теплообмінником влітку сягає 40°C.

Максимальний тиск гріючого конденсату не перевищує 25 бар.

3.3. Живильний насос

Живильні насоси низького тиску входять до складу енергоблоку ПГУ-325, до складу якого також входять дві газові турбіни ГТГ-110, двокорпусний котел-утилізатор П-88 і парова турбіна типу К-100-6.5. Кількість живильних насосів - два, один є резервним. Енергоблок призначений для роботи як в базовому, так і в напівпіковому режимах.

Вихідні технічні вимоги до живильних насосів низького тиску визначаються розрахунковими даними за вибором живильних насосів (табл. 3.1). Живильні насоси повинні забезпечити необхідні напори при заданій продуктивності в області значень ККД, близьких до максимального.

Розрахункові параметри живильного насоса низького тиску (розрахункові точки) прийняті для режиму роботи при температурі повітря -40°C. З урахуванням коефіцієнтів запасу по продуктивності (1,05) і по напору (1,1) розрахункові параметри насоса складають такі величини:

Подача, м ³	121,9
Напір, м вод. ст.	61,2

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Температура води на вході, ° C 165
Кавітаційний запас, м (не більше) 7
Тиск на всмоктування, кгс/см² (не менше) 10

Насос повинен створювати напір 74,5 м при продуктивності 106,1 м³/год для забезпечення пікового режиму при температурі -15°C.

Можливі робочі діапазони зміни навантажень: завантаження живильного насоса низького тиску 100...50% по-продуктивності. Робочі параметри живильних насосів уточнюють при робочому проєктуванні.

Умови експлуатації насосів.

Режими роботи насосів:

- при роботі енергоблоку в базовому режимі: робота одного насосу ПН при номінальному навантаженні;
- при роботі енергоблоку в маневреному режимі: робота одного насосу при номінальній і 50% продуктивності, залежно від кількості працюючих корпусів.

Характеристики середовища:

Середовище - живильна вода.

Якість живильної води відповідає вимогам ДСТУ EN 12953-10:2022:

загальна жорсткість - 1 мкг/екв / кг;

вміст сполук заліза - 30 мкг/кг;

вміст сполук міді - 5 мкг/кг;

вміст розчиненого кисню - 10 мкг/кг;

вміст нафтопродуктів - не більше 0,3 мг/кг;

водневий показник -9,1 + 0,1;

вміст кремнієвої кислоти - не більше 80 мкг/кг;

вміст аміаку і його сполук - менше 1000 мкг/кг;

вміст вільного сульфіту - менше 2 мг/кг.

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Охолоджуюче середовище:

- для охолодження електродвигуна і підшипників - технічна вода з температурою менше 40 ° С або повітряне охолодження;
- для охолодження ущільнень підшипників насоса - конденсат або знесоле-
ної вода з температурою менше 45 ° С.

Передбачається робота ПН на лінії рециркуляції: рециркуляція виконується загальною для обох насосів і забезпечує передпускову деаерацію живильної води.

У документації на насосний агрегат повинен бути відображений повний обсяг КВП, необхідний і достатній для отримання інформації про економічну і безпечну експлуатацію насосного агрегату, а також вимоги заводу з автоматизації електронасосного агрегату, технологічні алгоритми управління, контролю за роботою та роботи захистів насосного агрегату в усіх експлуатаційних режимах.

Насосний агрегат повинен відповідати вимогам технічних умов на живильні електронасосні агрегати.

Конструкційні матеріали повинні відповідати вимогам діючих стандартів і технічних умов на відповідні матеріали і забезпечувати надійну роботу насоса.

Повинна враховуватися сейсмічність району установки насоса.

Величина витоків через ущільнення мінімальна. Дезактивація насосу не потрібна.

Час повного розвороту до 100% подачі має бути можливо коротким.

Показники надійності:

Термін служби - не менше 30 років.

Напрацювання на відмову - не менше 10 000 год.

Встановлений ресурс до капітального ремонту - не менше 28 000 год.

Термін до капітального ремонту - 5 років.

Насосний агрегат повинен підлягати огляду, ревізії не частіше 1 разу за 10 000 годин.

Термін зберігання до переконсервації - не менше 24 місяців.

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Вимоги пожежної безпеки до насосного агрегату визначаються ПУЕ, характером перекачувальної рідини, а також вимогами, що ставляться до категорії приміщення і будівлі, де встановлений насосний агрегат за умов вибухопожежної безпеки.

Допустимий коректований рівень звукової потужності - не більше 80 дБ (А) на відстані 1 м від насосного агрегату.

Допустима вібраційно-технічна характеристика - середньоквадратичне значення віброшвидкості, виміряний на корпусах підшипників - не більше 4,5 мм/с.

Повинні бути визначені тепловиділення в навколишнє середовище і виключено забруднення навколишнього середовища шкідливими стоками (маслопродуктами).

Таблиця 3.1

Результати розрахунку живильного насосу

Найменування	Формула	Розмірність	Величина
Вихідні данні по базовому режиму($t=15^{\circ}\text{C}$)			
Тиск пари	$P_{\text{баз}}$	МПа	7,3
Температура пари	$t_{\text{пбаз}}$	$^{\circ}\text{C}$	481
Паропродуктивність	$D_{\text{пбаз}}$	т/год	308
Гідростатичний опір	$P_{\text{ппбаз}}$	МПа	0,51
Гідростатичний опір економайзера	$P_{\text{екбаз}}$	МПа	0,24
Опір напірних трубопроводів	$P_{\text{нбаз}}$	м вод. ст.	6,5
Опір всасуючих трубопроводів	$P_{\text{всбаз}}$	м вод. ст.	1
Опір фільтру	$P_{\text{фбаз}}$	м вод. ст.	0
Температура пари	$t_{\text{п}}$	$^{\circ}\text{C}$	482,2
Сумарна паропродуктивність котла	$D_{\text{п}}$	т/год	354,2

Найменування	Формула	Розмірність	Величина
Розрахунковий тиск	$P_{\Pi}=P_{\text{баз}} \cdot (D_{\Pi}/D_{\text{пбаз}})^{1/2}$	МПа	8,4
Тиск в деаераторі	$P_{\text{д}}$	МПа	0,62
Гідростатичний опір	$P_{\text{пп}}=P_{\text{ппбаз}} \cdot (D_{\Pi}/D_{\text{пбаз}})^2$	МПа	0,67
Гідростатичний опір економ.	$P_{\text{ек}}=P_{\text{екбаз}} \cdot (D_{\Pi}/D_{\text{пбаз}})^2$	МПа	0,32
Висота осі барабану	$H_{\text{б}}$	м	25,9
Висота осі деаератору	$H_{\text{д}}$	м	21,88
Щільність води	r_0	кг/м ³	907,1
Перепад тиску на РПК	$P_{\text{рег}}$	МПа	0,2
Опір напірних трубопроводів	$P_{\text{н}}=P_{\text{нбаз}} \cdot (D_{\Pi}/D_{\text{пбаз}})^2$	м вод. ст.	8,6
Опір всасуючих трубопроводів	$P_{\text{вс}}=P_{\text{всбаз}} \cdot (D_{\Pi}/D_{\text{пбаз}})^2$	м вод. ст.	1,32
Опір фільтру	$P_{\text{ф}}=P_{\text{фбаз}} \cdot (D_{\Pi}/D_{\text{пбаз}})^2$	м вод. ст.	0
Тиск в барабані	$P_{\text{б}}=P_{\Pi}+P_{\text{пп}}$	м вод. ст.	1021
Гідр. опір тракту	$P_{\text{с}}=P_{\text{н}}+P_{\text{вс}}+P_{\text{ф}}+P_{\text{ек}}+P_{\text{рег}}$	м вод. ст.	68,12
Тиск в деаераторі	$P_{\text{д}}/r_0 \cdot g$	м вод. ст.	69,74
Статичний тиск	$H_{\text{ст}}=H_{\text{б}}-H_{\text{д}}$	м вод. ст.	4,02
Напір ПЕН	$H_{\text{ппн}}=P_{\text{б}}+P_{\text{с}}+H_{\text{ст}}-P_{\text{д}}$	м вод. ст.	1023,4
Кількість ПЕН	n		1
Продукт. ПЕН	$Q=D_{\Pi} \cdot 1,03/n \cdot r_0$	м ³ /год	402,19
Розрахунковий напір ПЕН	$H_{\text{рпп}}=1,1 \cdot H_{\text{ппн}}$	м вод. ст.	1125,7
Розрахункова продуктивність ПЕН	$Q_{\text{р}}=1,05 \cdot Q$	м ³ /год	422,3
ККД насосу	$\eta_{\text{нас}}$		0,75
Потужність двигуна	$N_{\text{дв}}=H_{\text{рпп}} \cdot Q_{\text{р}} \cdot r_0 \cdot g$	кВт	1597,1

3.4. Деаератор і живильний тракт високого і низького тиску

На кожен блок ПГУ-325 встановлюється один деаераторний бак з одною деаераційною колонкою. Для забезпечення, відповідно до НТП, запасу живильної води на 3,5 м можливо встановити бак на 50 м³. Для забезпечення деаерації сумарного витрати живильної води, що проходить через колонку деаератора в кількості 450 т/год., необхідно встановити деаераційну колонку на 500 т/год. Колонки зазначеної продуктивності комплектуються баками на 100 м³. У зв'язку з вище викладеним для блоку ПГУ-325 встановлюється бак на 100 м³. Подача живильної води до котлів-утилізаторів здійснюється від двох груп живильних насосів, високого і низького тисків (ВТ і НТ). Кількість насосів групи високого тиску дорівнює трьом: - продуктивність по 150 м³/год. - напором 1200 м вод. ст. (два робочих, один резервний).

Насоси групи низького тиску - 3 шт., продуктивність 220м³/год. (кожен); напір 120 м вод. ст. (два робочих, один резервний).

Насосна група ВТ подає живильну воду через економайзери високого тиску в барабани ВТ. Насосна група НТ подає живильну воду в економайзер низького тиску, після якого живильна вода підводиться до регулюючого вузлу рівня в барабані низького тиску. Після економайзера низького тиску передбачається відбір живильної води, в змішувач, для підтримки температури конденсату на вході в додатковий економайзер не менше 60 °С.

Підводи живильної води до кожного корпусу котла виконані в одонитковому виконанні. На кожному підводі встановлені відповідні вузли живлення, що складаються з запірної та регулюючої арматури.

Головні паропроводи і пуско-скидні пристрої

Від кожного корпусу котла-утилізатора відходять дві нитки паропроводів - одна високого і одна низького тиску.

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Паропроводи високого тиску від котла, одним трубопроводом від кожного корпусу котла, підводяться до групи стопорного і регулюючого клапанів, індивідуально для кожного паропроводу. Для вирівнювання параметрів пари перед паровою турбіною на підвідних паропроводів передбачається суміжна перемичка. Групи клапанів ВТ розташовані з двох сторін циліндра високого тиску. Паропроводи високого тиску оснащуються арматурою, що дозволяє відключати парову турбіну від корпусів котла відповідно до вимог правил безпеки при експлуатації котлів посудин і трубопроводів для виведення їх в ремонт. Виконання паропроводів низького тиску пов'язане з конструктивним рішенням блоку стопорних і регулюючих клапанів, коли підвід пари до турбіни здійснюється через одну групу стопорного і регулюючого клапанів. Переміщування пара від корпусів буде здійснюватися безпосередньо в паропроводі перед стопорним клапаном низького тиску.

На кожній нитці паропроводу ВТ і НТ встановлюються пуско-збросні пристрої, що забезпечують роздільний пуск корпусів, а також байпасування турбіни при скидах навантаження. Відмінною особливістю включення пуско-збросних пристроїв ВТ і НТ є те, що пропонується включати їх безпосередньо перед стопорними клапанами.

3.5. Система пари власних потреб

Забезпечення відбору пари на власні потреби енергоблоків здійснюється від колектора власних потреб енергоблоку. Колектор власних потреб енергоблоку живиться від РОУ 7,0/1,3 МПа і загальностанційних магістралей 1,3 МПа. Від блочного колектора власних потреб 1,3 МПа через РОУ-1,3/0,6 МПа живиться колектор власних потреб 0,6 МПа. Пара з колектора власних потреб 0,6 МПа подається деаератор 0,12 МПа. При пуску парової турбіни, з цього-ж колектора, проводиться подача пари на ущільнення турбіни.

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

3.6. Бойлерна установка

До складу енергоблоку входить двоступенева бойлерна установка продуктивністю 75 Гкал/год за тепловим навантаженням. Межі можливого відпуску тепла споживачам при постійній теплопродуктивності від парової турбіни становлять від 50 до 100% парового навантаження турбіни. Підведення пари до бойлерної установки здійснюється:

- до бойлера № 2 від відбору між 14-15 ступенями турбіни;
- до бойлера № 1 від вихлопу циліндра високого тиску і від відбору турбіни з циліндра низького тиску.

Підведення і відведення мережевої води до бойлерної установки здійснюється від загальностанційних магістралей тепломережі.

3.7. Розрахунок системи змащення

Сумарна кількість тепла, що виділилась у двигуні та передана мастилу:

$$N_{т.с} = 0,7N_e = 0,75 \text{ МВт}$$

Кількість мастила, необхідного для відведення тепла:

$$V = \frac{N}{C\Delta t\rho} = \frac{750}{1,99 \cdot 860 \cdot 80} = 0,0054 \text{ м}^3/\text{с} = 19,7 \text{ м}^3/\text{год},$$

де $\rho = 860 \text{ кг/м}^3$ - густина мастила;

$C = 1,99 \text{ кДж/(кг} \cdot ^\circ\text{С)}$ – теплоємність мастила;

$\Delta t = 120-40=80 \text{ К}$ – підігрів мастила.

Безповоротні втрати мастила

$$V_{вт} = \frac{\Delta g}{\rho} \cdot N = \frac{0,5 \cdot 10^{-6}}{860} \cdot 110000 = 0,0065 \text{ м}^3/\text{год},$$

де $\Delta g = 0,5 \cdot 10^{-6} \text{ кг/кДж}$ – питомі втрати мастила при нормальній експлуатації агрегату.

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Витрати мастила на змащення допоміжних механізмів

$$V_{\text{дод}} = 0,01V = 0,01 \cdot 19,7 = 0,197 \text{ м}^3/\text{Год}$$

Втрати мастила на агрегат

$$V_{\text{аг}} = V + V_{\text{вт}} + V_{\text{дод}} = 19,7 + 0,0065 + 0,197 = 19,9 \text{ м}^3/\text{Год}$$

Подача циркуляційного мастильного нагнітача

$$V_{\text{цн}} = K \cdot V_{\text{аг}} = 1,5 \cdot 19,9 = 29,8 \text{ м}^3/\text{Год},$$

де $K = 1,5$ – коефіцієнт запасу нагнітача

Потужність, спожита мастильним нагнітачем

$$N_{\text{цн}} = V_{\text{цн}} \cdot \frac{H}{\eta} = 29,8 \cdot \frac{0,8}{0,75} = 31,8 \text{ кВт},$$

де $\eta = 0,75$ - ККД нагнітача;

$H = 0,8$ МПа – напір нагнітача

Продуктивність відкачувального нагнітача

$$V_{\text{в}} = K \cdot V_{\text{цн}} = 2,5 \cdot 29,8 = 74,5 \text{ м}^3/\text{Год},$$

де $K = 2,5$ – коефіцієнт, що враховує збільшення об'єму мастила внаслідок утворення мастило-повітряної суміші.

Потужність відкачувального нагнітача

$$N_{\text{в}} = V_{\text{в}} \cdot \frac{H}{\eta} = 74,5 \cdot \frac{0,2}{0,75} = 19,9 \text{ кВт},$$

де $H = 0,2$ МПа – орієнтовані втрати тиску у відкачувальній магістралі.

Витрати води у апараті охолодження мастила

$$V = \frac{N_{\text{мс}}}{C \Delta t \rho} = \frac{750}{4,18 \cdot 10 \cdot 1000} = 0,0179 \text{ м}^3/\text{с} = 64,6 \text{ м}^3/\text{Год},$$

де $C = 4,18$ кДж/(кг·°С) - питома теплоємність води;

$\rho = 1000$ кг/м³ - густина води;

$\Delta t = 10$ °С - підігрів води у маслоохолоджувачі (з 35 до 45 °С)

3.8. Розрахунок витрати води

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

3.8.1. Розрахунок витрати води на охолодження генератора ГТУ

Для роботи в складі ГТЕ повинен бути використаний генератор потужністю 110 МВт (відповідає ДСТУ 4265:2003) із замкнутою системою повітряного охолодження активних частин та вбудованою водяною системою охолодження.

Температура води на вході до охолоджувача $t_{в\text{ вх}} = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$

Підвищення температури води у охолоджувачі $\Delta t = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ (5...15 $^{\circ}\text{C}$)

Температура води на виході із охолоджувача $t_{в\text{ вих}} = t_{в\text{ вх}} + \Delta t = 35 + 10 = 45\text{ }^{\circ}\text{C}$

Витрата води на маслоохолоджувач генератора

$$G_{\text{вмо}} = Q_{\text{мо}} / c_{\text{рв}} \cdot \Delta t = 264 / (4,1868 \cdot 10) = 6,3\text{ кг/с} = 22,68\text{ т/г}$$

де $c_{\text{рв}} = 4,1868\text{ кДж/(кг} \cdot \text{K)}$ – теплоємність води;

$Q_{\text{мо}} = 264\text{, кВт}$ – втрати на тертя в підшипниках турбогенератора

Витрата води на повітроохолоджувач

$$G_{\text{вво}} = Q_{\text{по}} / (c_{\text{рв}} \cdot \Delta t) = 1520 / (4,1868 \cdot 10) = 31,2\text{ кг/с} = 112\text{ т/год.},$$

де $Q_{\text{по}} = 1520\text{ кВт}$ – відвід тепла з повітрям від генератора.

3.8.2. Витрата води на повітроохолоджувач ГТУ

Для охолодження лопатей перших ступенів турбіни ГТД використовується повітря, що відбирається від компресору. З метою підвищити ефективність охолодження лопатей турбіни та зменшення кількості повітря, що відбирається від компресора, це повітря охолоджують у повітроохолоджувачі.

Температура води на вході до охолоджувача $t_{в\text{ вх}} = 35^{\circ}\text{C}$

Підвищення температури води у охолоджувачі $\Delta t_{\text{в}} = 10^{\circ}\text{C}$ (5...15 $^{\circ}\text{C}$)

Температура води на виході із охолоджувача

$$t_{в\text{ вих}} = t_{в\text{ вх}} + \Delta t = 35 + 10 = 45^{\circ}\text{C}$$

Передача тепла у повітроохолоджувач

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{по}} = G_{\text{по}} \cdot c_{\text{рп}} \cdot \Delta t_{\text{п}} = 5024 \text{ кВт}$$

де $c_{\text{рв}} = 1,1$, кДж/(кг·К) – теплоємність повітря;

$G_{\text{по}} = 0,0725 G_{\text{п}} = 23,3$ кг/с – витрата повітря на охолодження лопатей;

$\Delta t_{\text{п}} = 205$ °С – охолодження повітря у повітроохолоджувачі.

Витрата води на повітроохолоджувач

$$G_{\text{вво}} = Q_{\text{по}} / (c_{\text{рв}} \cdot \Delta t_{\text{в}}) = 5024 / (4,1848 \cdot 10) = 120 \text{ кг/с} = 432 \text{ т/Г}$$

3.8.3. Витрата води на конденсатор

Для забезпечення конденсації пари у конденсаторі та підтримки вакууму на конденсатор повинна подаватись холодна вода.

Температура води на вході до конденсатора $t_{\text{вод на вх}} = 25$ °С

Підвищення температури води у конденсаторі $\Delta t = 10$ °С (5...15°С)

Температура води на виході із конденсатора

$$t_{\text{в вих}} = t_{\text{в вх}} + \Delta t = 25 + 10 = 35$$
°С

Передача тепла у конденсаторі

$$Q_{\text{к}} = (G_{\text{пет}} + G_{\text{нит}}) \cdot (i_{\text{к}} - i_{\text{г}}) = (84,56 + 18,922) \cdot (2300 - 170) = 220417 \text{ кВт}$$

де $i_{\text{к}} = 2300$ кДж/кг – ентальпія пари на виході з парової турбіни;

$i_{\text{г}} = 170$ кДж/кг – ентальпія води на виході конденсатора.

Витрата води на конденсатор:

$$G_{\text{вк}} = Q_{\text{к}} / (c_{\text{рв}} \cdot \Delta t) = 220417 / (4,1848 \cdot 10) = 5267 \text{ кг/с} = 14630,8 \text{ т/Г}$$

3.8.4. Розрахунок витрати води на охолодження генератора парової турбіни

Для роботи в складі ПТУ використовується генератор потужністю 110 МВт із замкнутою системою повітряного охолодження активних частин та вбудованою водяною системою охолодження.

Температура води на вході до охолоджувача $t_{\text{в вх}} = 35$ °С

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Підвищення температури води у охолоджувачі $\Delta t = 10^{\circ}\text{C}$ (5...15 $^{\circ}\text{C}$)

Температура води на виході із охолоджувача $t_{\text{в вих}} = t_{\text{в вх}} + \Delta t = 35 + 10 = 45^{\circ}\text{C}$

Витрата води на маслоохолоджувач генератора

$$G_{\text{вмо}} = Q_{\text{мо}} / c_{\text{рв}} \cdot \Delta t = 264 / (4,1868 \cdot 10) = 6,3 \text{ кг/с} = 22,68 \text{ т/г}$$

де $c_{\text{рв}} = 4,1868$, кДж/(кг·К) – теплоємність води;

$Q_{\text{мо}} = 0,0024 N_{\text{Г ПТУ}} = 153,6 \text{ кВт}$ – втрати на тертя в підшипниках турбогенератора (0,24% від потужності).

Витрата води на повітроохолоджувач

$$G_{\text{вво}} = Q_{\text{по}} / (c_{\text{рв}} \cdot \Delta t) = 1520 / (4,1868 \cdot 10) = 21,06 \text{ кг/с} = 90,2 \text{ т/г}$$

де $Q_{\text{по}} = 0,014 N_{\text{Г ПТУ}} = 882 \text{ кВт}$ – відвід тепла з повітрям від генератора (1,4% від потужності) [3]

3.9. Розробка системи охолодження газотурбінної електростанції

Газотурбінна електростанція повинна бути оснащена системою подачі охолоджуючої води до маслоохолоджувачів ГТЕ, повітроохолоджувачів генератора, повітроохолоджувача ГТД та іншого обладнання, яке потребує охолодження. Перелік споживачів охолодженої води у електростанції приведено у таблиці 3.2. Конденсатор ПТУ забезпечується водою із окремих градирень (температура води на вході до теплообмінника 25 $^{\circ}\text{C}$, температура води на виході 35 $^{\circ}\text{C}$). Для охолодження ГТЕ спроектована окрема двоконтурна система охолодження: температура води у першому контурі 35/45 $^{\circ}\text{C}$, у другому, який охолоджує перший контур і сам охолоджується у градирнях 25/35 $^{\circ}\text{C}$.

Звідси загальна витрата води у першому контурі складає:

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

$$G_{\text{гт}} = 432 + 137,8 + 22,68 + 112 = 704,48 \text{ т/г}$$

Загальна кількість тепла, що треба відібрати від води першого контуру

$$Q = 5024 + 800 + 264 + 1520 = 7608 \text{ МВт}$$

Таблиця 3.2

Загальний баланс споживання води в системі охолодження ПТУ

Елемент	Кількість	Витрата води, т/г		Тепловий потік, кВт	
		на елемент	всього	на елемент	всього
Конденсатор ПТУ	1	14630,8	14630,8	220417	220417
Повітроохолоджувач ГТД	2	432	864	5024	10048
Маслоохолоджувачі ГТД	2	137,8	275,6	800	1600
Маслоохолоджувачі генератора ГТД	2	22,68	45,36	264	524
Повітроохолоджувачі генератора ГТД	2	112	224	1520	3040
Маслоохолоджувачі генератора ПТ	1	22,68	22,68	264	264
Повітроохолоджувачі генератора ПТ	1	112	112	1520	1520

Витрата води у другому контурі ПГУ-325

$$G_{\text{II}} = Q / (c_{\text{рв}} \cdot \Delta t) = 7608 / (4,1848 \cdot 10) = 182 \text{ кг/с} = 654 \text{ т/год},$$

а на два блоки ПГУ-325 $G_{\text{II}} = 1308 \text{ т/год}$.

Тиск охолоджуючої води не повинен перевищувати:

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

- на маслоохолоджувачі, виносний повітроохолоджувач ГТД та охолоджувач системи наддуву генератора – 0,6 МПа;
- на повітроохолоджувач генератора – 0,3 МПа.

Для подачі води на виносний повітроохолоджувач ГТД повинна використовуватися вода з системи оборотного водопостачання з загальною жорсткістю не більше 0,5 мг-екв/л чи вода з природного джерела з карбонатною жорсткістю не більше 2 мг-екв/л. Вміст механічних домішок величиною більше 1,0 мм не допускається.

Система подачі охолоджуючої води повинна бути оснащена не менш ніж двома насосами (робочим та резервним). Перерви у подачі охолоджуючої води в системі не допускаються. У трубопроводах охолоджувальних середовищ (повітря та мастило) повинні бути встановлені сигналізатори тиску та датчики витрат (у трубопроводах подачі води на кожну групу охолоджувачів окремо), від яких при зупинці подачі води подається сигнал до САК ГТД.

Схема системи оборотного водопостачання ГТД виконана двоконтурною. Циркуляційні насоси першого контуру забирають воду із баку і через охолоджувачі подають її до маслоохолоджувачів і повітроохолоджувачів ГТД і генератора. У охолоджувачах вода першого контуру охолоджується технічною водою, яка подається із градирні. Така схема відповідає високим вимогам до якості води, яка подається на теплообмінники: у першому контурі циркулює високоякісна вода високого очищення, у другому контурі – звичайна вода з системи оборотного водопостачання. Оскільки до якості води, що подається до конденсатора ПТУ, менш жорсткі вимоги, його можна охолоджувати безпосередньо технічною водою, що зменшує кількість високоякісної води, яку треба приготувати для першого контуру. Компенсація можливих втрат води у першому контурі виконується за допомогою водопідготовчої установки.

3.10. Вибір і розрахунок градирні для системи охолодження ГТД

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Для видалення тепла, що було відібрано від елементів газотурбінної установки, пропонується для охолодження ГТД використовувати вентиляторну градирню БВГ – 600 “МАКСИ”, яка призначена для використання у системах оборотного водопостачання для охолодження води, яка надходить з витратою від 300 до 600 м³/год від виробничого обладнання, яке потребує водяного охолодження.

Вода, яка охолоджується, не повинна чинити агресивний та абразивний вплив на елементи градирні та містити самозаймисті домішки. Вміст у воді жирів, смол та нафтопродуктів не повинно перевищувати 25 мг/л, а взвішаних частинок – 80 мг/л. Кислотність та лужність води, що використовується, повинна бути в межах $6 < \text{pH} < 9$. Температура води на вході до градирні не повинна перевищувати 65°C (допускається короткочасне підвищення температури оборотної води до 70°C).

Градирня встановлюється на вже існуючому чи спеціально підготовленому басейні. Градирня не призначена для експлуатації у вибухонебезпечному середовищі.

Таблиця 3.3

Основні технічні данні градирні

Найменування параметра	Модель БВГ – 600
Допустиме гідравлічне навантаження, м³/год:	
- мінімальна	300
- номінальна	480
- максимальна	600
Перепад температур води, °C	5÷20
Теплове навантаження, Мкал/год (кВт)	не менше 2600 (2900)
Крапельне винесення, %	не більше 0,01
Діаметр вентилятора, мм	2400 (2шт)
Потужність, яку споживає електродвигуна вентилятора, кВт	(8/1,4)×2
Рівень шуму на відстані 10 м, Дб	не більше 70

Габаритні розміри (L×B×H),мм	8200×4900×4200
Допустима температура на вході до градирні, °С	не більше 65
Подача води	4×150
Маса без води,кг	не більше 7000
Маса робоча, кг	не більше 10000

Виходячи із параметрів для охолодження однієї ГТУ (маслоохолоджувачі та повітроохолоджувачі ГТД та генератора) потрібно використати 2 градирні.

Градирня являє собою теплообмінник з примусовою вентиляцією, який працює за принципом протитоку води та повітря. Вона складається з двох автономних секцій (блоків), кожна з яких має свою вентиляційну установку, водорозподільну систему з форсунками, зрошувач та водоуловлювач.

Каркас градирні представляє собою сталеву конструкцію з окремих блоків, які в свою чергу з'єднані між собою за допомогою шпильок. На каркас градирні встановлюється опорна конструкція, на якій монтується вентиляторна установка та огороження. Двигун вентилятора встановлений на триконсольному держателі та через гумові пружини (сайлентблоки) прикріплений до сталевій конструкції дифузору. Зверху опорна конструкція закрита рифленими листами. Обшивка градирні являє собою профільні оцинковані чи ПВХ листи, які кріпляться до каркасу за допомогою саморізів.

Зрошувач складається з гофрованих ПВХ листів, зібраних у блоки, які встановлюють у два яруси.

Водорозподільна система кожної секції складається з двох з'єднаних між собою колекторів, які підключаються до подавального трубопроводу за допомогою фланців. Всередині градирні кожний колектор має патрубки, які закінчуються різьбою для приєднання форсунок (загальна кількість – 50 шт.). Водорозподільна система кожної секції градирні підключається до окремого подавального трубопроводу, який обладнаний засувкою та манометром. На форсунках, розташованих

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

безпосередньо біля обшивки градирні, встановлюється обмежувач розбризкування.

Над водорозподільною системою розміщені блоки водовловлювачів, які представляють собою набір профільних ПВХ листів, що розташовані паралельно один одному та зафіксованих між собою з'єднувальними елементами.

Повітрозабірні вікна градирні мають жалюзі з ПВХ.

На корпусі кожної секції градирні монтується електророзподільна коробка, до якої виведені електричні кабелі двигуна вентилятора. Крім цього передбачається вимикач для відключення двигуна вентилятора від мережі та розетки для підключення ручного електричного інструменту під час ревізій чи ремонтних робіт.

Для зручності та безпеки обслуговування градирня оснащена драбиною з огороженням. До дифузору вентиляторної установки кріпиться захисна решітка.

Робота градирні полягає у наступному: нагріта вода по трубопроводам, які призначені для підводу води, надходить до колектора водорозподільної системи кожної секції та розбризкується форсунками рівномірно по усій площі зрошувача. Стікаючи по гофрованій поверхні листів зрошувача, вода частково випаровується, та віддає тепло зустрічному потоку повітря, який створюється вентиляторами. Крапельки вологи, які відносяться потоком повітря затримуються водоуловлювачем та стікають в низ. Проходячи через зрошувач, вода збирається у басейні, звідки відводиться зворотно на технологічне обладнання. На подавальному трубопроводі кожної секції градирні встановлюються контрольні манометри, які можуть регулювати тиск води перед форсунками. Це дозволяє в будь-який момент встановити оптимальний режим розбризкування води, при якому охолодження найбільш ефективне.

Витрати води у оборотному циклі складаються з наступних складових: випаровування P_1 ; крапельне винесення P_2 ; продувка P_3 .

$$P = P_1 + P_2 + P_3$$

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Данні величини характеризують водний режим оборотної системи та називають параметрами водяного режиму.

Кількість води, яка випаровується P_1 , % визначають за формулою:

$$P_1 = a \cdot (t_1 - t_2),$$

де a – спеціальний коефіцієнт, який залежить від температури повітря;

t_1, t_2 – температура відповідно нагрітої та охолодженої води.

Температура повітря	-20	-15	-10	0	10	20	30	40
Коефіцієнт a	0,035	0,042	0,055	0,087	0,12	0,14	0,15	0,16

Для розрахункової температури 15°C $a=0,13$, тоді

$$P_1 = 0,13 \cdot (35 - 25) = 1,3\%$$

Кількість води, що випаровується у градирні:

$$G_B = G_{II} P_1 / 100 = 182 \cdot 1,3 / 100 = 2,366 \text{ кг/с},$$

Кількість тепла, що передається у градирні:

$$Q = r G_B = 2465,6 \cdot 2,366 = 5833,6 \text{ кВт},$$

де $r=2465,6 \text{ кДж/кг}$ – теплота випаровування води.

Таким чином, для системи охолодження ГТУ необхідно встановити дві градирні.

Величина крапельного виносу P_2 для даної градирні не перевищує 0,01%.

Витрати води на продувку P_3 залежать від якості свіжої води, яку додають до системи, способу її хімічної обробки та вимог до сольового складу оборотної води в системі оборотного водопостачання. У загальному випадку вони складають 1..3%, приймаємо $P_3=1\%$.

Таким чином загальний винос води складає

$$P = P_1 + P_2 + P_3 = 1,3 + 0,01 + 1 = 2,31\%$$

					ВКР.144.6241м.04.03.ПЗ		Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата			

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
					Дослідницький розділ				Літ.	Арк.	Аркушів
Студент	Дроботун ДП										
Керівник	Бондаренко М.С								НУК		
Консульт.											

РОЗДІЛ 4. ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

4.1. Перспективи підвищення ефективності використання ТЕЦ у міській інфраструктурі

4.1.1. Підвищення ефективності ТЕЦ

В умовах сучасного енергетичного ринку теплоелектроцентралі (ТЕЦ) повинні конкурувати з іншими джерелами теплової й електричної енергії. Тарифи на електроенергію від ТЕЦ, що перебувають у центрі навантажень, містять у собі транспортну складову, порівнянну з вартістю виробництва електроенергії. У таких умовах ТЕЦ стає все складніше конкурувати на оптовому ринку електроенергії з АЕС, ГЕС і ГРЕС.

Зараз техніко-економічні показники більшості ТЕЦ із початковим тиском пари 12,8 МПа порівнянні з показниками конденсаційних станцій сверхкритичного тиску, а в ряді випадків спостерігається перевитрата палива в порівнянні із ГРЕС. Основною причиною зниження теплової економічності є істотне скорочення виробництва електроенергії при тепловому постачанні, обумовлене зменшенням відпустки теплоти від ТЕЦ із гарячою водою й технологічною парою.

Разом з тим, на більшості міських ТЕЦ є значні резерви для підвищення ефективності, пов'язані з використанням енергетичного потенціалу ТЕЦ у міській інженерній інфраструктурі.

Енергетичний потенціал ТЕЦ може бути ефективно використаний у системі міського водопостачання як для підігріву вихідної води перед водоочисними спорудами (ВОС), так і для підвищення температури холодної питної води перед подачею споживачам [11].

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

4.1.2. Структура систем водопостачання населених пунктів

Система водопостачання міста - це складний багатофункціональний комплекс, що працює безупинно 365 днів на рік. Основними елементами системи є спорудження, що здійснюють забір й очищення води, а потім доставку ресурсу до споживача. Відведення використаної води - завдання споруджень каналізації.

Класична схема водопостачання міста виглядає наступним чином [12]. Вода забирається з поверхневого або підземного джерела. У першому випадку воду підготовляють, змішуючи з реагентами й відстоюючи в резервуарах, потім фільтрують і знезаражують. У другому випадку воду очищають від домішок: підземна вода, як правило, не вимагає знезаражування, але має високу мінералізацію й частий зміст домішок у ній перевищує припустимі концентрації. Після підготовки очищена вода питної якості попадає в транспортну систему. Під напором, що забезпечують насосні станції, вода попадає споживачам. Залежно від рельєфу місцевості, транспортна система може мати кілька підйомів, кожний з яких піднімає воду на висоту від 10 до 90 метрів.

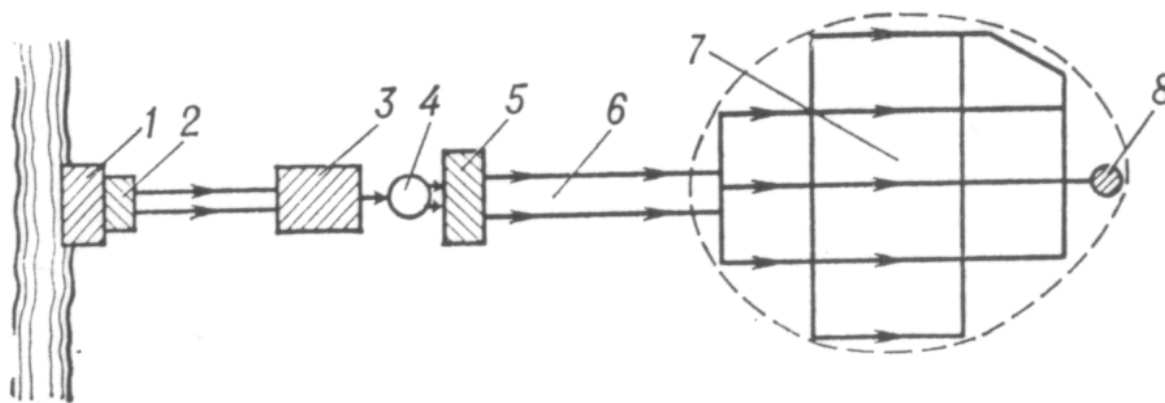


Рис. 4.1 Загальна система водопостачання міста

- 1 – водоприймальні споруди; 2 – насосна станція першого підйому;
3 – очисні споруди; 4 – резервуар; 5 – насосна станція другого підйому;
6 – магістральний водовід; 7 – водогінна розподільна мережа

На всіх етапах доставки води до споживача здійснюється бактеріологічний і хімічний контроль якості.

Розглянемо докладніше основні елементи системи водопостачання при заборі води з поверхневого джерела (річка, озеро, водоймище та ін.): водозабірне спорудження, насосну станцію першого підйому, водопровідні очисні спорудження.

1. Водозабірні спорудження призначені для забору води з поверхневого вододжерела, розташовані, як правило, у прибережній зоні водойми. Якщо забір води здійснюється з річки, то водозабірне спорудження розташовують вище населеного пункту за течією річки. Водозабірне спорудження забезпечує не тільки надійний забір води у різних гідрологічних умовах: літня спека, зимовий льодостав, льодохід, весняний паводок й ін., але й завдяки спеціальній конструкції й пристроям (рибозахисні пристрої й сміттєзахисні сітки) перешкоджає засмоктуванню молоді риби і різного сміття.

2. Насосна станція першого підйому подає воду від водозабірної спорудження до водопровідних очисних споруджень.

3. Водопровідні очисні спорудження (ВОС) призначені для очищення й знезаражування води. Вода поверхневих джерел потребує очищення, тому що не відповідає вимогам до питної води централізованих систем господарсько-питного водопостачання.

Елементи системи водопостачання при заборі води з підземного джерела (свердловини):

1. Водозабірні свердловини. Призначена для забору й підйому води з підземного водоносного шару. Для централізованого господарсько-питного водопостачання вибирається захищений обрій з якістю води, що найбільше відповідає санітарним вимогам до питної води. У багатьох випадках підземна вода досить чиста й може бути подана споживачам без спеціального очищення й знезаражування. Водозабірні свердловини складаються із власної свердловини з обсадною колоною, свердловинного насоса, що забезпечує підйом води й подачу

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

її на ВОС або в резервуари чистої води, і павільйону, де розташовані системи електропостачання й керування свердловинним насосом і засувки. Якщо добута підземна вода досить чиста й не вимагає очищення, вона направляється в резервуари чистої води (РЧВ). При значному розмірі населеного пункту й великої довжини водогінної мережі, перед подачею в РЧВ вода також як й у випадку з поверхневим джерелом піддається знезаражуванню реагентом пролонгованої дії.

2. Резервуари чистої води. Призначені для зберігання запасів очищеної води. Вони необхідні для узгодження обсягів очищеної води після ВОС із рівномірною витратою води, що подається в місто, з нерівномірним протягом доби споживанням. Також РЧВ призначені для зберігання аварійного запасу води на випадок зупинки водозабірних споруджень або ВОС.

3. Насосна станція другого підйому. Використовується для транспортування води з резервуару чистої води у водогінну мережу до абонентів. Насосна станція другого підйому забезпечує необхідний тиск води у водогінній мережі.

4. Магістральні водоводи. Призначені для транспортування води від площадки очисних споруджень із насосною станцією II підйому в населений пункт.

5. Водогінна розподільна мережа. Призначена для рівномірного розподілу води по території населеного пункту (міста) і підведення її до всіх споживачів у необхідній кількості.

6. Споживачі (абоненти) - житлові будинки (населення), підприємства, суспільні установи, протипожежні потреби й ін.

Розглянемо докладніше процеси, що протікають на водоочисних спорудах. Для того щоб видалити тверді домішки, волокна, колоїдні суспензії, мікроорганізми й поліпшити органолептичні властивості води, неї піддають складному багатоступінчастому очищенню [12]. При цьому для досягнення максимальної ефективності необхідне сполучення двох технологій: механічної фільтрації й хімічної обробки.

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Застосування механічної фільтрації спрямовано на видалення із середовища видимих твердих і волокнистих включень, таких як іржа, пісок, різні волокна й т.д.

Хімічна обробка дозволяє привести до норми хімічний склад й якісні показники води. Така обробка складається з декількох етапів, кількість яких залежить від характеристик вихідної води.

Основними методами хімічного очищення води є: відстоювання, знезаражування, коагуляція, зм'якшення, освітління, аерація, демінералізація й фільтрація.

При використанні технології відстоювання на водоочисних спорудженнях водозабірних станцій установлюються резервуари з переливним механізмом або організують залізобетонні відстійники на глибині 4-5 м. Рух води організований таким чином, що нижні шари перетікають повільніше, ніж верхні, а швидкість руху води усередині резервуара підтримується на мінімальному рівні. Такі умови забезпечують осідання важких часток на дно резервуара, які потім віддаляються через відвідні канали. Такий процес триває в середньому 5-8 годин, при цьому осідає порядка 70 % важких домішок.

Технологія знезаражування використовується для видалення з води шкідливих мікроорганізмів. Системи знезаражування встановлюються на всіх водоочисних спорудженнях водозабірних станцій. Дана технологія здійснюється шляхом опромінення або додавання спеціальних хімічних реагентів. Основна перевага віддається реагентам на основі хлору через його здатність зберігати активність у рухливому середовищі й робити дезінфікуючу дію на внутрішні стінки трубопроводу, також хлорвмісні з'єднання добре розчиняються у воді.

Для очищення води від розчинених домішок, які не можуть бути вилучені фільтруючими сітками, застосовується коагуляція. Цей процес відбувається за рахунок укрупнення дисперсних часток при їхній взаємодії й об'єднанні в агрегати. Органічні домішки й великі білкові молекули, що перебувають у зваженому стані сліпаються, тим самим утворюючи великі важкі пластівці, які

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

випадають в осад, і захоплюють за собою органічні суспензії й деякі мікроорганізми.

В якості коагулянти для води використовують поліоксихлорид або сульфат алюмінію, калійно-алюмінієві квасци. Реагенти викликають злипання органічних домішок, великих білкових молекул, планктонів, що перебувають у зваженому стані. У воді утворюються великі важкі пластівці, які випадають в осад, захоплюючи за собою органічні суспензії, деякі мікроорганізми. М'яку воду обробляють содою або вапном для швидкого утворення пластівців.

У зв'язку з тим, що вміст у воді солей твердості строго регламентовано, на станціях водоочищення використовують технологію пом'якшення. Для очищення води від домішок використовуються фільтри з аніонними або катіонними іонообмінними смолами. При проходженні води через фільтри, іони твердості заміщаються воднем або натрієм, що безпечний для людини й системи водопостачання.

Методику освітлення використовують в основному для очищення поверхневих вод від фульвокислот, гуминових кислот й органічних домішок. У першу чергу вода направляється в змішувальну камеру, де відбувається додавання хлорвмісного реагенту й хімічного коагулянту. Хлор сприяє руйнуванню органічних включень, а коагулянти виводять їх в осад.

Технологія аерації застосовується при необхідності видалити з води двовалентне залізо, марганець й інші домішки, що окисляються. При використанні напірної аерації рідина барботується повітряною сумішшю. Розчинений у воді кисень окисляє гази й солі металів, тим самим виводячи їх із середовища у вигляді осаду або нерозчинних летучих речовин. Безнапірна аерація вимагає більше простого встаткування й проводиться в спеціальних душовальних установках. У середині камери вода розпорошується через ежектори для збільшення площі контакту з повітрям.

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

На етапі хімічного очищення води також застосовується фільтрація. Воду пропускають через вугільні фільтри, які поглинають до 95 % домішок як хімічних, так і біологічних. Вугільна фільтрація очищає воду від важких металів й органіки.

Аналіз процесів, що проходять на водоочисних і водопідготовчих станціях, показав, що швидкість коагуляції істотно залежить від температури вихідної води. Це пов'язане з тим, що при її зниженні зменшується енергія теплового руху молекул, що приводить до збільшення в'язкості й ступеня гідратації часток. Так наприклад, при зміні температури води з 30 °C до 1 °C в'язкість збільшується у два рази [12].

Зниження температури приводить до зменшення сил зчеплення часток один з одним і впливає на швидкість формування осаду, а також на розмір його агрегатних утворень. Для того щоб інтенсифікувати процеси освітлення й знебарвлення води з низькою температурою використовують флокулянт. Ця речовина сприяє прискоренню злипання агрегативно нестійких часток і підвищує міцність пластівців.

Таким чином, для інтенсифікації процесу освітлення й зменшення витрати коагулянту й флокулянта раціональним рішенням є підігрів підготовлюваної води, здійснення якого можливо шляхом використання енергетичного потенціалу ТЕЦ [11].

4.1.3. Перспективи застосування ТЕЦ у системі міського водопостачання

Для організації регульованого підігріву води системи міського водопостачання пропонується застосовувати відпрацьовану пару теплофікаційних турбін, що дозволить максимально повно використати переваги теплофікації.

Основною перевагою регульованого (до 20°C) підігріву холодної питної води перед подачею споживачам є часткове заміщення пари опалювальних

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

відборів парою, що відробила у турбіні ТЕЦ, при підігріві води для системи гарячого водопостачання.

Поліпшення техніко-економічних показників ТЕЦ буде відбуватися при використанні запропонованої технології як для відкритої, так і для закритої системи тепlopостачання. Для закритої системи тепlopостачання зниження витрати теплоти досягається за рахунок використання в споживачів для готування гарячої води більше теплої вихідної питної води, а також при змішанні у водорозбірних пристроях [11]. У відкритій системі тепlopостачання поліпшення енергетичних показників ТЕЦ досягається за рахунок зменшення кількості гарячої води, використовуваної споживачами, при її змішанні у водорозбірних пристроях з більше теплою водою системи холодного водопостачання.

Технологія регульованого підігріву питної води дозволяє забезпечувати до 30% від загального теплового навантаження гарячого водопостачання за рахунок відпрацьованої пари теплофікаційних турбін.

Технологія підігріву холодної питної води на ТЕЦ дозволяє знизити собівартість підігріву води для гарячого водопостачання (ГВП). Отже, навіть із урахуванням збільшення витрати холодної питної води, буде досягатися економічний ефект, що дозволить стримування росту тарифу на ГВП.

Запропонована технологія регульованого підігріву питної води рекомендується до впровадження, у першу чергу, на об'єктах (містах, підприємствах), що мають як системи тепlopостачання, включаючи ТЕЦ, так і системи водопостачання. У цьому випадку системний ефект пов'язаний з економією палива на ТЕЦ, буде враховуватися при формуванні тарифів на гаряче й холодне водопостачання.

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

4.2. Можливості підвищення ефективності ТЕЦ за рахунок оптимізації режиму роботи баків-акумуляторів

На ТЕЦ, підключених до відкритих систем тепlopостачання, з витратою підживильної води тепломережі, що перевищує 1000 т/г, котрі мають достатню кількість баків-акумуляторів, існує можливість знизити частку конденсаційного виробництва електроенергії в період максимального електричного навантаження станції.

Для таких електростанцій характерні наступні режими роботи:

- вночі, при мінімальній витраті підживильної води тепломережі баки-акумулятори починають інтенсивно заповнюватись деаерованою підживильною водою, збільшуючи при цьому продуктивність водоподготовчої установки;
- вдень, при збільшенні водоразбору на потреби ГВП баки-акумулятори починають використовувати для компенсації годинної нерівномірності водоспоживання [13, 14].

Такий режим роботи був актуальний у радянський час, у зв'язку з тим, що для забезпечення надійного тепlopостачання споживачів була потрібна значна витрата підживильної води, яка у період максимального водоспоживання, як правило, була вище максимальної продуктивності водоподготовчих установок.

Зараз же спостерігається значне скорочення витрати підживильної води тепломережі, що робить описаний вище режим роботи невиправданим. Зниження витрати підживильної води пояснюється використанням децентралізованих джерел теплоти, що виключає нові підключення споживачів до вже існуючих централізованих теплоджерел, а також використанням приладів комерційного обліку у більшості споживачів теплової енергії [11].

Розвиток ринкових відносин між постачальниками й споживачами теплової й електричної енергії обумовлює повсюдне введення комерційного обліку, тобто тенденція зниження витрати підживильної води збережеться.

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Таким чином, перехід на новий режим роботи акумуляторних баків підживильної води тепломережі дозволить значно знизити частку конденсаційного вироблення електроенергії на ТЕЦ.

4.3. Варіанти використання ТЕЦ у схемі підготовки питної води системи централізованого холодного водопостачання

Економічно ефективним рішенням у масштабах міста є спільне використання інженерної інфраструктури централізованого тепло- і водопостачання споживачів. Одним з варіантів такого спільного використання інженерної інфраструктури є застосування ТЕЦ в схемі підготовки питної води системи централізованого холодного водопостачання [15–17].

Запропонована технологія здійснюється шляхом включення конденсатора парової турбіни ТЕЦ по охолодному середовищу в трубопровід вихідної або очищеної питної води перед подачею в систему централізованого холодного водопостачання [11].

Пропонується два варіанти реалізації розробленої технології регульованого підігріву питної води [11]:

1. Установка ТЕЦ (міні-ТЕЦ) на території або в безпосередній близькості від водоочисних споруджень (ВОС). У конденсатор направляється очищена від грубодисперсних домішок вихідна вода ВОС перед установкою коагуляції.

2. Використання існуючої міської ТЕЦ. У конденсатор направляється питна вода системи централізованого холодного водопостачання, після чого вона повертається в міську водогінну мережу.

У першому варіанті наявність власного автономного джерела теплової й електричної енергії - міні-ТЕЦ (з паротурбінними або парогазовими установками) дозволяє забезпечити надійне енергопостачання ВОС при максимальній тепловій

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

економічності міні-ТЕЦ, що працює без втрат теплоти в конденсаторі парової турбіни (холодному джерелі).

Використання вихідної води ВОС перед установкою коагуляції для охолодження конденсатора парової турбіни міні-ТЕЦ дозволяє підвищити ефективність водоочищення.

Як відомо, швидкість коагуляції прямо залежить від температури підготовлюваної води. При недостатній температурі вихідної води й низкою швидкості протікання процесу коагуляції для інтенсифікації процесів освітлення й знебарвлення води застосовується флокулянт, речовина, що прискорює злипання агрегативно нестійких часток і підвищує міцність пластівців. Для зменшення витрати коагулянту й флокулянта необхідний регульований підігрів підготовлюваної води. У зв'язку із цим пропонується внести зміни в типову схему водопідготовки, відповідно якої воду через водоприймальне спорудження насосною станцією першого підйому подають на водоочистні спорудження й у резервуар чистої води. Після цього насосною станцією другого підйому воду по водоводам направляють споживачам [11].

Особливістю першого варіанта є те, що воду після насосної станції першого підйому направляють як охолоджувальне середовище в конденсатор парової турбіни ТЕЦ, розташованої на території водоочисних споруджень або в безпосередній близькості від ВОС (рис. 4.2).

Здійснення регульованого підігріву вихідної води (до 20-30 °С) дозволяє інтенсифікувати процеси освітлення й зменшити витрату реагентів при підготовці питної води.

Таким чином, запропоноване рішення по використанню ТЕЦ у технологічному циклі підготовки питної води дозволяє максимально ефективно використати переваги теплофікації, а саме забезпечити виробництво електроенергії без втрат теплоти в навколишнє середовище, пов'язаних з охолодженням конденсатора парової турбіни.

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

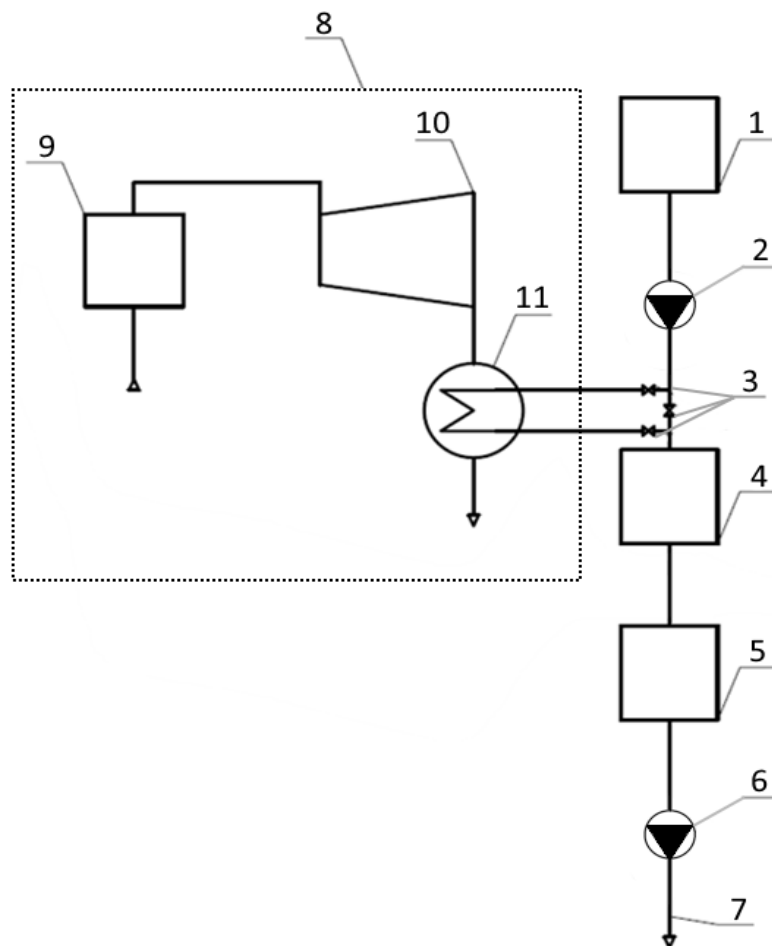


Рис. 4.2 Використання конденсатора ТЕЦ для підігріву вихідної води:
 1 – водоприймальна споруда; 2 – насосна станція першого підйому;
 3 – регулювальні пристрої; 4 – споруди водоочищення; 5 – резервуар
 чистої води; 6 – насосна станція другого підйому; 7 – водоводи; 8 – ТЕЦ;
 9 – паровий котел; 10 – парова турбіна; 11 – конденсатор

У випадку знаходження ТЕЦ на значній відстані від водоочисних споруджень, а також відсутності можливості установки ТЕЦ на ВОС пропонується використати другий варіант (рис. 4.3).

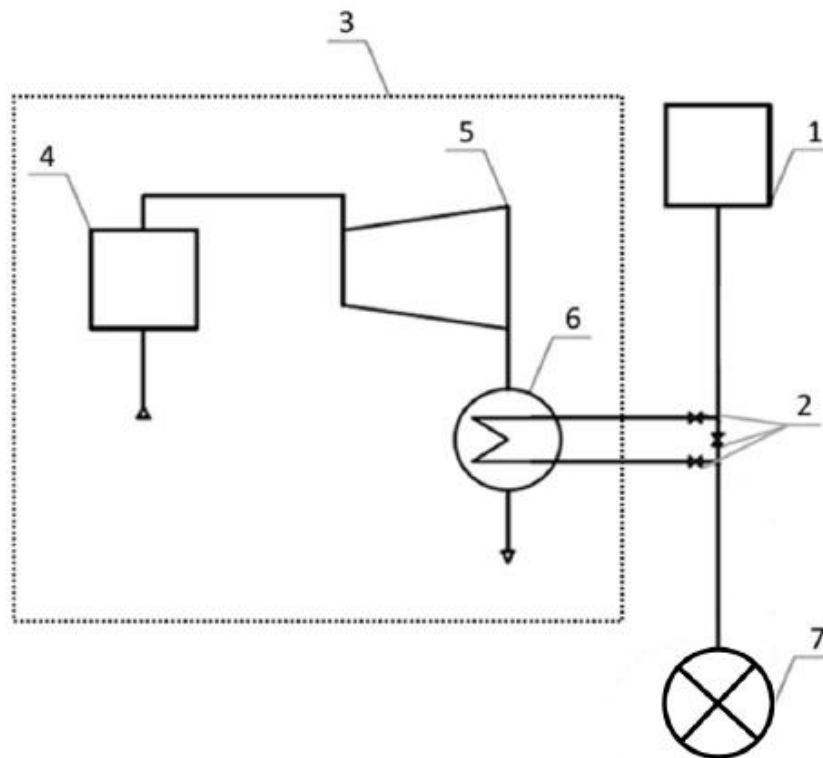


Рис. 4.3 Використання конденсатора ТЕЦ для підігріву води системи централізованого холодного постачання:

1 – міські споруди водоочищення; 2 – регулювальний пристрій; 3 – ТЕЦ;
4 – паровий котел; 5 – парова турбіна; 6 – конденсатор; 7 – споживач

Реалізація другого варіанта технології здійснюється шляхом включення вбудованого пучка конденсатора парової турбіни по охолодному середовищу в трубопровід питної води системи централізованого холодного водопостачання перед подачею споживачам і припускає регульований підігрів цієї води до 20 °С. Причому регульований підігрів питної води системи централізованого холодного водопостачання (ХВП) у конденсаторі парової турбіни перед подачею споживачам виконується протягом всього року при використанні артезіанських джерел ХВП й протягом холодної пори року - при водозаборі з поверхневих водойм.

Основним результатом регульованого підігріву питної води, що направляється споживачам, є зниження витрати теплоти на підігрів води системи ГВП як відкритих, так і закритих систем теплопостачання [11].

У закритих системах теплопостачання зниження витрати теплоти досягається за рахунок використання у споживачів для приготування гарячої води більше теплої вихідної питної води, а також при змішанні у водорозбірних пристроях.

Підвищення економічності відкритих систем теплопостачання досягається тільки за рахунок зменшення кількості гарячої води, використовуваної споживачами, при її змішанні у водорозбірних пристроях з більше теплою водою системи ХВП.

Варто також відзначити, що залежно від відстані між ТЕЦ та міським водозабором й ступеня розгалуженості інженерних мереж водопостачання підігрів холодної питної води може бути здійснений не у всіх споживачів.

Приклад застосування технології регульованого підігріву питної води у схемі трубопроводів питної води діючої теплоелектроцентралі показано на рис. 4.4.

Як правило, на ТЕЦ питна вода надходить по двох незалежних трубопроводах: основному й резервному, що дозволяє задіяти один з них для організації підігріву питної води в конденсаторі турбіни перед подачею споживачам. На рис. 4.4 пунктирною лінією показана схема реконструкції трубопроводів питної води.

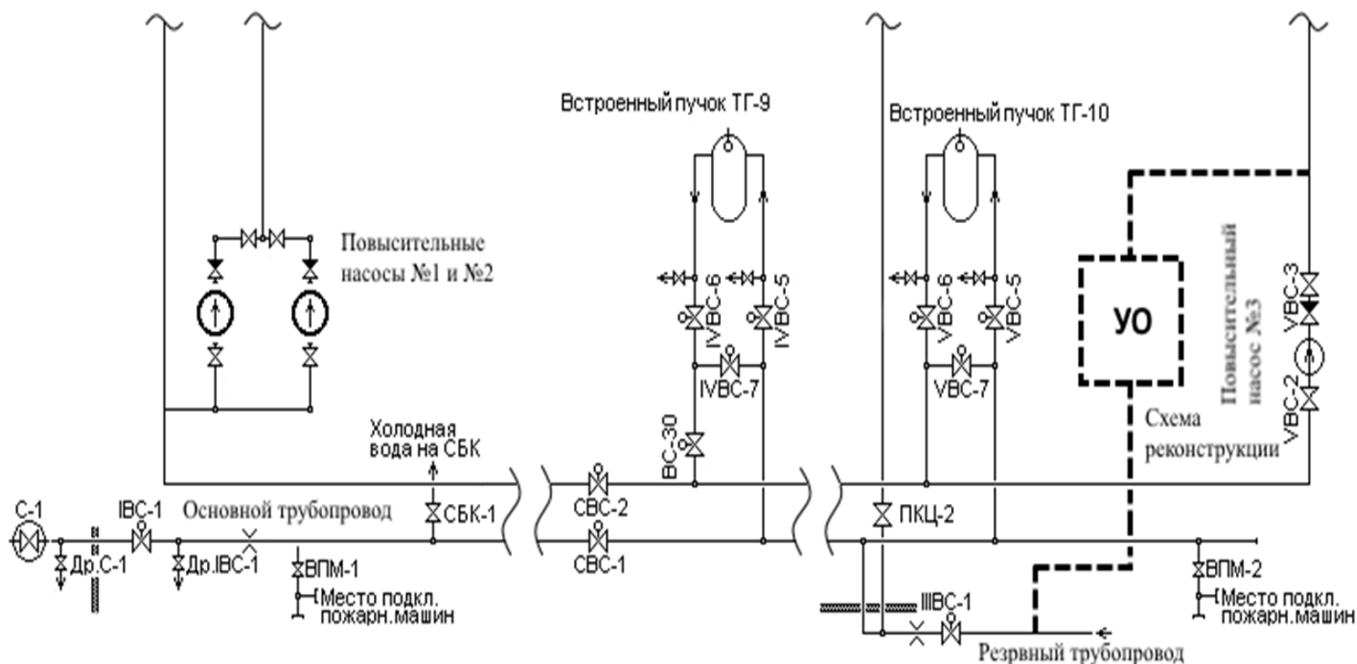


Рис. 4.4 Схема для реалізації регульованого підігріву питної води на ТЕЦ

Запропонована технологія реалізується в такий спосіб.

Питна вода для забезпечення технологічного процесу (підготовки підживильної води тепломережі), а також регульованого підігріву за запропонованою технологією надходить на ТЕЦ по основному трубопроводі через відкриті засувки С-1 й ІВС-1. Резервний трубопровід питної води використовується для подачі нагрітої до 20°C води після вбудованого пучка турбіни споживачам ХВП. Для цього закривається засувка ІІВС-1 і включається підвищувальний насос №3. З огляду на те, що резервний трубопровід гідравлічно пов'язаний з розгалуженою мережею трубопроводів централізованої системи ХВП, включення підвищувального насоса дозволяє подавати воду споживачам холодної води. Одночасно із включенням підвищувального насоса №3 на ТЕЦ повинні бути відключені насоси на насосній станції другого підйому водоочисних споруджень міськводоканалу.

Проведений аналіз [11] показав, що регульований підігрів питної води дозволяє забезпечувати до 30 % від загального теплового навантаження ГВП за рахунок пари, що відробило, теплофікаційних турбін.

Варто відзначити, що негативним наслідком регульованого підігріву питної води є розвиток біологічних процесів, що приводять до погіршення її властивостей за мікробіологічними показниками. Для виключення розвитку біологічних процесів пропонується використання установки знезаражування питної води, включеної на ТЕЦ у трубопровід перед подачею споживачам ХВП.

Установка знезаражування може бути виконана на базі технологій ультрафіолетового знезаражування (УФЗ). Дезінфекція води за допомогою Уф-випромінювання вважається одним з найбільш безпечних методів, оскільки ультрафіолет являє собою природне випромінювання, здатне зробити негативний вплив на людський організм лише при досить тривалому впливі. Цей спосіб не впливає на фізико-хімічні властивості води, але при цьому очищає її від більшої частини шкідливих бактерій. Якщо у воді відсутні стійкі мікроорганізми, УФЗ є найбільш оптимальним способом, тому що воно більше економічно в порівнянні з іншими способами.

Також на ТЕЦ передбачається установка стаціонарних приладів оцінки якості питної води після регульованого підігріву з передачею показань у хімічну лабораторію ТЕЦ і міськводоканалу. Пропонується контролювати в реальному часі наступні показники якості води: мутність, кольоровість, окиснюваність, залізо, а також температуру.

Таким чином, реалізація запропонованого рішення регульованого підігріву питної води на ТЕЦ перед подачею в централізовану систему ХВП вимагає мінімальних витрат на реконструкцію.

Технологія регульованого підігріву питної води в конденсаторах парових турбін особливо актуальна для північних регіонів. Як правило, у цих регіонах для виключення замерзання водопроводу застосовується теплоізоляція трубопроводів і прокладка водоводів з тепловими супутниками. Регульований підігрів питної

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

води дозволить частково відмовитися від дорогих систем для запобігання замерзання водопроводу.

Позитивний ефект від використання запропонованої технології також може бути отриманий у системі водовідведення міста.

Відомо, що температура господарсько-побутових стоків не повинна опускатися нижче 12 °С, тому що це приводить до зниження ефективності роботи споруджень біологічного очищення. Наразі у зв'язку з установкою приладів обліку на гарячу воду істотно знизилася температура господарсько-побутових стоків до граничного значення 12 °С, що значно ускладнює роботу каналізаційних очисних споруджень (КОС). Підвищення температури холодної води, що надходить споживачам, підвищить ефективність роботи КОС міста в зимовий період за рахунок збільшення середньої температури каналізаційних стоків.

Крім досягнення істотної економії палива на ТЕЦ реалізація запропонованого рішення дозволяє підвищити надійність систем централізованого холодного водопостачання. Завдяки регульованому підігріву питної води перед подачею споживачам виключається конденсація водяних парів на поверхні трубопроводів, що, безумовно, знижує інтенсивність зовнішньої корозії трубопроводів води систем централізованого водопостачання.

4.4. Технологія енергоефективного використання баків-акумуляторів підживильної води тепломережі

Як правило, на ТЕЦ значні витрати вихідної підживильної води підігріваються в вбудованих пучках конденсаторів теплофікаційних турбін, що дозволяє виробляти найбільшу кількість електроенергії на тепловому споживанні, а, отже, істотно заощаджувати первинні енергоносії [11].

Для підвищення енергоефективності теплових електростанцій запропонований новий режим роботи водопідготовчої установки (ВПУ) приготування підживильної води тепломережі, при якому в години

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

максимального електроспоживання при максимальному пропуску пари в конденсатори парових турбін підживильну воду тепломережі акумулюють в існуючих баках-акумуляторах за рахунок збільшення пропуску вихідної підживильної води тепломережі через вбудований пучок конденсатора парової турбіни.

В години знижених електричних навантажень накопичену в баках-акумуляторах підживильну воду тепломережі направляють у зворотний трубопровід тепломережі перед мережними підігрівачами з одночасним зменшенням пропуску вихідної підживильної води тепломережі через вбудований пучок конденсатора парової турбіни [18, 19]. Подібна схема роботи дозволяє зберегти корисну ємність акумуляторних баків для подальшого їхнього заповнення в години максимальної електричної потужності станції, а також підвищити виробництво електроенергії на тепловому споживанні в години максимального електроспоживання при максимальному пропуску пари в конденсатори парових турбін.

Основною перевагою нового режиму роботи водопідготовчої установки приготування підживильної води тепломережі є можливість забезпечення необхідного підігріву вихідної підживильної води тепломережі перед декарбонізацією й вакуумною деаерацією (до 30-35 °C) за рахунок відпрацьованої у турбіні пари.

При використанні типової схеми заповнення баків-акумуляторів у нічний час, як правило, турбіни ТЕЦ працюють із мінімальними попусками пари в конденсатори, що не дозволяє забезпечити необхідний підігрів вихідної підживильної води.

У зимовий період нагрівання вихідної підживильної води тепломережі в вбудованих пучках конденсаторів турбін не перевищує 10-12°C. Подальший підігрів води до 30-35 °C здійснюється в підігрівачі вихідної води (ПХВВ) за рахунок пари виробничого відбору.

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Також недоліком запропонованого режиму роботи є необхідність періодичної зміни продуктивності водопідготовчої установки, однак на теплових електростанціях, що не мають установок пом'якшення підживильної води й обмежуються тільки деаерацією разом з введенням інгібіторів корозії (комплексонів), організація даного режиму не є складною.

Для ВПУ з установками пом'якшення запропонована схема ТЕЦ [1], у якій акумулююча ємність включається у трубопровід вихідної підживильної води тепломережі між конденсатором й установкою зм'якшення води (рис. 4.5).

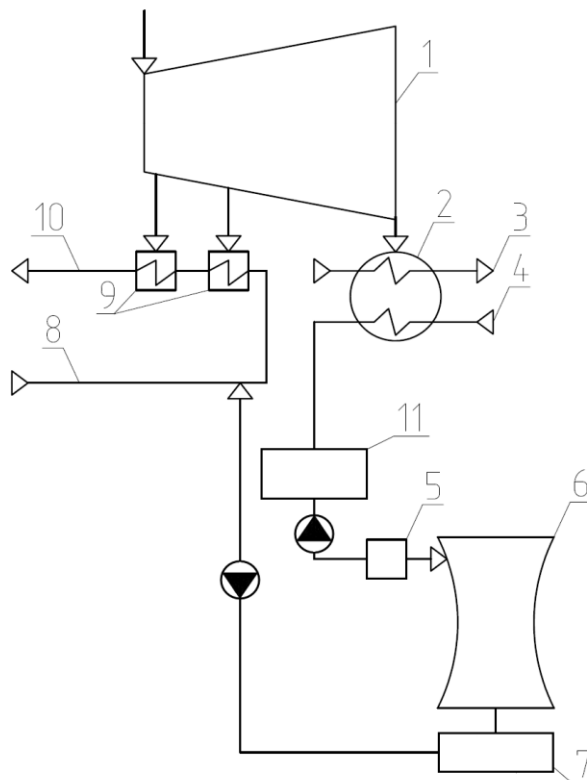


Рис. 4.5 Схема роботи баків-акумуляторів підживильної води тепломережі з установками пом'якшення

1 – парова турбіна; 2 – конденсатор; 3 – трубопровід охолоджуючої технічної води; 4 – трубопровід вихідної підживильної води тепломережі;
5 – установка пом'якшення; 6 – вакуумний деаератор під живильної води;
7 – баки запасу; 8 – зворотній трубопровід мережної води; 9 – мережні підігрівачі; 10 – подавальний трубопровід мережної води; 11 – акумулююча ємність

Запропоноване рішення дозволяє підвищити ефективність деаерації за рахунок вирівнювання витрати вихідної підживильної води тепломережі перед вакуумним деаератором, а також забезпечити максимальне виробництво електроенергії на тепловому споживанні без зниження якості водопідготовки.

4.5. Розробка рішення

Виходячи із отриманої інформації була розроблена схема утилізації низько потенційного тепла ТЕЦ, що виділяється у конденсаторі, яка представлена на кресленні. Схема є поєднанням рішень приведених на рис. 4.2 і 4.4.

Вода із природного джерела після насосної станції першого підйому направляється як охолоджувальне середовище в конденсатор парової турбіни ТЕЦ. Оскільки вода, що прийшла до конденсатору має низьку температуру, це дозволяє підтримувати низький вакуум у конденсаторі, а значить і високу потужність турбіни.

Підігрів вихідної води (до 20-30 °С) дозволяє інтенсифікувати процеси освітлення й зменшити витрату реагентів при підготовці питної води, що відбуваються у водоочисних спорудах, а також з економити тепло пари, яке б в іншому випадку подавалось із опалювального відбору.

Приготування підживильної води тепломережі відбувається в години максимального електроспоживання при максимальному пропуску пари в конденсатори парових турбін. Підживильна вода для теплової мережі забирається із водогону питної води після очисних споруд, проходить через окремий пучок у конденсаторі потрапляє до баку-акумулятору.

Підживильну воду тепломережі акумулюють в баках-акумуляторах за рахунок збільшення пропуску вихідної підживильної води тепломережі через убудований пучок конденсатора парової турбіни.

В години знижених електричних навантажень накопичену в баках-акумуляторах підживильну воду тепломережі направляють до водоочисної

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

установки і вакуумного конденсатору, а потім подають у зворотний трубопровід тепломережі перед мережними підігрівниками з одночасним зменшенням пропуску вихідної підживильної води тепломережі через убудований пучок конденсатора парової турбіни.

Подібна схема приготування підживильної води та роботи баків акумуляторів дозволяє:

- зберегти корисну ємність баків-акумуляторів для подальшого їхнього заповнення в години максимальної електричної потужності станції;

- підвищити виробництво електроенергії на тепловому споживанні в години максимального електроспоживання при максимальному пропуску пари в конденсатори парових турбін без зниження якості водопідготовки;

- підвищити ефективність деаерації за рахунок вирівнювання витрати вихідної підживильної води тепломережі перед вакуумним деаератором.

					ВКР.144.6241м.04.04.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

					ВКР.144.6241м.04.05.ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
					Конструкторський розділ				Літ.	Арк.	Аркушів
Студент	Дроботун ДП										
Керівник	Бондаренко М.С										
Консульт.									НУК		

РОЗДІЛ 5. КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

5.1. Загальні відомості

Виносний повітроохолоджувач ГТД–110 призначений для охолодження повітря, яке подається на охолодження робочих лопатей. Матеріал трубок – титан. Діаметр трубопроводів підведення та відведення води до повітроохолоджувача повинен бути не менше 200 мм. У місці з'єднання з повітроохолоджувачем трубопроводи повинні мати місцеве звуження до діаметру 150 мм (діаметр на фланці підведення та відведення води). Не допускається установка запірної арматури на лінію відведення води від повітроохолоджувача та об'єднання її з лініями підведення та відведення від іншого обладнання станції. Лінія відведення води повинна допускати короткочасний викид води з витратою 200 л/с та окремо насиченої пари з витратою 1,5 кг/с при цьому тиск на виході з охолоджувача не більше 0,6 МПа. Названі витрати води та пари відповідають умовам аварійної ситуації, коли при роботі ГТД на номінальній потужності зупиняється основний насос подачі охолоджувальної води, резервний насос не вмикається, а ГТД не зупиняється. Подача води на повітроохолоджувач ГТД припиняється в момент видачі команди на зупинку ГТД – «Стоп ГТД».

У графічній частині представлено виносний повітроохолоджувач ГТД–110.

5.2. Конструкція і розрахунок повітроохолоджувача

Повітроохолоджувач за схемою руху теплоносія є двоходовим по воді та триходовим за повітрям з розділенням потоку на дві частини. В одній частині напрямок руху повітря та води протиточні, в іншій частині – прямоточні. Для організації потоку повітря трубний пакет має перегородки з сегментними та внутрішніми вікнами.

					ВКР.144.6241м.04.05.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Оснoву теплопередаючого пакету повітроохолоджувача складають гладкі трубки (262 шт.) з зовнішнім діаметром 16 мм та товщиною стінки 1,5 мм з титанового сплаву ПТ–7М. Повітря рухається у міжтрубному просторі, вода – всередині трубок. Трубки розташовані «по вершинах рівностороннього трикутника» з кроком 21 мм. У трубних дошках трубки розвальцьовані та обварені аргонодуговим зварюванням. Спосіб фіксації трубок у перегородці – розвальцьовання.

Практично всі витискувачі у районі першого, другого та половини третього ходу повітря вварені між перегородками, крім витискувачів в районі другої половини третього ходу, які приварені до переднього корпусу.

Перед турбінним пакетом проти патрубків підводу повітря встановлені захисні екрани.

Після зварювання трубний пакет та корпус підлягають механічній обробці, що забезпечує їх збирання з мінімальними зазорами між перегородкою та корпусом.

Трубні дошки, обичайка переднього корпусу, перегородка та витискувачі виконані з титанового сплаву ПТ–3В. Корпус з патрубками підводу повітря виконано із жаростійкого сплаву. Патрубки відводу повітря виконані з матеріалу 12Х18Н10Т.

На виході повітря з трубчатого пакету між однією та другою його частинами встановлений щит, який використовується поверхневим уловлювачем крапель конденсату на повороті потоку. Під щитом у нижній частині корпусу передбачений штуцер патрубку для викидання конденсату водоповітряної суміші через дросельний пакет.

Підведення та відведення охолоджувальної води здійснюється з однієї сторони теплообмінника за допомогою днища з двома патрубками та перегородкою. Для перепуску води з однієї частини трубного пакету до другої на задній трубній дошці встановлена еліптична кришка. Матеріал кришок – 12Х18Н10Т. Елементи ущільнення кришок – гумові кільця.

Повітроохолоджувач встановлюється поряд з рамою ГТД на власних опорах.

					ВКР.144.6241м.04.05.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Розрахунки даного повітроохолоджувача виконано за допомогою спеціальної програми, вихідні дані для якої приведені у табл. 5.1-5.2, а результати представлено у наступних таблицях 5.3-5.5.

Таблиця 5.1

Вихідні данні

Найменування параметрів та розмірність	Величина
Температура повітря на вході в ГТД, °С	15
Відносна вологість повітря на вході в ГТД, %	60
Кількість крапельної вологи на вході в ГТД, г/м ³	0
Тиск повітря на вході в ГТД, бар	1,01
Кількість охолодженого повітря, кг/с	23,3
Температура повітря, °С:	
на вході	346
на виході	141
Тиск повітря на вході, бар	14,7
Допустима відносна величина втрат тиску повітря, %	4
Температура охолоджуючої води на вході, °С	35
Кількість охолоджуючої води, кг/с	120
Коефіцієнт використання води в пакеті охолоджувача	0,98
Коефіцієнт теплопровідності матеріалу трубок, Вт/(м·К)	11,0

Таблиця 5.2

Геометричні характеристики

Найменування параметрів та розмірність	Величина
Кількість підводів повітря, шт.	2
Кількість відводів повітря, шт.	2
Діаметр патрубків підводу повітря, мм	150
Діаметр патрубків відводу повітря, мм	150
Кількість потоків повітря, шт.	2
Кількість ходів повітря в потоці, шт.	3

Найменування параметрів та розмірність	Величина
Внутрішній діаметр корпусу охолоджувача, мм	700
Площа двох сегментних вікон між перегородкою та корпусом, м ²	0,059
Площа внутрішнього вікна у перегородці, м ²	0,078
Відстань між перегородками, мм:	
на вході повітря	300
на виході повітря	600
Величина зазору між перегородкою та корпусом, мм:	
мінімальний за кресленням	0,32
максимальний за кресленням	1,20
прийнятий у роботі	2,00
Величина зазору між витискачем та корпусом, мм:	
мінімальний	1,00
максимальний	1,02
Кількість трубок в пакеті для проходу води, шт.	224
Крок між трубками, мм	20
Кількість трубок в ряду у сегментних вікон, шт.	20
Кількість трубок в ряду у внутрішніх вікон, шт.	28
Кількість рядів трубок на одному ході повітря, шт.	9
Основні розміри трубок, мм:	
зовнішній діаметр	16
товщина стінки	2
Кількість підводів води, шт.	1
Кількість відводів води, шт.	1
Кількість ходів води, шт.	2
Діаметр патрубка підводу води, мм	150
Діаметр патрубка відводу води, мм	150
Довжина трубок в пакеті, мм	1200

Результати теплового розрахунку

Найменування параметрів та розмірність	Величина
Температура повітря, °С:	
на вході до холодильника	346
на виході з холодильника	141
Температура охолоджуючої води, °С:	
на вході	35
на виході	45
Максимальна температура трубок зі сторони повітря, °С	99,0
Максимальна температура трубок зі сторони води, °С	57,3
Коефіцієнт тепловіддачі від повітря у міжтрубному просторі, Вт/(м ² ·К):	
на першому ході повітря	1122
на другому ході повітря	642
Коефіцієнт тепловіддачі до води у міжтрубному просторі, Вт/(м ² ·К):	
на першому ході повітря	16485
на другому ході повітря	16061
Коефіцієнт термічного опору відкладень на внутрішній поверхні трубок, (м ² ·К)/Вт	0
Коефіцієнт теплопередачі через поверхню за середнім діаметром трубок, Вт/(м ² ·К):	
на першому ході повітря	988,3
на останньому ході повітря	618,4

Результати аеродинамічного розрахунку

Найменування параметрів та розмірність	Величина
Кількість охолодженого повітря, кг/с	23,3
Коефіцієнт опору:	
трубного пакету на останньому ході	2,49
патрубка вводу повітря	1,2
вхідного пристрою в пакет	0
внутрішніх вікон перегородок	2,0
сегментних вікон перегородок	2,0
патрубка відводу повітря	1,5
зазорів між корпусом та визискувачем	2,0
зазорів між корпусом та перегородками	1,25
Статичний тиск повітря, бар:	
в корпусі охолоджувача на вході	14,54
на першому вході у трубний пакет	14,54
на першому виході з трубного пакету	14,45
на другому вході у трубний пакет	14,41
на другому виході з трубного пакету	14,34
на третьому вході у трубний пакет	14,29
на третьому виході з трубного пакету	14,27
на четвертому вході у трубний пакет	14,24
у патрубку відводу повітря	14,04
Повний тиск повітря, бар:	
на вході в охолоджувач	14,7
на виході з охолоджувача	14,13
Абсолютна величина витрат тиску повітря, бар	0,66
Відносна величина витрат тиску повітря, %	4,462

Найменування параметрів та розмірність	Величина
Відносна величина перетікання повітряна останньому ході через пакет: через витиснювач через перегородку	0,045 0,07
Максимальна швидкість повітря, м/с: в трубному пакеті на вході в трубному пакеті на виході	40,2 10,6
Допустима максимальна швидкість повітря, м/с: з умов відсутності ерозійного зносу для кольорових сплавів для сталі з умов відсутності зриву крапель вологи	10,9 16,4 1

Таблиця 5.5

Результати гідравлічного розрахунку

Найменування параметрів та розмірність	Величина
Кількість охолоджуючої води, кг/с	120
Абсолютна величина шорсткості внутрішньої поверхні трубок, мм	0,02
Швидкість води в трубках, м/с	4
Число Рейнольдса	77369
Коефіцієнт опору тертя в трубках	0,022
Коефіцієнт опору трубного пакета камера підводу води	6,58 1,5
Витрати тиску води у трубному пакеті, бар	0,52
Швидкість води в патрубках, м/с	6,9
Витрати тиску води в камерах, бар	0,35

Найменування параметрів та розмірність	Величина
Сумарні витрати тиску води в холодильнику, бар	0,87
Витрати потужності на прокачку холодильника, кВт	17,56

Таким чином, пропонуємий повітроохолоджувач забезпечує охолодження потрібної кількості повітря при помірних аеродинамічних та гідравлічних опорах.

					ВКР.144.6241м.04.05.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

					ВКР.144.6241м.04.06.ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
					Заключний розділ	Літ.	Арк.	Аркушів
Студент	Дроботун ДП							
Керівник	Бондаренко М.С							
Консульт.						НУК		

РОЗДІЛ 6. ЗАКЛЮЧНИЙ РОЗДІЛ

В кваліфікаційній роботі проведено розширення теплоелектроцентралі з використанням парогазотурбінної електростанції загальною потужністю 650 МВт з дослідженням схем утилізації тепла конденсації пари.

Спроектовано парогазотурбінну електростанцію електричною для м. Астана, Республіка Казахстан. Підбрано основний склад обладнання. Для забезпечення необхідної потужності було встановлено два блоки потужністю по 325 МВт (ПГУ-325). До складу кожного з блоків входять: дві турбіни ГТД-110, парова турбіна потужністю 100 МВт, дві утилізаційні котельні установки, три електрогенератора, допоміжне обладнання та системи. Підбрано допоміжне обладнання. Обрано систему охолодження, змащення, підібрані насоси тощо.

Розглянуті перспективи підвищення ефективності використання ТЕЦ у міській інфраструктурі та можливості підвищення ефективності ТЕЦ за рахунок оптимізації режиму роботи баків-акумуляторів. Для організації регульованого підігріву води системи міського водопостачання пропонується застосовувати відпрацьовану пару теплофікаційних турбін, що дозволить максимально повно використати переваги теплофікації.

Перевірені варіанти використання ТЕЦ у схемі підготовки питної води системи централізованого холодного водопостачання та порівнені технології енергоефективного використання баків-акумуляторів підживильної води тепломережі. На основі отриманих даних розроблена схема утилізації низькопотенційного тепла ТЕЦ, що виділяється у конденсаторі.

Також у роботі розроблена конструкція виносного повітроохолоджувача ГТД-110, який призначений для охолодження повітря, що подається на охолодження робочих лопатей турбіни. Розрахований повітроохолоджувач забезпечить охолодження потрібної кількості повітря при помірних аеродинамічних та гідравлічних опорах.

					ВКР.144.6241м.04.06.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Константинов С. М., Панов Є. М. Теоретичні основи теплотехніки: підручник. Київ : Золоті ворота, 2012. 592 с.
2. Глущенко Л.Ф. Теплотехніка в будівництві та будівельному виробництві: навч. посібник. Київ: Вища школа, 1991. 295с.
3. ДБН В.2.5-39:2008 Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=47699
4. ДБН В.2.5.-77:2014. Котельні. [Електронний ресурс]. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=59086
5. Бондін Ю.М., Ісаков Б.В., Кривуца В.А., Кучеренко О.С., Романов В.І. ДПТУ „Водолій” - розвиток перспективного спрямування створення вискоєфективних газотурбінних установок для енергетики або як механічний привод у газовій, нафтовій промисловості та інших галузях. Суднове та енергетичне газотурбобудування. Науково-технічна збірка. 2 томи. Миколаїв: НВКГ „Зоря” - „Машпроект”, НВ ІАУ, 2004. С. 435 - 441.
6. ДСанПіН 2.2.4-171-10 Гігієнічні вимоги до води питної, призначеної для споживання людиною. https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=27272
7. ДБН В.2.5-74:2013 Водопостачання. Зовнішні мережі та споруди. Основні положення проектування. URL : http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=54058
8. Горбов В.М. Енергетичні палива: навч. посіб. Миколаїв: УДМТУ, 2003. 328 с.
9. Теплотехнічні процеси та установки : навчальний посібник для студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика» освітньо-професійної програми «Теплоенергетика» кваліфікаційного рівня «бакалавр» [Електронний ресурс] /

					ВКР.144.6241м.04.00.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

укладач Шаповалов Ю.О. : НУК. Електронні текстові дані (1 файл: 6.3 Мбайт). – Миколаїв : НУК, 2021. 60 с.

10. Теплообмінні апарати : навч. посіб. для студ. спеціальності 144 «Теплоенергетика» / С.М. Анастасенко, В.В. Жигуліна, М.М. Семенов, Д.М. Соломонюк, Ю.О. Шаповалов. Первомайськ : НУК; Львів : Вид-во «Новий Світ2000», 2023. 216 с.

11. Гічов Ю. О. Теплові електростанції і проблеми перетворення енергії. Частина I : навч. посіб. Дніпро : НМетАУ, 2017. 59 с. URL: https://nmetau.edu.ua/file/24._gichov_yu.o._teplovi_elektrostantsiyi_i_problemi_peretvorennya_energiyi._chastina_i.pdf

12. Лабай В.Й. Тепломасообмін : підручник для ВНЗ. Львів : Тріада Плюс, 2004. 260 с.

13. Замалєєв М.М., Саліхов А.А. Можливості оптимізації експлуатаційних режимів роботи ТЕЦ // 3б. наук. праць наук.-дослід. лабораторії «Теплоенергетичні системи та установки». «Теплоенергетика та теплопостачання». Випуск 7, 2010. 149 с.

14. Замалєєв М.М., Шарапов В.І. Підвищення ефективності теплофікації на ТЕЦ // Сантехніка, опалення, кондиціювання. 2011. № 3. С. 46-48.

15. Замалєєв М.М., Шарапов В.І., Губін І.В. Застосування ТЕЦ у схемі підготовки питної води системи централізованого холодного водопостачання // Енергозбереження та водопідготовка. 2016. № 5. С. 46–50.

16. Замалєєв М.М., Губін І.В. Енергоефективні рішення спільного використання міської інфраструктури централізованого тепло- та водопостачання // Енергозбереження у міському господарстві, енергетиці, промисловості: Сьома Міжнародна науково-технічна конференція : збірка наукових праць. Т. 1. 2017. 329 с.

17. Замалєєв М.М., Саліхов А.А., Шарапов В.І. Про можливості організації корисного використання теплоти пари турбін ТЕС, що відпрацювала //

					ВКР.144.6241м.04.00.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

- Енергозбереження у міському господарстві, енергетиці, промисловості: збірник наукових праць Шостої Міжнародної науково-технічної конференції. 2013. 428 с.
18. Губін І.В. Підвищення теплової економічності ТЕЦ під час оптимізації роботи баків-акумуляторів підживлювальної води тепломережі // П'ятий Міжнародний Молодіжний інноваційний форум. 2016. 658 с.
19. Губін І.В. Про ефективне використання баків-акумуляторів води для підживлення тепломережі для підвищення теплової економічності ТЕЦ // Теплоенергетика та теплопостачання. Збірник наукових праць. Вип. 12. 2016. С. 123 - 129.
20. Романовський Г.Ф., Вищиленко М.В., Сербін С.І. Теоретичні основи проектування суднових газотурбінних агрегатів: навч. посіб. Миколаїв: УДМТУ, 2003. 304 с.
21. Срібнюк С. М. Насоси і насосні установки. Розрахунки, застосування та випробування : навч. посіб. Київ : Центр учбової літератури, 2012. 318 с.
22. Гончарук В.В., Потапченко Н.Г., Вакуленко В.Ф. Озонування як метод підготовки питної води: можливі побічні продукти та токсикологічна оцінка // Хімія та технологія води. 1995. № 1. С. 3 – 33.

					ВКР.144.6241м.04.00.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		