

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики

(повна назва факультету)

Кафедра «Теплової та альтернативної енергетики»

(повна назва кафедри)

"На правах рукопису"

УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувачка кафедри

(підпис) О.Ю.Черноусенко
(ініціали, прізвище)

“ ” _____ 2023р.

Магістерська дисертація

за спеціальністю 144 «Теплоенергетика»

спеціалізацією «Теплові електричні станції та установки»,
(код і назва спеціальності)

на тему: «Підвищення надійності вихлопного патрубку циліндра низького тиску турбіни T-250/300-240 для ТЕЦ»

Виконав: студент 2 курсу, групи ТУ-21мп
(шифр групи)

Лунченко В'ячеслав Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові) _____ (підпис)

Науковий керівник доц. к.т.н. Бутовський Л.С.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) _____ (підпис)

Консультанти:

з економічних питань _____
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали) _____ (підпис)

з питань автоматизації ТП доц., к.т.н. Нікуленкова Т.В.
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали) _____ (підпис)

з питань охорони праці доц., к.т.н., доц. Каштанов С.Ф.
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали) _____ (підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) _____ (підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ - 2023 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики
(повна назва)

Кафедра «теплової та альтернативної енергетики»
(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 144 «Теплоенергетика»
(код і назва)

Спеціалізація «Теплові електричні станції та установки»,

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис) О.Ю.Черноусенко
(ініціали, прізвище)

“ ” _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Лунченку В'ячеславу Олександровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1.Тема дисертації: «Підвищення надійності вихлопного патрубку циліндра низького тиску турбіни Т-250/300-240 для ТЕЦ»

Науковий керівник дисертації: доц.к.т.н. Бутовський Л.С.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від “ ” 2023 року № .

2.Строк подання студентом дисертації _____

3. Об'єкт дослідження: Підвищення надійності обладнання ТЕЦ_____

4. Вихідні дані для магістерської дисертації за освітньо-професійною програмою: Проектування ТЕЦ 500 МВт для забезпечення покриття навантаження по гарячій воді. $Q_{\max}=500$ МВт.
 $T_{\text{уст}} = 1300$ год/рік. Паливо - природний газ.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: Вступ, техніко-економічне обґрунтування проекту, тепломеханічна частина, автоматизація технологічних процесів, електротехнічна частина, охорона праці.

6.Орієнтовний перелік (графічного) ілюстративного матеріалу: Теплова схема, генеральний план ТЕЦ, компоновка головного корпусу, поперечний переріз корпусу, загальна електрична схема, схема АСУ ТП

7. Орієнтовний перелік публікацій

8. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада Консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Електричні питання	.		
Економічні питання			
Автоматизація ТП	доц.,к.т.н. Нікуленкова Т.В.		
Охорона праці	к.т.н.,доц. Каштанов С.Ф.		

9.Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	ТЕО вибору основного устаткування ТЕЦ	08.09.2023р.	
2	Розрахунки тепломеханічної частини	18.09.2023р.	
3	Вибір основного обладнання	29.09.2023р.	
4	Вибір допоміжного обладнання	09.10.2023р.	
5	Автоматизація технологічних процесів	13.10.2023р.	
6	Електрична частина станції	20.10.2023р.	
7	Охорона праці та техніка безпеки	01.11.2023р.	
8	Організаційно-економічна частина	05.11.2023р.	
9	Спеціальне питання.	10.11.2023р.	
10	Оформлення записки і графічного матеріалу	15.12.2023р.	
11	Захист МД		

Студент
(підпис)

Лунченко В.О.
(ініціали, прізвище)

Керівник проекту
(підпис)

Бутовський Л.С.
(ініціали, прізвище)

4.1 ВІДОМІСТЬ магістерської дисертації

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	МД23.144.21211 ПЗ	Пояснювальна записка		
3	A1	МД23.144.21211.01.000 ТК	Теплова схема	1	
4	A1	МД23.144.21211.02.000 ТК	Генеральний план ТЕЦ	1	
5	A1	МД23.144.21211.03.000 ТК	План головного корпусу	1	
6	A1	МД23.144.21211.04.000 ТК	Поперечний переріз корпусу	1	
7	A1	МД23.144.21211.05.000 ТК	Схема АСУ ТП котла ТГМП-314А	1	
8	A1	МД23.144.21211.06.000 ТК	Загальна електрична схема	1	
9	A1	МД23.144.21211.07.000 ТК		1	
10	A1	МД23.144.21211.08.000 ТК		1	

				МД 23.144.21211		
	ПІБ	Підп.	Дата			
Розробн.	Лунченко В.О			Відомість дипломного проекту	Лист	Листів
Керівн.	Бутовський Л.С.				1	1
Консульт.					НТУУ «КПІ ім.Ігоря Сікорського» ННІАТЕ, каф. ТАЕ Гр. ТУ-21мп	
Н/контр.	Нікуленкова Т.В.					
Зав.каф.	Черноусенко О.Ю.					

Пояснювальна записка до магістерської дисертації

на тему: «Підвищення надійності вихлопного патрубку циліндра низького тиску турбіни Т-250/300-240 для ТЕЦ»

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

АНОТАЦІЯ

Магістерська робота складається з 163 сторінок тексту та 9 листів графічної частини. Мета проекту полягає в підвищенні надійності вихлопного патрубку ЦНТ турбіни Т-250/300-240.

У наведеній роботі представлена ТЕЦ з встановленою потужністю 500 МВт, яка призначена для покриття теплової та електричної енергії у споживачів.

Дослідження включає в себе наступні розділи:

1. Техніко–економічне обґрунтування в якій було виконано 2 варіанти для покриття заданого навантаження;
2. Тепломеханічна частина де було вибрано основне та допоміжне устаткування;
3. Автоматизація технологічних процесів;
4. Електрична частина де оглянуто головну схему електричних з'єднань, розрахунок токів короткого замикання та вибір комутаційної апаратури;
5. Охорона праці яка містить в собі основні положення щодо пожежної безпеки та роботи експлуатаційного персоналу;
6. Спецпитання де розглянуто підвищення надійності вихлопного патрубка за рахунок пропуском охолоджувальної пари через ЦНТ.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

SUMMARY

The master's thesis consists of 163 pages of text and 9 sheets of graphics. The aim of the project is to improve the reliability of the exhaust nozzle of the T-250/300-240 turbine's CNT.

This work presents a CHP plant with an installed capacity of 500 MW, which is designed to cover heat and electricity consumption by consumers.

The study includes the following sections:

1. Feasibility study in which 2 variants were performed to cover the given load;
2. Thermal and mechanical part where the main and auxiliary equipment was selected;
3. Automation of technological processes;
4. Electrical part where the main electrical connection scheme, calculation of short-circuit currents and selection of switching equipment were reviewed;
5. Labor protection, which contains the main provisions on fire safety and the work of operating personnel;
6. Special issues where the reliability of the exhaust pipe is considered by passing the cooling steam through the CNT.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗМІСТ

	Стор.
Умовні позначення, скорочення.....	12
Вступ.	14
1. Техніко–економічне обґрунтування вибору основного устаткування ТЕЦ.....	17
1.1. Варіанти систем енергопостачання.....	17
1.1.1. Розрахунок теплових навантажень.....	17
1.1.2. Перший варіант. ТЕЦ.....	20
1.1.3. Другий варіант. Котельня.....	21
1.2. Порівняння варіантів енергопостачання.....	24
1.2.1. Витрати умовного та натурального палива.....	24
1.2.2. Витрата електроенергії на власні потреби.....	25
1.2.3. Визначення капіталовкладень.....	27
1.2.4. Розрахунок питомих витрат палива.....	28
1.2.5. Чисельність експлуатаційного персоналу.....	30
1.2.6. Нарахування заробітної плати.....	30
1.2.7. Амортизаційні відрахування.....	30
1.2.8. Загальностанційні та інші витрати.....	31
1.2.9. Вартість палива.....	31
1.2.10. Вартість замикаючої електроенергії.....	31
1.2.11. Сумарні річні умовно–постійні витрати.....	32
1.3. Проектна калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ.....	33
1.3.1. Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ.....	34
1.3.2. Розподіл витрат палива та електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплом.....	35
1.4. Розрахунок грошових потоків інвестиційного проекту.....	37
1.4.1. Розрахунок капіталовкладень у будівництво	38
1.4.2. Розрахунок доходів.....	39
1.4.2.1. Розрахунок доходів від відпуску електроенергії.....	39
1.4.2.2. Розрахунок доходів від відпуску тепла.....	40

1.4.3. Розрахунок річних експлуатаційних витрат.....	40
1.4.4 Амортизаційні витрати.....	41
1.5. Висновок по економіко-організаційній частині.....	45
2. Тепломеханічна частина.....	46
2.1 Загальна характеристика ТЕЦ-500.....	46
2.2 Вибір основного устаткування.....	47
2.2.1 Турбоагрегат Т-250/300-240.....	47
2.2.2. Котлоагрегат ТГМП-344А (Пп-1000-25,0-545 ГМН).....	51
2.2.3. Піковий водогрійний котел КВГМ-180-150-2.....	55
2.3. Вибір допоміжного устаткування.....	58
2.3.1. Допоміжне устаткування турбінного відділення.....	58
2.3.2. Допоміжне устаткування котельного відділення.....	70
2.3.3. Компоновка головного корпусу.....	73
2.4 Допоміжні господарства ТЕЦ.....	75
2.4.1 Технічне водопостачання.....	75
2.4.2 Паливне господарство.....	77
2.4.2.1. Газове господарство.....	77
2.4.2.2. Мазутне господарство.....	79
2.4.3. Хімводоочистка (ХВО).....	81
2.5. Охорона навколишнього середовища.....	82
2.5.1. Загальні положення.....	82
2.6. Питання монтажу, ремонту і експлуатації ТЕЦ.....	85
2.7. Генеральний план ТЕЦ.....	87
2.8. Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва.....	90
2.8.1. Розрахунок концентрації оксидів сірки.....	91
2.8.2. Очищення димових газів від оксидів азоту.....	92
2.8.3. Розсіювання в атмосфері викидів з димаря ТЕЦ.....	94
3. Автоматизація технологічних процесів, АСУ	97
3.1 Автоматизована система керування ТЕЦ.....	97
3.2 Автоматична система керування технологічними процесами.....	97

3.3. Захисти водогрійного котла КВГМ-209 № 5.....	102
3.4. Блокування водогрійного котла КВГМ-209 № 5.....	103
3.5 Опис схеми САР КВГМ-209 № 5.....	104
3.6 Опис схеми теплового контролю КВГМ-209 № 5.....	104
4. Електрична частина станції.....	106
4.1 Опис схеми головних електричних з'єднань.....	106
4.1.1. Схема власних потреб 6 кВ і 0,4/0,23 кВ.....	107
4.2.Розрахунок струмів короткого замикання.....	109
4.3. Вибір комутаційних апаратів.....	111
4.3.1. Вибір вимикача.....	111
5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.....	115
5.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпечної експлуатації устаткування котельного відділення.....	117
5.1.1.Забезпечення безпечної експлуатації обладнання.....	117
5.1.2. Електробезпека.....	120
5.1.2.1 Технічні рішення та організаційні заходи із запобігання електротравм від контакту з нормально струмоведучими елементами електроустаткування.....	121
5.1.2.2. Технічні рішення та організаційні заходи щодо запобігання електротравм при переході напруги на нормально неструмовідні елементи електроустаткування.....	122
5.2. Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії.....	124
5.2.1 Мікроклімат робочої зони.....	125
5.2.2 Склад повітря робочої зони	126
5.2.3 Виробниче освітлення.....	127
5.2.3.1 Природне освітлення.....	127
5.2.3.2 Штучне освітлення.....	128
5.2.4 Виробничий шум.....	129
5.2.5. Виробничі вібрації.....	131

5.2.6. Виробничі випромінювання.....	132
5.3. Безпека в надзвичайних ситуаціях.....	134
5.3.1. Система оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації.....	134
5.3.2. Обов'язки та дії персоналу у разі виникнення надзвичайних ситуацій.....	136
5.3.3. Пожежна безпека.....	137
6. Спецпитання. Підвищення надійності вихлопного патрубку.....	142
6.1. Охолодження ЦНТ пароприймальними пристроями.....	147
6.2. Охолодження пропуском охолоджувальної пари через ЦНТ.....	150
6.3. Охолодження вприскуванням конденсату форсунками.	152
6.4. Загороджувальне охолодження.	154
Висновки.....	158
Перелік посилань.....	159

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ, СКОРОЧЕННЯ

ТА - турбоагрегат

БЗУ – блочна знесолююча установка

АСУ ТП – автоматична система управління тепловими процесами

БУЗ - блок захисту управління

САУ ЧРП - система автоматичного управління частотою регулювання потужністю

БЗК - Баки запасу конденсату

БНС – берегова насосна станція

ВРЧ – верхня радіаційна частина

НРЧ - нижня радіаційна частина

СРЧ- середня радіаційна частина

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

БЩК – блочний щит керування

ВМП - верхній мережний підігрівач

ГВП - гаряче водопостачання

ГРП - газорегулювальний пункт

ЗК - завантажувальна камера

ККД - коефіцієнт корисної дії

МП - мережний підігрівач

НМП - нижній мережний підігрівач

ОД - охолоджувач дренажу

ОЗК - охолоджувач забрудненого конденсату

ПВП - пароводяний підігрівач

ПВТ - підігрівач високого тиску

ПНТ - підігрівач низького тиску

ПСВ - підігрівач сирогої води

ПТЕС – правила техніки експлуатації станції

РВП – регенеративний повітропідігрівач

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РДВТ - розширник дренажу БНТ високого тиску

РДНТ - розширник дренажу БНТ низького тиску

РОУ - редуційно-охолоджувальна установка

СКО - система кулькової очистки

КУС - кулькоуловлююча сітка

ПГК - пористі гумові кульки

ТЕЦ - теплоелектроцентрально

ХВО - хімводоочистка

ЦВТ - циліндр високого тиску

ЦНТ - циліндр низького тиску

ЦСТ - циліндр середнього тиску

РВТ – ротор високого тиску

РСТ - ротор низького тиску

ФПО - фільтр попереднього очищення

ЦЦК – центральний щит керування

ШПП – ширмовий пароперегрівач

ШР – шинний роз'єднувач

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВСТУП

В останні роки вартість електроенергії, що відпускається ТЕЦ в мережу, незважаючи на високу ефективність її виробництва в комбінованому циклі, значно перевищує вартість електроенергії, виробленої вугільними ТЕС, а тим більше АЕС. Таким чином, основний енергозберігаючий ефект від використання теплових електростанцій в енергосистемі, який полягає у зниженні споживання палива за рахунок заміни ТЕЦ, має негативне значення з економічної точки зору. В першу чергу це зумовлює необхідність зменшення споживання природного газу на ТЕЦ, пов'язаного з виробництвом електроенергії. Основними шляхами вирішення цієї проблеми є підвищення енергоефективності роботи ТЕЦ та зниження її енергоємності, окрім вимушеного обмеження потужності ТЕЦ, перехід на спалювання інших видів палива, зокрема вугілля, горючих відходів, біопаливо. Одним із перспективних методів для цього є ефективне використання теплових втрат ТЕЦ за допомогою теплових насосів.

Відомо, що більшість тепловтрат ТЕЦ мають низький температурний потенціал, що не дозволяє повною мірою використовувати їх як при технологічному перетворенні енергії в ТЕЦ, так і для забезпечення теплом зовнішніх споживачів. У зв'язку з цим значні тепловтрати ТЕЦ були визнані технічно непридатними для утилізації. До них належать, зокрема, тепловтрати конденсації водяної пари відхідних газів котлоагрегатів, тепловтрати вентиляції в конденсаторах турбін, тепловтрати систем охолодження турбін, генераторів, машин і механізмів ТЕЦ тощо. .

Застосування теплових насосів, здатних підняти температурний потенціал використовуваного тепла до рівня, необхідного для його корисного використання, значно розширює масштаби та можливості використання теплових втрат ТЕЦ.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Чисельні дослідження присвячені проблемі використання теплових насосів в Україні.

Технічна можливість використання ТН на теплових електростанціях підтверджується їх досвідом ефективного використання фізичної та прихованої теплоти глибокого охолодження відхідних газів котлоагрегатів на кількох шведських електростанціях та широкомасштабного використання потужних ліній ТН, потужності агрегатів до 40 МВт, здатних виконувати ці функції.

Крім того, економічні наслідки використання теплового насоса в ТЕЦ суттєво залежать від способу його впровадження та зовнішніх цінових факторів, оскільки збільшення температурного потенціалу втрат відбувається за рахунок певних витрат корисної енергії, значні витрати пов'язані з до закупівлі теплових насосів, допоміжного обладнання для відбору та передачі тепла та коштів на будівництво певним чином вплине на роботу основного обладнання станції та загальної енергетичної системи.

Враховуючи вплив цих факторів, необхідно аналізувати роботу та розробляти теплові схеми підключення ТН, а також при розробці конкретних проектів використання теплових насосів з урахуванням встановлених цінових і системних факторів.

Робота спрямована на оцінку існуючого обсягу та структури втрат тепла ТЕЦ, аналіз існуючих методів та раціональних схем їх ліквідації за допомогою теплових насосів, вивчення техніко-економічних показників використання теплових насосів, аналіз системи охолодження. проекту утилізації тепла потужної турбогенераторної ТЕЦ на прикладі ТЕЦ з урахуванням взаємодії енергосистеми з іншими електростанціями.

Для реалізації поставленої мети вирішувалися наступні завдання:

Визначено технічний потенціал та структуру тепловтрат ТЕЦ, призначених для утилізації за допомогою теплових насосів.

Вибрано раціональні варіанти схем підключення теплових насосів-утилізаторів до теплового контуру ТЕЦ.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На основі методики введення в теплову схему ТЕЦ теплових насосів-утилізаторів розроблено методику розрахунку зміни електричної та теплової потужності ТЕЦ, споживання природного газу та економічної ефективності системи.

Розроблено математичну модель системи ліквідації тепловтрат ТЕЦ з використанням теплових насосів для розрахунку зміни техніко-економічних показників роботи ТЕЦ та комп'ютерну програму для термодинамічного розрахунку робочого циклу теплового насоса з двоступеневим стисненням. марка робочого органу, адіабатичний ККД компресорів, температури випаровування і конденсації робочої рідини.

Проведено математичне моделювання ефектів цифрової системи від використання теплових насосів-утилізаторів за рахунок схем підключення до технологічної схеми ТЕЦ.

Розроблено техніко-економічну пропозицію щодо використання теплових насосів для усунення теплових втрат системи охолодження ТЕЦ-генератора та оцінки їх економічної ефективності.

Виконання завдань дослідження базується на аналізі техніко-економічних показників роботи ТЕЦ багатьма авторами та аналізі робіт з використання теплових насосів у системах централізованого тепlopостачання. Найбільш корисним для проведення досліджень є О.О. Хортов разом зі співавторами представляє комплексне дослідження на основі термодинамічного підходу, в якому розглядаються як загальні проблеми підвищення енергоефективності роботи ТЕЦ, так і конкретні проекти використання теплових насосів для цієї мети. і економічна ефективність послідовно розглядається для самої ТЕЦ, що підтверджено доказами з використанням критерію максимальної прибутковості. Основною відмінністю даної магістерської роботи є дослідження можливостей використання газонафтових ТЕЦ з тепловим насосом -

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

утилізатором для подальшого зниження оптової вартості електроенергії в енергосистемі шляхом переведення виробництва на ТЕЦ на електростанціях енергосистеми, що працюють на вугіллі та атомній енергетиці, що є актуальним в умовах високих цін та дефіциту природного газу, як специфічного приклад системи охолодження газу когенераційного генератора.

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ ТЕЦ

Ураховуючи важливість енергетики у господарстві країни, вибір оптимального варіанту проекту електростанції є вирішальним для економіки.

Електростанції є вкрай капіталоемними, вимагають тривалого будівництва та довгострокової експлуатації. Це спричиняє високі вимоги до їхньої надійності, ефективності, продуктивності і безпеки праці.

Далі виконуються розрахунки для двох варіантів: ТЕЦ та котельні, з метою вибору найоптимальнішого з них.

1.1 Варіанти систем енергопостачання

1.1.1 Розрахунок теплових навантажень

При виборі варіантів енергопостачання необхідно керуватися тим, що електростанція повинна покривати всі потреби по навантаженню в гарячій воді.

Таблиця 1.1: Кліматологічні дані міста Київ.

Температура зовнішнього повітря, °С			Число годин опалювального періоду з температурою зовнішнього повітря (°С)						
Розрахунок ва для опалення	Розрахунок ва для вентиляції	Середня за опалюваль- ний період	-25	-20	-15	-10	-5	0	8
-21	-10	-0,6	5	36	166	502	1128	2352	4224

Розрахуємо теплові навантаження на вентиляцію, гаряче водопостачання й опалення. Розрахункове теплове навантаження на вентиляцію:

$$Q_B = \gamma_B Q_{\max}, \quad (1.1)$$

де $Q_{\max}$ – максимальне теплове навантаження в гарячій воді, МВт,

γ_B – частка вентиляції.

$$Q_B = 0,10 \cdot 1400 = 140 \text{ МВт},$$

Розрахункове теплове навантаження на гаряче водопостачання в опалювальний період:

$$Q_{\text{ГВП}} = \gamma_{\text{ГВП}} Q_{\max}, \quad (1.2)$$

де $Q_{\max}$ – максимальне теплове навантаження в гарячій воді, МВт,

$\gamma_{\text{ГВП}}$ – частка гарячого водопостачання.

$$Q_{\text{ГВП}} = 0,21 \cdot 1400 = 294 \text{ МВт},$$

Навантаження гарячого водопостачання улітку:

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{літ}} = 0,7 \cdot Q_{\text{ГВП}} \quad (1.3)$$

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{літ}} = 0,7 \cdot 294 = 205,8 \text{ МВт}$$

Розрахункове теплове навантаження на опалення:

$$Q_{\text{роз.оп}} = Q_{\max} - Q_B - Q_{\text{ГВП}}, \quad (1.4)$$

де $Q_{\max}$ – максимальне теплове навантаження в гарячій воді, МВт,

Q_B – розрахункове теплове навантаження на вентиляцію, МВт,

$Q_{\text{ГВП}}$ – розрахункове теплове навантаження на гаряче водопостачання в опалювальний період, МВт.

$$Q_{\text{роз.оп}} = 1400 - 140 - 294 = 966 \text{ МВт},$$

Теплове навантаження, яке припадає на відбори турбін:

$$Q_{\text{отб}} = Q_{\text{ГВП}} + 0,5 \cdot (Q_{\text{роз.оп}} + Q_B), \quad (1.5)$$

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

де $Q_{гвп}$ – розрахункове теплове навантаження на гаряче водопостачання в опалювальний період, МВт.

$Q_{роз.оп}$ – розрахункове теплове навантаження на опалення, МВт,

Q_v – розрахункове теплове навантаження на вентиляцію, МВт.

$$Q_{відб} = 294 + 0,5 \cdot (966 + 140) = 847 \text{ МВт.}$$

1.1.2. Перший варіанта. ТЕЦ

Для покриття необхідного навантаження у гарячій воді вибираємо такі турбіни: дві турбіни Т-250/300-240

Турбіни Т-250/300-240 на теплофікацію віддають відповідно $Q_{оп}^T = 384$ МВт, при цьому коефіцієнт теплофікації становить:

$$\alpha_{ТЕЦ} = \frac{Q_{відб}}{Q_{max}}, \quad (1.6)$$

де $Q_{відб}$ – загальна кількість тепла, що забезпечують теплофікаційні відбори турбін, МВт

Q_{max} – максимальне теплове навантаження у гарячій воді, МВт.

$$\alpha_{ТЕЦ} = \frac{2 \cdot 384}{1400} = 0,548,$$

Коефіцієнт теплофікації для турбін типу Т-250/300-240 повинен бути в діапазоні: $0,5 < \alpha_{ТЕЦ} < 0,7$, що виконується.

В даному варіанті всі турбіни рохраховані на споживання 1860 т/год пари. Для забезпечення їх цією кількістю пари можна взяти 2 котли з паропродуктивністю по 1000 т/год кожний.

Для покриття пікової частини навантаження у гарячій воді використовують пікові водонагрівальні котли. Величина пікового навантаження становить:

$$Q_{пик} = Q_{max} - Q_{відб} \quad (1.7)$$

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тобто,

$$Q_{\text{пik}} = 1400 - 384 \cdot 2 = 632 \text{ МВт}$$

Для забезпечення такого навантаження потрібно встановити 3 котли типу КВГМ-180, з потужністю по 209 МВт кожен ,5 МВт покриваємо за рахунок РОУ.

1.1.3. Другий варіант. Котельня

Для опалювальної котельні необхідно визначити кількість водонагрівальних котлів, за нижче приведеними формулами. Для забезпечення необхідного навантаження ($Q_{\text{max}} = 1400 \text{ МВт}$) беремо водонагрівальні котли з паропроductивністю по 209 МВт кожен.

Кількість водонагрівальних котлів знаходиться за формулою:

$$n_{\text{BK}} = \frac{Q_{\text{max}}}{Q_{\text{кот}}}, \quad (1.8)$$

де Q_{max} – максимальне теплове навантаження, МВт

$Q_{\text{кот}}$ – навантаження водонагрівального котла ($Q_{\text{кот}} = 209 \text{ МВт}$), МВт.

Тоді: $n_{\text{BK}} = 1400/209 = 6,69$

Після округлення отримуємо $n_{\text{BK}} = 7 \text{ шт.}$

Будуємо 1 котельню.

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вихідні дані

Максимальне навантаження, МВт	1400	
Доля гарячого водопостачання, %	21%	
Тривалість опалювального періоду, год/рік	4844	
Розрахункова температура опалення,	-21	
Середня температура опалення	-1,1	
Річний відпуск пари, тис. т/рік	0	
Кількість годин використання встановленої потужності, годин/рік	6000	
ККД котлоагрегатів	0,91	0,9
	0,00	0,30
Втрати палива, %	%	%
Масиви навантажень по варіантах	1	
Турбіни Т-250/300-240	768	
Турбіни ПТ	0	
Турбіни Р	0	
Водонагрівальні котли	627	
РОУ	5	
Разом	1400	
Характеристики турбін:		
Т: потужність, МВт	500	
питомі витрати тепла: на тепловому споживанні, кДж/кВт·год	3810	
те ж саме в конденсаційному режимі	7997	
питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору, кВт·год/ГДж	164	
Турбіни ПТ: потужність, МВт		
питомі витрати тепла: на тепловому споживанні, кДж/кВт·год		
те ж саме в конденсаційному режимі		
питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору, кВт·год/ГДж		
те ж саме з виробничого відбору		
Доля навантаження, що покривається турбінами Р		
Турбіни Р, потужність, МВт		
питомі витрати тепла: на тепловому споживанні, кДж/кВт·год		
питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з протитиску , кВт·год/ГДж		

Варіанти	1
Відпуск тепла у гарячій воді, тис. ГДж	731824,8
Коефіцієнт заповнення графіку	60%
Коефіцієнт нерівномірності графіку	41%
Відпуск тепла у гарячій воді, тис. ГДж	17207,08
у т.ч.: турбіни Т	15262,80
турбіни ПТ	0
турбіни Р	0
водонагрівальні котли	1944,2757
РОУ	0,0012944
Відпуск тепла у парі, тис. ГДж	0
Разом відпуск тепла, тис. ГДж	17207,08
Встановлена потужність ТЕЦ, МВт	500
Виробіток електроенергії, млн. кВт.год	3000
у т.ч.на тепловому споживанні	2503,10
у т.ч. турбінами Т	2503,10
турбінами ПТ	0
турбінами Р	0
в конденсаційному режимі	496,90
у т.ч. турбінами Т	496,90
турбінами ПТ	0
Витрати тепла на виробіток електроенергії, тис. ГДж	13510,522
Виробіток тепла енергетичними котлами, тис. ГДж	28773,3
Витрати палива, тис. т у.п/ рік:	1221,10
у т.ч.: енергетичними котлами	1144,21
водонагрівальними котлами	76,89

1.2 Порівняння варіантів енергопостачання

1.2.1 Витрати умовного та натурального палива

В результаті розрахунку на ЕОМ річного графіку теплових навантажень були отримані значення річних витрат умовного палива для енергетичних і водонагрівальних котлів для варіанту ТЕЦ .

Тобто: $B_{ум}^I = 1221,10$ тис. т.у.п. /рік,

Річні витрати умовного палива в районній котельні визначаються за формулою:

$$B_{вк} = Q_{в}^{річ} \cdot 1,0526 / 29309 \cdot \eta_{ка} \cdot \eta_{тп} \quad (1.9)$$

де $Q_{в}^{річ}$ – відпуск тепла у гарячій воді, тис. ГДж,

$\eta_{ка}$ – ККД котлоагрегату , (приймаємо $\eta_{ка} = 0,91$),

$\eta_{тп}$ – ККД теплового потоку , (приймаємо $\eta_{тп} = 0,99$) ;

$$B_{вк} = 17207,08002 \cdot 1,0526 / 29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99 = 685,95 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 1.2 – Характеристики палива

Вид палива	Вартість 1т умовного палива	Теплотворна здатність, $(Q_H)^P$,
Газ	330 у.о./т у.п.	34330 кДж/1000 м ³
Мазут	350 у.о./т у.п.	37800 кДж/кг

Річні витрати натурального палива визначаються за формулою:

$$B_{\text{нат}} = B_{\text{ум}} \cdot (29309 / (Q_H)^P) \quad (1.10)$$

де $(Q_H)^P$ - теплотворна здатність палива , кДж/кг ;

$B_{\text{ум}}$ – витрата умовного палива енергетичними котлами на ТЕЦ та водонагрівальними котлами в котельні , тис.т.у.п. / рік;

29309 – нижча робоча теплота згорання умовного палива, кДж/кг

1.Перший варіант $B_{\text{нат}} = 1144,21 \cdot 29309 / 34330 = 976,86$ тис т/рік

2.Другий варіант $B_{\text{нат}} = 685,95 \cdot 29309 / 34330 = 585,63$ тис т/рік

1.2.2 Витрата електроенергії на власні потреби

Тяго-дугтєве обладнання:

$$w_{\text{ТД}}^I = w_{\text{ТД}} \cdot Q_{\text{ен.к.}} / 3,05 \quad (1.11)$$

де $w_{\text{ТД}}$ – питома витрата електроенергії на вироблення 1 тони пари енергетичними котлами, кВт·год/т

$Q_{\text{ен.к.}}$ – річний виробіток тепла енергетичними котлами, млн. ГДж;

$$w_{\text{ТД}}^I = 3,5 \cdot 28773,3 / 3,05 = 33,490 \text{ млн. кВт·год,}$$

$$w_{\text{ТД}}^{II} = w_{\text{ТД}} \cdot Q_{\text{ен.к.}} / 2,59, \quad (1.12)$$

$$w_{\text{ТД}}^{II} = 3,5 \cdot 17207,08002 / 2,59 = 23,253 \text{ млн. кВт·год,}$$

Живильні електронасоси:

$$W_{\text{жн}} = w_{\text{жн}} \cdot Q_{\text{ен.к.}} / 3,05, \quad (1.13)$$

де $w_{\text{жн}}$ – питома витрата електроенергії на перекачування 1 тони живильної води, кВт·год/ т [1]. Для енергоблоків 250 МВт , з огляду на наявність у них живильних турбонасосів , які включені у теплову схему турбіни , нема витрат електроенергії на живильні електронасоси,

$$W_{\text{жн}}^{\text{I}} = 0,000 \text{ млн кВт} \cdot \text{год.}$$

$$W_{\text{жн}}^{\text{II}} = 0 \text{ млн кВт} \cdot \text{год.}$$

Циркуляційні насоси:

$$W_{\text{цн}} = w_{\text{цн}} \cdot W_{\text{вир.}} / 100, \quad (1.14)$$

де $W_{\text{цн}}$ – електроенергія, що витрачається циркуляційними насосами, млн. кВт·год,

$w_{\text{цн}}$ – відсоток витрати електроенергії, що витрачається ЦН

(для 1-го і 2-го варіантів 0,65%; для 3-го – 0%), %

$W_{\text{вир}}$ – річний виробіток електроенергії, млн. кВт · год.

$$W_{\text{цн}}^{\text{I}} = 0,65 \cdot 3000 / 100 = 19,5 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год},$$

$$W_{\text{цн}}^{\text{II}} = 0$$

Мережні насоси:

$$W_{\text{мн}} = w_{\text{мн}} \cdot Q_{\text{гв}}, \quad (1.15)$$

де $W_{\text{мн}}$ – електроенергія, що витрачається мережними насосами, млн. кВт год,

$w_{\text{мн}}$ – питома витрата електроенергії на 1 ГДж тепла, яке відпущене з гарячою водою (для всіх варіантів = 3 кВт·год/ГДж),

$Q_{\text{гв}}$ – річний виробіток тепла в гарячій воді, млн. ГДж.

$$W_{\text{мн}}^{\text{I}} = W_{\text{мн}}^{\text{II}} = 3 \cdot 17207,08002 = 51,621 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

Інші споживачі:

$$W_{\text{ін}} = w_{\text{ін}} \cdot W_{\text{вир.}} / 100, \quad (1.16)$$

де $W_{\text{ін}}$ – електроенергія, що витрачається на інші власні потреби, млн. кВт · год,

$w_{\text{ін}}$ – відсоток витрати електроенергії на інші власні потреби (для 1-го варіанту 0,7%), %;

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$W_{\text{вир}}$ – річний виробіток електроенергії, млн. кВт · год.

$$W_{\text{ін}}^{\text{I}} = 0,7 \cdot 3000 / 100 = 21,000 \text{ млн. кВт · год},$$

$$W_{\text{ін}}^{\text{II}} = 0,1 \cdot (23,253 + 51,621) = 7,487 \text{ млн. кВт · год},$$

Підсумовуємо по варіантах витрати електроенергії на власні потреби:

$$W_{\text{ВП}} = \sum (w_{\text{ВП}})_i, \quad (1.17)$$

Таблиця 1.3- Витрати електро-енергії на власні потреби по варіантах:

	Позначення	Варіант 1 ТЕЦ - 700 МВт	Варіант 2 Котельня	Розмірн.
Котельний цех:				
1. Паливоприготування	$W_{\text{ппр}}$	0	0	млн. кВт·год
2. Тяго-дугтєве обладнання:	$W_{\text{тд}}$	33,490	23,253	млн. кВт·год
3. Живильні електронасоси	$W_{\text{жн}}$	0,000	0	млн. кВт·год
4. Гідрозоловидалення	$W_{\text{гзв}}$	0	0	млн. кВт·год
Турбінний цех:				
1 Циркул.насоси	$W_{\text{цн}}$	19,5	0	млн. кВт·год
2 Мережні насоси	$W_{\text{мн}}$	51,621	51,621	млн. кВт·год
Інші споживачі	$W_{\text{ін}}$	21,000	7,487	млн. кВт·год
Сумарні витрати	$W_{\text{ВП}}$	125,612	82,361	млн. кВт·год
Річний відпуск електроенергії в мережі	$W_{\text{від}}$	2874,388	-82,361	млн. кВт·год

1.2.3 Визначення капіталовкладень

Визначимо капіталовкладення в ТЕЦ для кожного варіанта за формулою:

$$(K)_{\text{ТЕЦ}} = K_{\text{БС}} + K_{\text{ОБ}} = [K_{\text{БС}}^{\text{I}} + n_{\text{БЛ}} \cdot K_{\text{БС}}^{\text{II}} + n_{\text{ВК}} \cdot K_{\text{БС(ВК)}}] + [K_{\text{ОБ}}^{\text{I}} + n_{\text{БЛ}} \cdot K_{\text{ОБ}}^{\text{II}} + n_{\text{ВК}} \cdot K_{\text{ОБ(ВК)}}], \quad (1.18)$$

де $K_{\text{БС}}^{\text{I}}$ і $K_{\text{БС}}^{\text{II}}$ – витрати на будівлі та споруди, віднесені на перший і на кожний наступний блок, млн.у.о. [1];

$K_{\text{ОБ}}^{\text{I}}$ і $K_{\text{ОБ}}^{\text{II}}$ – витрати на обладнання, віднесені на перший і на кожний наступний блок, млн.у.о. [1];

$K_{\text{БС(ВК)}}$ і $K_{\text{ОБ(ВК)}}$ – витрати на будівлі та споруди, віднесені на один піковий водонагрівальний котел, розташований на майданчику ТЕЦ, млн.у.о. [1];

$n_{\text{БЛ}}$ – кількість наступних блоків;

n_{BK} — кількість пікових водонагрівальних котлів.

1-ий варіант:

$$(K^I)_{TEЦ} = [119 + 54,2 + 3 \cdot 2,9] + [178,5 + 126,3 + 3 \cdot 6,8] = 181,9 + 325,2 = 507,1 \text{ млн. у.о.}$$

2-ий варіант:

Капіталовкладення в районну опалювальну котельню:

$$K_{\text{кот}} = K_I + n \cdot K_{II}, \quad (1.19)$$

де K_I і K_{II} – капіталовкладення в перший і наступний агрегати котельні,
млн. у.о.,

n – кількість наступних котлоагрегатів.

$$K_{\text{кот}} = 21 + 6 \cdot 4,3 = 46,8 \text{ млн. у.о.}$$

1.2.4 Розрахунок питомих витрат палива

Питомі витрати палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії на тепловому споживанні:

$$b_{\text{тф}} = [q_{\text{тф}} \cdot k_1 \cdot k_2 / (29309 \cdot \eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тп}})] \cdot (1 + a / 100), \quad (1.20)$$

де $b_{\text{тф}}$ – питома витрата палива на виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кг/кВт·год,

$q_{\text{тф}}$ – питома витрата теплоти на 1 кВт·год для теплофікаційного виробітку електроенергії, кДж/кВт·год [1],

k_1 – коефіцієнт, що враховує пускові витрати палива (приймаємо $k_1 = 1,02$),

k_2 – коефіцієнт, що враховує роботу ТЕЦ у змінних режимах (приймаємо $k_2 = 1,03$),

$\eta_{\text{ка}}$ – ККД енергетичних котлів (приймаємо $\eta_{\text{ка}} = 0,91$),

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\eta_{\text{тп}}$ – ККД теплового потоку (приймаємо $\eta_{\text{т.п.}}=0,99$),

a – норма втрат палива при транспортуванні та зберіганні (для природного газу $a = 0\%$, для мазуту $a=0,3\%$), %.

Для 1-го варіанту:

$$b_{\text{тф}}^I = 3810 \cdot 1,02 \cdot 1,03 / (29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99) = 0,1516 \text{ кг/кВт} \cdot \text{год},$$

Питомі витрати палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі:

$$b_k = [q_k \cdot k_1 \cdot k_2 / (29309 \cdot \eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тп}})] \cdot (1 + a/100), \quad (1.21)$$

де q_k – питома витрата тепла на 1 кВт·год виробленої електроенергії в конденсаційному режимі, кДж/кВт·год;

$$b_k^I = 7997 \cdot 1,02 \cdot 1,03 / (29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99) = 0,3182 \text{ кДж/кВт} \cdot \text{год}$$

Питомі витрати палива на виробіток тепла на ТЕЦ (для енергетичних і водонагрівальних котлів визначаємо окремо):

$$b_q = [34,1 \cdot k_1 \cdot k_2 / (\eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тп}})] \cdot (1 + a/100), \quad (1.22)$$

де k_2 – коефіцієнт, що враховує роботу ТЕЦ у змінних режимах (приймаю $k_2 = 1,01$ – для водонагрівальних котлів; $k_2 = 1,03$ – для енергетичних котлів);

Для 1-го варіанту:

$$b_{\text{т}}^I = [34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,03 / 0,91 \cdot 0,99] \cdot (1 + 0,00/100) = 39,7663 \text{ кг/ГДж}.$$

$$b_{\text{твк}}^I = [34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,01 / 0,9 \cdot 0,99] \cdot (1 + 0,3/100) = 39,5457 \text{ кг/ГДж}.$$

Питомі витрати палива на відпуск тепла від водонагрівальних котлів в районній котельні, кг/ГДж :

$$b_{\text{вк}} = 34,1 \cdot 1,0526 / (\eta_{\text{ка}} \eta_{\text{тп}}) \cdot (1 + a/100), \quad (1.23)$$

де $b_{\text{вк}}$ – питомі витрати палива на відпуск тепла від водонагрівальних котлів в районній котельні, кг/ГДж,

$\eta_{\text{ка}}$ – ККД водонагрівальних котлів (приймаємо $\eta_{\text{ка}}=0,91$),

$$b_{\text{вк}} = 34,1 \cdot 1,0526 / (0,91 \cdot 0,99) = 39,8420 \text{ кг/ГДж}$$

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.2.5 Чисельність експлуатаційного персоналу

Чисельність експлуатаційного персоналу приймаємо в залежності від виду палива та кількості енергоблоків для ТЕЦ і загальної продуктивності котлів для районної котельні.

У результаті маємо:

$$R^I = 239 \text{ чол.},$$

$$R^{II} = 76 \text{ чол.},$$

1.2.6 Нарахування заробітної плати

$$I_{зп} = R_e \cdot \Phi,$$

де $I_{зп}$ – річна зарплата експлуатаційного персоналу, млн. у.о./рік,

R_e – чисельність експлуатаційного персоналу, чол.,

Φ – середній фонд зарплати, млн. у.о./люд · рік.

Фонд зарплати приймаю наступним:

– для ТЕЦ: 7000 у.о./чол. рік

– для котельні: 4500 у.о./чол. рік

$$I_{зп}^I = 239 \cdot 7000 \cdot 10^{-6} = 1,673 \text{ млн. у.о./рік},$$

$$I_{зп}^{II} = I_{зп}^{кот} = 76 \cdot 4500 \cdot 10^{-6} = 0,342 \text{ млн. у.о./рік},$$

1.2.7 Амортизаційні відрахування

Амортизаційні витрати для ТЕЦ:

$$I_a = (H_{a(BC)}/100) \cdot K_{BC} + (H_{a(OB)}/100) \cdot K_{OB},$$

де I_a – амортизаційні відрахування, млн. у.о./рік,

$H_{a(BC)}$ – норма амортизаційних відрахувань від будівель та споруд, %.

$H_{a(OB)}$ – норма амортизаційних відрахувань від обладнання, %

$$I_a^I = (5,5/100) \cdot 181,9 + (20/100) \cdot 325,2 = 75,045 \text{ млн. у.о./рік},$$

$$I_a^{II} = I_a^{кот} = 46,8 \cdot 15/100 = 7,020 \text{ млн. у.о./рік},$$

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.2.8 Загальностанційні та інші витрати

Загальностанційні та інші витрати визначають у відсотках від суми витрат на заробітну плату й амортизаційних відрахувань:

$$I_{\text{ін}} = \alpha_{\text{ін}} (I_{\text{а}} + I_{\text{зп}})/100,$$

де $I_{\text{ін}}$ загальностанційні та інші витрати, млн. у.о./рік,

$\alpha_{\text{ін}}$ - частка загальностанційних й інших витрат, %,

$I_{\text{зп}}$ – річна заробітна плата експлуатаційного персоналу, млн. у.о./рік,

$I_{\text{а}}$ - амортизаційні відрахування, млн. у.о./рік.

$$I_{\text{ін}}^{\text{I}} = 40 \cdot (1,673 + 75,045)/100 = 30,867 \text{ млн. у.о./рік},$$

$$I_{\text{ін}}^{\text{II}} = 70 \cdot (0,342 + 7,020)/100 = 5,153 \text{ млн. у.о./рік},$$

1.2.9 Вартість палива

Загальна вартість палива, яке витрачається на ТЕЦ та в районній котельні:

$$I_{\text{п}} = (V_{\text{ен.к}} \cdot \Pi_{\text{п.ен.к}}) + (V_{\text{вк}} \cdot \Pi_{\text{пвк}}) \quad (1.28)$$

де $V_{\text{ен.к}}$ – річні витрати умовного палива енергетичними котлами, тис. т.у.п./рік

$V_{\text{вк}}$ – річні витрати умовного палива водонагрівальними котлами, тис. т.у.п./рік

$\Pi_{\text{п.ен.к}}$ і $\Pi_{\text{пвк}}$ – вартість палива для енергетичних та водонагрівальних котлів, у.о./т.у.п.

1-й варіант:

$$I_{\text{п}}^{\text{I}} = ((1144,21 \cdot 330) + (76,89 \cdot 350)) \cdot 10^{-3} = 404,599 \text{ млн.у.о./рік}$$

2-й варіант:

$$I_{\text{п}}^{\text{II}} = 0,685 \cdot 350 = 239,948 \text{ млн.у.о./рік}$$

1.2.10 Вартість замикаючої електроенергії.

$$I_{\text{зам}} = \Pi_{\text{зам}} \cdot W_{\text{зам}},$$

де $I_{\text{зам}}$ – вартість замикаючої електроенергії, млн. у.о./рік,

$\Pi_{\text{зам}}$ – тариф на електроенергію, у.о./кВт год,

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$W_{\text{зам}}$ – замикаючий відпуск електроенергії, млн. кВт год.

$$I_{\text{зам}}^I = 0;$$

$$I_{\text{зам}}^{\text{II}} = 0,12 \cdot 2956,750 = 354,810 \text{ млн. у.о./рік},$$

1.2.11 Сумарні річні умовно–постійні витрати

$$I_{\Sigma} = \Sigma I_i,$$

де I_{Σ} - сумарні річні експлуатаційні витрати, млн. у.о./рік.

$$I_{\Sigma}^I = 1,673 + 75,045 + 30,687 + 404,599 = 512,004 \text{ млн. у.о./рік},$$

$$I_{\Sigma}^{\text{II}} = 0,342 + 5,153 + 7,020 + 354,810 + 239,948 = 607,273 \text{ млн. у.о./рік},$$

$$Z = I_{\Sigma} + 0,1 \cdot K_{\Sigma},$$

де Z – приведені витрати, млн. у.о./рік,

I_{Σ} – сумарні річні експлуатаційні витрати, млн. у.о./рік,

K_{Σ} - капіталовкладення, млн. у.о.

$$Z^I = 512,004 + 0,1 \cdot 507,1 = 562,714 \text{ млн. у.о./рік},$$

$$Z^{\text{II}} = 607,273 + 0,1 \cdot 46,8 = 611,953 \text{ млн. у.о./рік}.$$

Усі величини, розраховані в техніко-економічному розрахунку, наведені в таблиці.

Порівняння варіантів енергопостачання

Порівняння варіантів енергопостачання	ТЕЦ-500	Котельня
1. Електрична потужність, Мвт	500	-
2. Теплова потужність		
а) у парі, т/год	0	0
б) у гарячій воді, МВт	1400	1400
у т. ч.: Відбори турбін, МВт	773	-
РОУ, МВт	5	-
водонагрівальні котли, МВт	627	1400
3. Річний відпуск тепла, тис. ГДж.	17207,08	17207,08
у т. ч. а) виробничі відбори турбін	0	0
б) опалювальні відбори турбін	15262,80	0
в) РОУ і парові котли	0,0012944	0
г) водонагрівальні котли	1944,2757	17207,08
4. Кількість годин використання встановленої потужності, год./рік	6000	-
5. Потомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кВт/ГДж:		
а) виробничі відбори	0	0
б) опалювальні відбори	164	0
6. Питомі витрати палива:		
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кг/кВт*год	0,1516	0,0000
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі, кг/кВт*год	0,3182	0,0000
в) на відпуск тепла від турбін, РОУ і парових котлів, кг/ГДж	39,7663	0,0000
г) на відпуск від водонагрівних котлів, кг/ГДж	39,5457	39,8420
7. Вартість енергоносіїв:		
а) газу, у.о./т у.п.	330	330
б) мазуту, у.о./т у.п.	350	350
в) електроенергії, у. о./кВт год	0,12	0,12

8. Чисельність експлуатаційного персоналу	239	76
9. Середня зарплата, у.о./люд. Рік	7000	4500
10. Норма амортизаційних відрахувань,%		15
а) будівлі та споруди	5,5	0
б) обладнання	20	0
11. Частка загально станційних та інших витрат, %	40	70
12. Капіталовкладення в джерела енергопостачання, млн. у. о.	507,1	46,8
у т. ч. будівлі та споруди	181,9	0
обладнання	325,2	0
13. Річний виробіток електроенергії, млн. кВт·год	3000	0
у т. ч.: а) на тепловому споживанні	2503,10	0
б) у конденсаційному режимі	496,90	0
14. Витрати електроенергії на власні потреби, млн. кВт·год/рік	125,612	82,361
15. Річний відпуск електроенергії, млн. кВт·год/рік	2874,388	-82,361
16. Замикаючий відпуск електроенергії, млн. кВт·год/рік	0,000	2956,750
17. Річна витрата умовного палива, тис. т у. п./рік		
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні	379,457	0,000
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі	158,109	0,000
в) на відпуск тепла від турбін, РОУ і парових котлів	606,945	0,000
г) на відпуск тепла від водонагрівальних котлів	76,888	685,565
Загальні витрати палива:	1221,399	685,565
У тому числі: а) газ	1144,511	0,000
б) мазут	76,888	685,565
18. Річні експлуатаційні витрати, млн. у.о./рік:		
а) вартість палива	404,599	239,948
б) амортизаційні відрахування	75,045	7,020
в) зарплата експлуатаційного персоналу	1,673	0,342
г) загальностанційні та ін. витрати	30,687	5,153
д) вартість замикаючого відпуску електроенергії	0,000	354,810
Разом:	512,004	607,273
19. Сумарні приведені витрати	562,714	611,953

Висновки: при проведенні ТЕО було встановлено, що найменші сумарні приведені витрати в 1 варіанті, який включає дві турбіни типу Т-250/300-240, два котли типу КП-1000-25-545 ГМ і три водонагрівальних котли типу КВГМ-180.

1.3 Проектна калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ

Собівартість продукції – один з основних економічних показників, які характеризують рівень господарської діяльності промислового підприємства. Вона відображає результати усіх заходів з підвищенням економічності та рентабельності, поліпшення організації праці та виробництва, які впроваджуються на цьому підприємстві.

На стадії проектування проектна собівартість продукції показує, на скільки передові, технічно досконалі та економічно доцільні рішення закладені в проект.

В енергетиці проектна собівартість енергії на електричних станціях відображає досягнутий в проекті рівень використання первинних енергоресурсів, продуктивності праці, заходів з поліпшення ремонтного обслуговування обладнання, ефективність капітальних вкладень в дану електростанцію, режим її використання в енергосистемі.

ТЕЦ на відміну від підприємств інших галузей промисловості, відпускають продукцію двох видів: електричну енергію та тепло. Таким чином при калькуляції собівартості електроенергії на ТЕЦ усі річні експлуатаційні витрати необхідно розподілити між двома видами продукції: електроенергією та теплом.

У зв'язку із цим калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ вміщує в собі:

- 1) розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ;
- 2) розподіл витрат палива та витрат електроенергії власних потреб між електроенергією та теплом;
- 3) розподіл річних експлуатаційних витрат між електроенергією та теплом за допомогою «фізичного» методу;
- 4) розрахунок собівартості електроенергії та тепла, а також її структури.

Заробітну плату експлуатаційному персоналу, амортизаційні відрахування, а також загальностанційні та інші витрати визначають за формулами що наведені раніше.

1.3.1 Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ

1.3.1.1. Вартість палива

1.3.1.1.1. Витрати натурального палива, яке спалюється енергетичними котлами визначається за формулою (1.10):

$$B_{\text{нат}} = 1144,21 \cdot \frac{29309}{34330} = 976,86$$

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вартість палива $(400+0) \cdot 976,86 = 390744,09$ тис.у.о./рік

1.3.1.1.2. Витрати натурального палива, яке спалюється водонагрівальними котлами:

$$B_{\text{нат}} = 76,887 \cdot \frac{29309}{37800} = 59,604 \text{ тис. т н. п./рік}$$

Вартість палива $420 \cdot 59,604 = 25033,805$ тис. у.о./рік.

Загалом вартість палива

$$I_{\text{п}} = 390744,09 + 25033,805 = 415777,9 \text{ тис.у. о./рік}$$

1.3.1.2 Заробітна плата експлуатаційного персоналу визначається за формулою (1.24):

$$I_{\text{зп}} = 361 \cdot 7000 = 1673 \text{ тис.у. о./рік}$$

1.3.1.3 Амортизаційні відрахування визначаються за формулою (1.26):

$$I_{\text{а}} = \left(\frac{5,5}{100} \cdot 181,9 + 20 \cdot \frac{325,2}{100} \right) \cdot 1000 = 75044,5 \text{ тис.у. о./рік}$$

1.3.1.4 Загальностанційні та інші витрати визначаються за формулою (1.27):

$$I_{\text{ін}} = 0,4 \cdot (1673 + 75044,5) = 30687 \text{ тис. у.о./рік}$$

1.3.1.5 Загалом експлуатаційні витрати

$$I_{\Sigma} = 415777,9 + 1673 + 75044,5 + 30687 = 523,1824 \text{ тис.у. о./рік}$$

1.3.2 Розподіл витрат палива та електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплом

1.3.2.1 Витрати палива енергетичними котлами при роздільному виробітку електроенергії та тепла:

$$B_{\text{роз}} = b_{\text{к}} \cdot W_{\text{вир}} + b_{\text{q}} \cdot Q_{\text{відп}} \quad (1.32)$$

$$B_{\text{нат}} = (0,3182 \cdot 3000 \cdot 10^{-3} + 39,766 \cdot (17207,08 - 1944,275)) / 1000 = 1561,516 \text{ тис.т у.п./рік}$$

1.3.2.2 Економія палива за рахунок комбінованого виробітку електроенергії та тепла:

$$\Delta A = 1561,516 - 1144,208 = 417,31 \text{ тис.т у.т./рік}$$

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Частка зекономленого палива складає:

$$\Delta b = \Delta B_{\text{тф}} / B_{\text{розд}} \quad (1.34)$$

$$\Delta b = 417,31/1561,516 = 0,2672$$

1.3.2.3 Витрати палива (без урахування електроенергії на власні потреби), які відносяться на виробіток:

а) електроенергії

$$B'_w = b_k \cdot W_{\text{вир}} \cdot (1 - \Delta b) \quad (1.35)$$

$$B_w = 0,3182 \cdot 3000 \cdot (1 - 0,2672) = 699,466 \text{ тис. т у.п./рік}$$

б) тепла

$$B'_q = b_q \cdot Q_{\text{від}} \cdot (1 - \Delta b) \quad (1.36)$$

$$B_q = 39,766 \cdot (17207,08 - 1944,275) \cdot (1 - 0,2672) / 1000 = 444,742 \text{ тис. т у.п./рік}$$

1.3.2.4 Розподіл електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплом:

а) на відпуск електроенергії відносяться:

$$W_{\text{вп}}^w = (W_{\text{вп}}^{\text{к.ц.}} + W_{\text{вп}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B'_w}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{вп}}^{\text{т.ц}} \quad (1.37)$$

$$W_{\text{вп}}^w = (34,5 + 20,0) \cdot \frac{699,466}{1144,208} + 19,5 = 52,81$$

млн. кВт · год./рік

б) на відпуск тепла:

$$W_{\text{вп}}^q = (W_{\text{вп}}^{\text{к.ц.}} + W_{\text{вп}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B'_q}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{вп}}^{\text{тф}} \quad (1.38)$$

$$W_{\text{вп}}^q = (34,5 + 20,0) \cdot 444,742 / 1144,21 + 51,621 = 72,801 \text{ млн. кВт · год./рік}$$

де $W_{\text{вп}}^{\text{к.ц.}}$, $W_{\text{вп}}^{\text{т.ц}}$, $W_{\text{вп}}^{\text{тф}}$ та $W_{\text{вп}}^{\text{ін.}}$ витрати електроенергії на власні потреби

відповідно котельного цеху, машинного залу і електроцеху, теплофікаційної установки та інших споживачів, млн. кВт · год/рік.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Питома витрата палива на відпуск електроенергії становить:

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{B'_w \cdot 10^3}{W_{\text{вир}} - W_{\text{вп}}^w} \quad (1.39)$$

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{699,4667}{3000 - 52,81} = 0,2373 \text{ кг/(кВт} \cdot \text{год)}$$

Витрати умовного палива, які відносяться на відпуск тепла з урахуванням власних потреб, становлять:

$$B_q = B'_q + b_w^{\text{відп}} \cdot W_{\text{вп}}^q \cdot 10^{-3} \quad (1.40)$$

$$B_q = 444,742 + 0,2373 \cdot 72,801 = 462,02 \text{ тис.т у.п./рік}$$

Витрати умовного палива, які відносяться на відпуск електроенергії:

$$B_w = B'_w - b_w^{\text{відп}} \cdot W_{\text{вп}}^q \cdot 10^{-3} \quad (1.41)$$

$$B_w = 699,4667 - 0,2373 \cdot 72,801 = 682,188 \text{ тис.т. у.п./рік.}$$

Питома витрата палива на відпуск електроенергії (для перевірки обчислень):

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{B_w \cdot 10^3}{W_{\text{вир}} - W_{\text{вп}}^w} \quad (1.42)$$

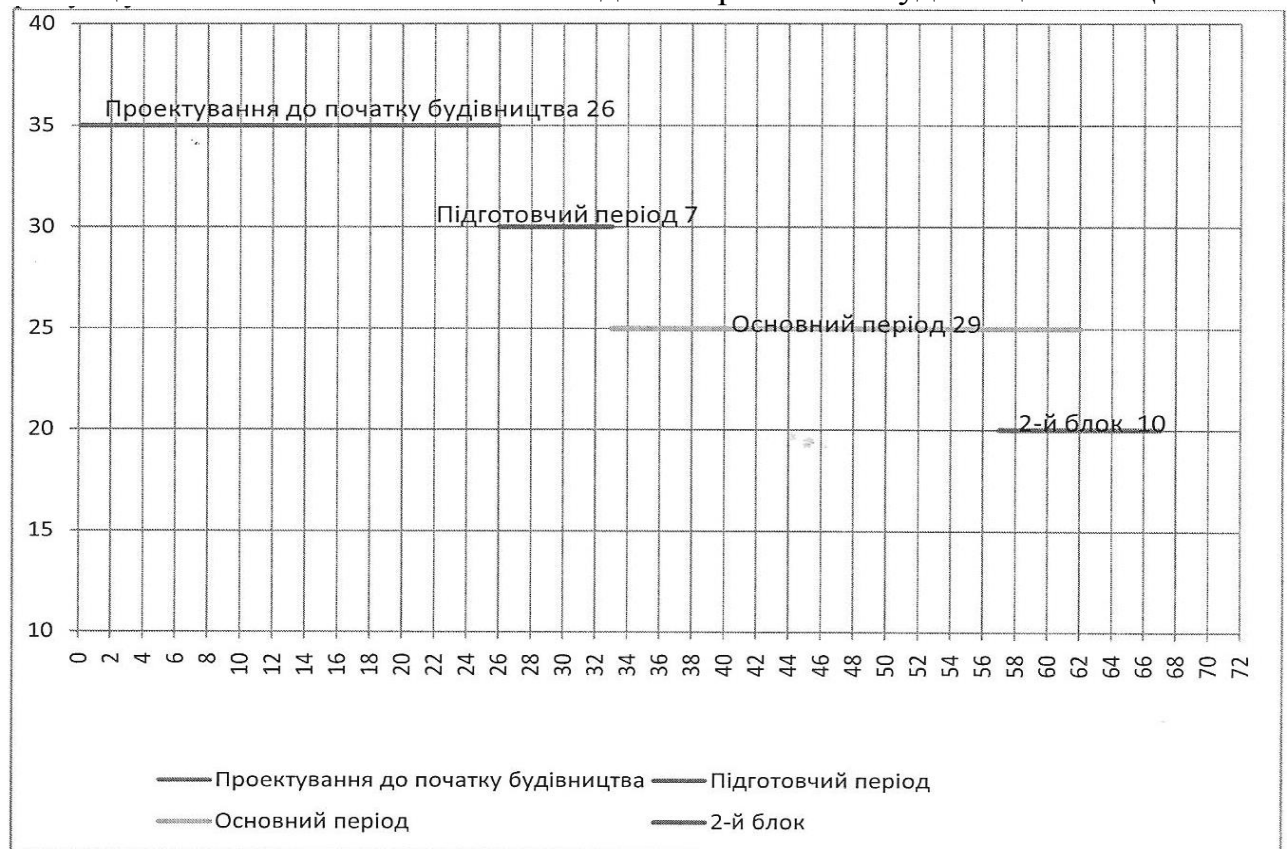
$$b_w^{\text{відп}} = \frac{682,188}{3000 - 52,81 - 72,801} = 0,2373$$

1.4 Розрахунок грошових потоків інвестиційного проекту

Для розрахунку грошових потоків та критеріїв економічної ефективності інвестиційного проекту спорудження ТЕЦ потужністю $N_{\text{вст}}=500$ МВт з блоками 2 х Т-250/300-240 на газу із залученням іноземних інвестицій необхідно розрахувати такі основні показники:

- капіталовкладення;
- доходи;
- річні експлуатаційні витрати (без амортизаційних відрахувань);
- амортизаційні відрахування.

Таблиця 1.6 - Освоєння капіталовкладень і тривалість будівництва ТЕЦ



1.4.1 Розрахунок капіталовкладень у будівництво ТЕЦ

Основні формули і сам розрахунок капіталовкладень у ТЕЦ наведені в пункті 1.2.3. Для розрахунку грошових потоків необхідно загальні капіталовкладення визначити за допомогою капіталовкладень по блоках за формулою:

$$K_{\text{ТЕЦ}} = K_{\text{БЛ}}^I + (K_{\text{БЛ}}^{\text{II}} + n_{\text{ВК}}^{\text{II}} * K_{\text{ВК}}) + (K_{\text{БЛ}}^{\text{III}} + n_{\text{ВК}}^{\text{III}} * K_{\text{ВК}})$$

де $K_{\text{БЛ}}^I$, $K_{\text{БЛ}}^{\text{II}}$, $K_{\text{БЛ}}^{\text{III}}$ – капіталовкладення відповідно в І-ий, II-ий, III-ій блоки, млн. у.о.

(1.43)

$$K_{\text{ТЕЦ}} = 316,9 + 190,2 = 507,1 \text{ млн. у.о.}$$

І-ий агрегат [1000 т/год + Т-250/300-240 + 2*КВГМ-180] :

(I) Будівлі $119 + 2 * 2,9 = 124,8$ млн.о.у.

Обладнання $178,5 + 2 * 6,8 = 192,1$ млн.у.о.

Сумарний блоку $126,3 + 1 * 6,8 = 133,1$ млн.о.у.

II-ий агрегат [1000 т/год + Т-250/300-240 + КВГМ-180] :

(II) Будівлі $54,2 + 1 * 2,9 = 57,1$ млн.о.у.

Обладнання $126,3+1\cdot6,8=133,1$ млн.о.у.

Сумарний блоку $57,1+133,1=190,2$ млн.о.у.

Табл1.7. Розрахунок капіталовкладень по роках

Найменування	Період будівництва				Разом за рік
	Проектування	Підготовчий період	Осн. Період (до пуску 1-го бл.)	Буд. 2-го блока	
Тривалість, міс.	26	7	29	10	
Поч. періоду	0	2р. 2міс	2р. 9міс	4р. 9міс	
Кін. періоду	2р. 2міс	2р. 9міс	5р. 2міс	5р. 7міс	
Капіталовклад. Млн. у.о.	7,9225	69,718	239,2595	190,2	507,1
Освоєння капіталовкладень за роки					
1-й	3,6565				3,657
2-й	3,6565				3,657
3-й	0,6094	69,718	24,751		95,078
4-й			99,004		99,004
5-й			99,004	57,06	156,064
6-й			16,501	133,14	149,641

1.4.2 Розрахунок доходів

1.4.2.1 Розрахунок доходів від відпуску електроенергії

$$D_w = 0,88 \cdot C_{\text{од}}^w \cdot W_{\text{відп}}, \quad (1.44)$$

де $C_{\text{тар}}^w$ – тариф на електроенергію, у.о./(кВт·год), ($C_{\text{тар}}^w = 0,12$ у.о./(кВт·год)),

$W_{\text{відп}}$ - річний відпуск електроенергії в мережу, млн.кВт·год

$$D_w = 0,88 \cdot 0,12 \cdot 2874,388 = 303,535 \text{ млн у.о./рік,}$$

$$D_{\text{ібл}}^w = 303,535/2 = 151,768 \text{ млн.у.о./рік}$$

1.4.2.2 Розрахунок доходів від відпуску тепла

$$D_0 = 0,89 \cdot C_{\text{тар}}^Q \cdot Q_{\text{відп}}, \quad (1.46)$$

де $Q_{\text{відп}}$ - відпуск тепла від ТЕЦ, тис. ГДж;

$C_{\text{тар}}^Q$ – тариф на тепло, у.о./(ГДж), ($C_{\text{тар}}^Q = 0,15$ у.о./(ГДж)),

Сумарні доходи, які станція буде одержувати за відпущену теплову енергію:

$$D_0 = 0,89 \cdot 15 \cdot 17207,08 / 1000 = 229,71 \text{ млн у.о./рік},$$

Доходи від відпуску тепла з кожного блоку:

I-ий, II-ий блоки:

$$D_0^{\text{бл}(1)} = 0,89 \cdot 15 \cdot (15262,80/2 + 1944,28 \cdot 2/3) / 1000 = 119,18 \text{ млн.у.о./рік}$$

$$D_0^{\text{бл}(2)} = 0,89 \cdot 15 \cdot (15262,80/2 + 1944,28 \cdot 1/3) / 1000 = 110,53 \text{ млн. у.о./рік}.$$

1.4.3. Розрахунок річних експлуатаційних витрат

До цього пункту належать такі основні витрати: загальні витрати палива на ТЕЦ (наведені в пункті 1.2.9), заробітна плата персоналу (пункт 1.2.6) та загальностанційні витрати (пункт 1.2.8).

Витрата на паливо $B_n = 415,778$ млн.у.о.

Заробітна плата персоналу ТЕС $B_{zn} = 1,673$ млн.у.о.

Загально станційні та інші витрати $B_{ін} = 30,687$ млн.у.о.

Сумарні річні витрати (без амортизаційних відрахувань):

$$B_{\Sigma} = B_n + B_{zn} + B_{ін} = 415,778 + 1,673 + 30,687 = 448,138 \text{ млн у.о./рік} \quad (1.47)$$

Сумарні експлуатаційні витрати на кожний блок станції:

$$B_{\text{БЛ}(1)} = \frac{N_{\text{бл}}^1 \cdot B_{\Sigma}}{N_{\text{вст}}} = \frac{448,138 \cdot 119,18}{229,71} = 232,508 \text{ млн.у.о.} \quad (1.48)$$
$$B_{\text{БЛ}(2)} = \frac{448,138 \cdot 110,53}{229,71} = 215,630 \text{ млн.у.о.}$$

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.4.4 Амортизаційні витрати

Амортизаційні відрахування розраховують для років будівництва пропорційно освоєним основним фондам і кількості місяців роботи кожного агрегату (енергоблоку) у даному році після пуску. Для наступних років ці відрахування дорівнюють повній сумі амортизації від агрегатів (енергоблоків), введених в експлуатацію за попередні роки.

$$B_a = \frac{H_a}{100} \cdot K_{\text{ТЕЦ}}, \quad (1.49)$$

$$B_a^I = \frac{H_{\text{БС}}}{100} \cdot K_{\text{БС}} + \frac{H_{\text{ОБ}}}{100} \cdot K_{\text{ОБ}} = 5,5/100 \cdot 124,8 + 20/100 \cdot 192,1 = 45,284 \text{ млн у.о./рік.}$$

$$B_a^{II} = \frac{H_{\text{БС}}}{100} \cdot K_{\text{БС}} + \frac{H_{\text{ОБ}}}{100} \cdot K_{\text{ОБ}} = 5,5/100 \cdot 57,1 + 20/100 \cdot 133,1 = 29,76 \text{ млн.у.о./рік.}$$

$$B_{\Sigma} = 45,284 + 29,7605 = 75,045 \text{ млн.у.о.}$$

Таблиця 1.8. Розрахунок річних витрат, амортизаційних відрахувань та доходів від реалізації продукції

Найменування	Номери блоків		Разом за рік
	1	2	
Термін пуску, міс	62	67	-
Кількість місяців роботи у 6-му році	10	5	-
7-му	12	12	-
Річні витрати у 6-му році	193,757	89,846	283,603
7-му	232,508	215,630	448,138
Аморт. відрах. за повний рік роботи	45,284	29,761	75,045
6-му	37,737	12,400	50,137
7-му	232,508	215,630	448,138
Доходи у 6-му році	225,792	109,291	335,084
7-му	270,951	262,299	533,250

Результати розрахунків грошових потоків та критеріїв економічності ефективності наведені в додатку А.

Після розрахунку критеріїв економічності ефективності перевіряємо їх

сталість при варіюванні вихідних даних , результати наведені в додатку А.

Аналізуючи впливи різних факторів на грошові потоки та критеріїв ефективності можна прогнозувати запаси сталості.

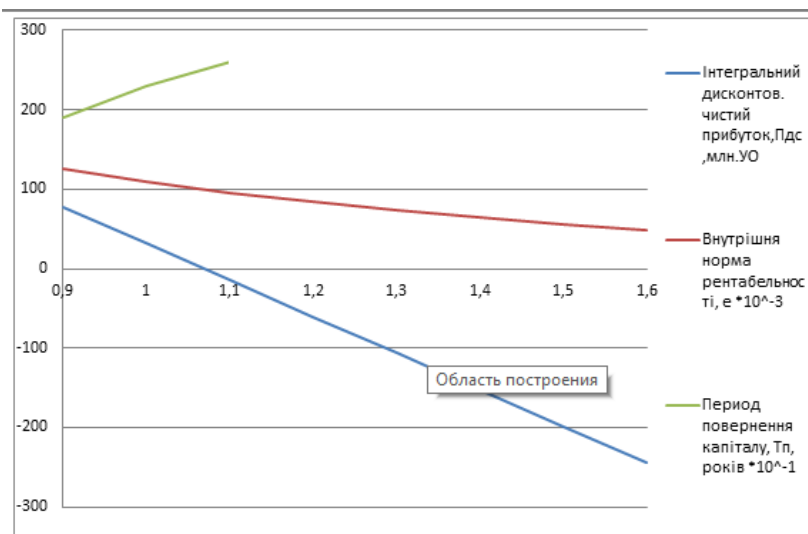


Рисунок 1.3 - Вплив зміни капіталовкладень на грошові потоки і критерії ефективності.

При збільшенні капіталовкладень на 12 % інтегральний дисконтований чистий прибуток від'ємний.

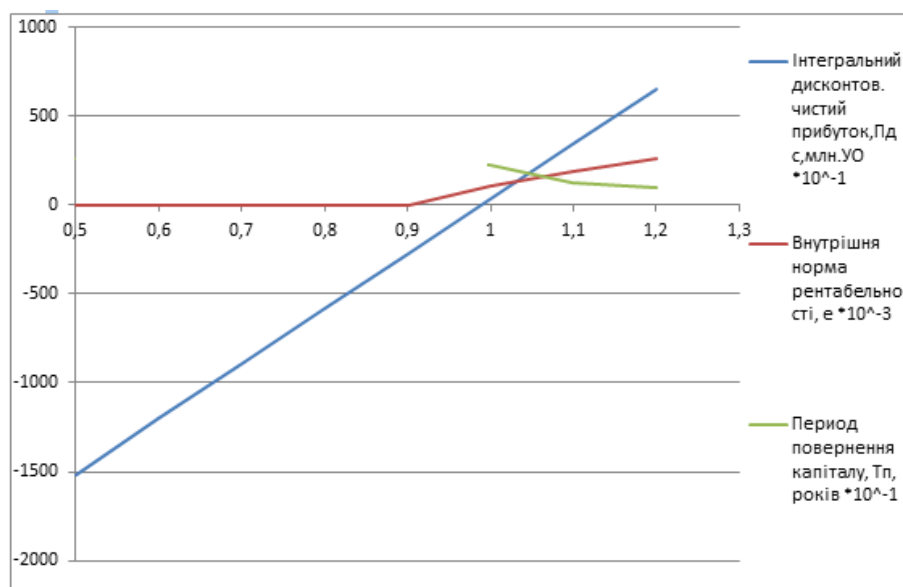


Рисунок 1.4 - Вплив зміни доходів на грошові потоки і критерії ефективності

При зменшенні доходів навіть на 2 % інтегральний дисконтований чистий прибуток стає від'ємний ,тобто проект не окупається.

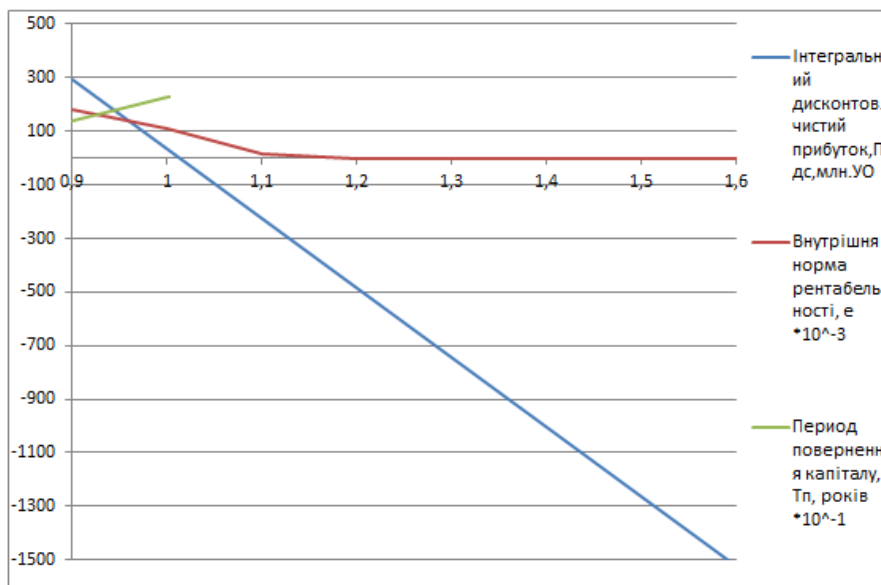


Рисунок 1.5 - Вплив зміни витрат на грошові потоки і критерії ефективності

При збільшенні витрат на 3 % -від'ємний , проект не окупається.

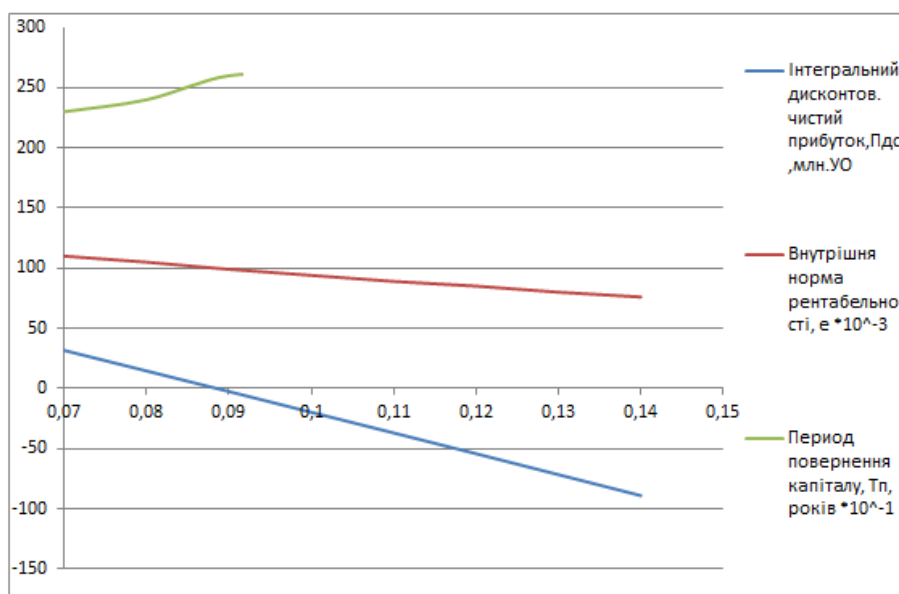


Рисунок 1.6 - Вплив зміни відсотків за кредит грошові потоки і критерії ефективності

При збільшенні відсотку за кредит на 0,18% інтегральний дисконтований чистий прибуток стає від'ємним.

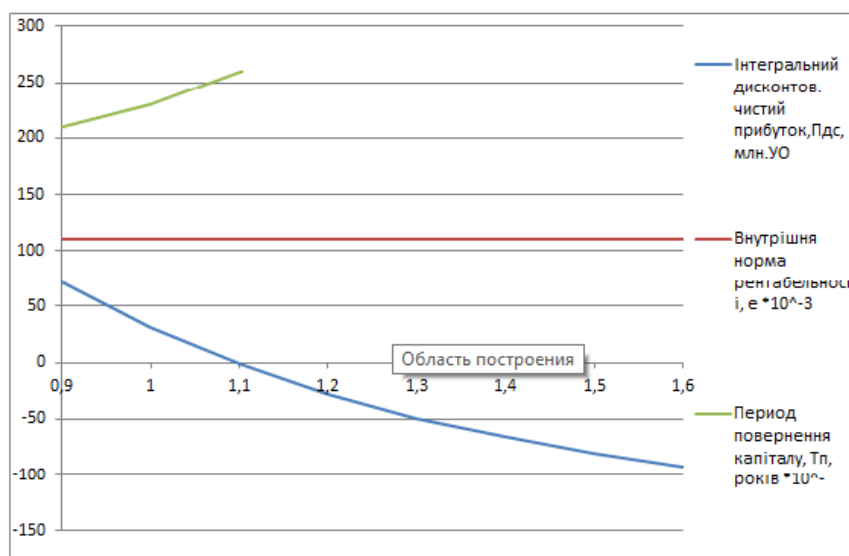


Рисунок 1.7 - Вплив зміни нормативу дисконтування на грошові потоки і критерії ефективності

При зміні нормативу дисконтування на 1% інтегральний дисконтований чистий прибуток стає від'ємним.

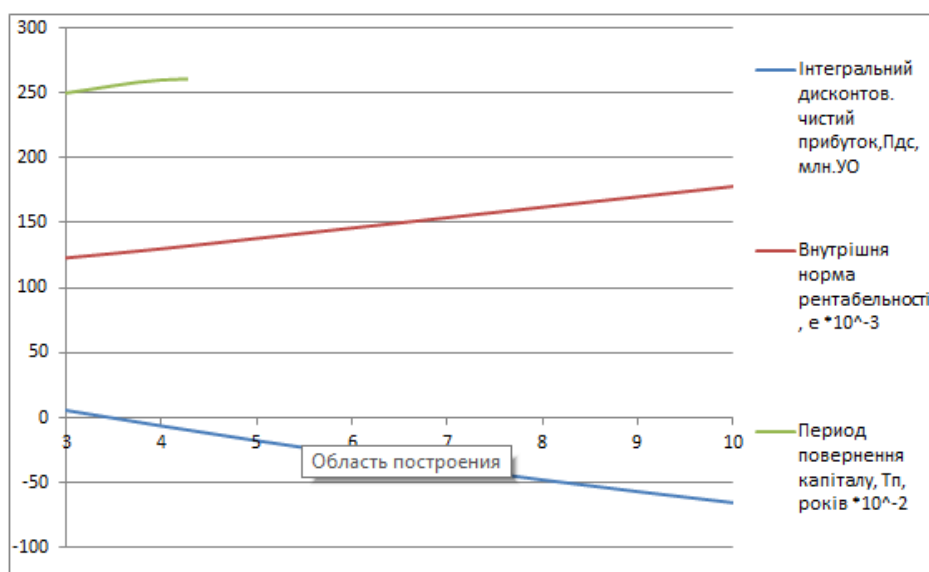


Рисунок 1.8 - Вплив зміни темпу інфляції на грошові потоки і критерії ефективності

При зміні відсотків інфляції на 5% інтегральний дисконтований чистий прибуток стає від'ємним.

1.5 Висновок по економіко-організаційній частині.

Для покриття заданого навантаження було розраховано 2 варіанти:

1-ий варіант ТЕЦ і 2-ий –котельня.

В результаті техніко-економічного порівняння варіантів, вибір був здійснений на користь будівництва з 2 турбінами Т-250/300-240 і 3 котлами КВГМ-180.

У цьому варіанті були розраховані грошові потоки та критерії ефективності, і результат показав, що будівництво ТЕЦ є доцільним. Проте, він виявився нестійким до змін вихідних даних і може бути реалізований тільки за умови стабільності цих даних.

Якщо капіталовкладення зростуть на понад 12%, доходи зменшаться на 2%, витрати зростуть на 3%, відсоток за кредитом підвищиться на 0,18%, норматив дисконтування зміниться на 1% або відсотки інфляції збільшаться на 5%, то проект втратить свою економічну доцільність.

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальна характеристика ТЕЦ-500 МВт.

Максимальні значення теплових навантажень споживачів у районі будівництва ТЕЦ становлять 1400 МВт.

Для покриття цих навантажень я встановлюю на ТЕЦ два ТЕЦ по 250 МВт з турбінами Т-250/300-240, котлами ПП-1000-255 ГМ і трьома водогрійними котлами КВГМ-180.

Теплова потужність ТЕЦ 1400 МВт, електрична 500 МВт; режим роботи – базовий, кількість встановлених годин споживання електроенергії – 6000 годин на рік, що визначається необхідністю вироблення додаткової електроенергії в режимі конденсації в літній період.

Гаряче водопостачання прийнято за закритою двотрубною схемою. Видача теплової потужності з ТЕЦ планується по чотирьох магістралях за графіком 150 - 70 °С.

Кліматичні особливості району будівництва:

- розрахункова температура для проектування опалення -21°C;
- середня температура опалювального періоду -1,1°C;
- середня температура найхолоднішого місяця -10°C;
- тривалість опалювального періоду - 187 днів.

Основним паливом енергетичних котлів є газ Шебелінського родовища, а резервним — мазут М-100 Кременчуцького НПЗ.

Технічне водопостачання оборотне, джерело водопостачання річка.

Будується димохід висотою 270 м для викиду димових газів в атмосферу.

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2 Вибір основного устаткування.

На теплоелектростанції встановлено наступне основне обладнання:

- турбіни - 2 × Т-250/300-240 виробничого об'єднання "Турбомоторний завод" з генераторами ТВВ-320-2ЕУЗ;
- енергетичні котли - 2 × Пп-1000-255 ГМН (модель ТГМП-344А) ВО «Червоний котельщик»;

2.2.1 Турбоагрегат Т-250/300-240

Турбіна Т-250/300-240 призначена для комбінованого виробництва електричної та теплової енергії і служить приводом для генератора типу ТВВ-320-2УЗ.

На блоці 3 планується встановити генератор ТВВ-320-2ЕУЗ. Турбіна призначена для роботи з однокорпусним прямоточним паровим котлом типу ТГМП.

Парова турбіна типу Т-250/300-240 має два виходи гріючої пари для підігріву проточної води. Турбіна розрахована на роботу при надкритичних параметрах пари: $P=24$ МПа, $t=540$ °С.

Підігрів живильної води здійснюється у восьми регенеративних підігрівачах і деаераторі з абсолютним тиском 0,7 МПа. Чотирициліндрова оновальна турбіна.

Залежно від умов експлуатації турбіна може працювати в наступних режимах:

- з двома опалювальними відборами пари для ступеневого підігріву мережної води, автоматичною підтримкою мінімальної витрати пару в конденсаторі і з використанням тепла цього пару;
- з двома опалювальними відборами пари для ступеневого підігріву мережної води і з довільним відпуском пари в конденсатор;
- в конденсаторному режимі з вимкненими відборами. Перехід з одного режиму на інший здійснюється без зупинки турбіни.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При роботі в конденсаційному режимі досягається максимальна потужність 300 МВт. Розрахункова витрата охолоджуючої води в конденсаційному режимі 28 000 м³/год при температурі 20 °С. Зі збільшенням теплового навантаження вихідна потужність турбіни зменшується до номінальної. Максимальна температура підігріву мережної води 110 °С, витрата пари на турбіну 850-980 т/год.

Турбіна має вісім нерегульованих відборів ПВТ 8, 7, 6 і ПНТ 5, 4, 3, 2, 1 для підігріву живильної води до 265 °С, один нерегульований відбір в деаератор і один нерегульований відбір для живлення приводної турбіни головного живильного насоса (турбопривода). ПНТ подається парою з опалювальних відборів 2 і 3. Нагрівальні відбори мають такі межі регулювання: верхній відбір 0,06-0,2 МПа; нижній вибір - 0,005-0,15 МПа.

При роботі двох теплофікаційних відборів, рециркуляційний тиск підтримується у верхньому опалювальному відборі; при роботі одного нижнього відбору, регульований тиск підтримується в нижньому. Робота одним верхнім опалювальним відбором не допускається. Витрата магістральної води через мережеві підігрівачі не повинна перевищувати 8000 м³/год, мінімально допустима витрата 3500 м³/год, тиск у водяному просторі мережевих підігрівачів не повинен перевищувати 0,8 МПа.

При використанні турбоустановки необхідно дотримуватись таких умов: тиск у камері регульованого рівня не більше 19,1 МПа; номінальне сумарне теплове навантаження відбору тепла 384 МВт при витраті пари 590 т/год; максимальне теплове навантаження верхніх теплофікаційних відборів становить 256 МВт при витраті пари 390 т/год; максимальне теплове навантаження при роботі тільки з одним нижнім відбором - 128 МВт; витрата пари в конденсаторі на всіх режимах не повинна перевищувати 600 т/год.

Технічні характеристики турбіни Т-250/300-240 наведені в таблицях 2.1 і 2.2 [3].

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Турбіна являє собою одновальний чотирициліндровий агрегат, з двома вихлопами пари в один загальний конденсатор. Вона складається із ЦВТ, двох ЦСТ і ЦНТ. Валопровід турбіни гнучкий. Свіжий пар по двох паропроводах, діаметром 200 мм, підводиться до двох симетричних до осі турбіни блоків клапанів. Кожний блок клапанів складається із одного стопорного і трьох регулюючих клапанів. Паророзподілення турбіни соплове. Від блоків клапанів пар по десяти трубах підводиться в середню частину ЦВТ.

Таблиця 2.1 - Технічні дані турбіни Т-250/300-240

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметрів
Номінальна потужність	МВт	250
Максимальна потужність	МВт	300
Частота обертання	хв ⁻¹	3000
Тиск свіжого пару	МПа	24
Температура свіжого пару	°С	540
Максимальна витрата пару	т/год	980
Тиск пару на виході з ЦВТ	МПа	4,12
Температура пару на виході з ЦВТ	°С	300
Тиск пару після проміжного підігрівача	МПа	3,65
Номінальне теплове навантаження	МВт	384
Температура пару після проміжного підігрівача	°С	540
Регульований відбір пару: — тиск — максимальна витрата	МПа т/год	0,0546-0,182 630
Число нерегульованих відборів пару для регенеративних підігрівачів	шт.	8
Тиск відпрацьованої пари	МПа	0,0058
Витрата охолоджуючої води	м ³ /год	28000
Число ступеней	шт.	31
Температура живильної води	°С	265
Розрахункова питома витрата тепла	кДж/кВт·год	8120

Таблиця 2.2 - Параметри пари відборів турбіни Т-250/300-240

№ Відбору	Підігрівач	Тиск, [МПа]	Температура, [°C]	Кількість пари, що відбирається, [кг/с]
I	ПВТ8	5,76	345	14,25
II	ПВТ7	4,07	300	26,08
	Турбопривід	2,48	485	41,94
III	ПВТ6	1,69	435	9,8
IV	Деаератор	1	365	4,27
V	ПНТ5	0,559	340	5,27+3,47
VI	ПНТ4	0,28	230	10,83
VII	ПНТ3	0,093	135	4,805
VIII	ПНТ2	0,027	---	---

Спочатку відчиняються клапани 1 і 2, розташовані в правому і лівому блоках і працюючих на першу і другу групу сопел, потім одночасно відкриваються клапани 3 і 4, що розташовані в правому і лівому блоках і працюючі на ту ж групу сопел. При подальшому збільшенні навантаження відчиняються послідовно клапан 5, що працює на третю групу сопел, і клапан 6, працюючий на четверту групу сопел.

ЦВТ двокорпусний, проточна частина ЦВТ виконана з послідовних потоків. Лівий потік, розташований у внутрішньому циліндрі, має один кільцевий рівень регулювання і п'ять ступенів тиску. Пара рухається до переднього підшипника. Після проходження останнього рівня цього потоку пара в просторі між внутрішнім і зовнішнім корпусом повертається до 1800 і проходить через шість рівнів тиску, розташованих у зовнішньому циліндрі. Після ЦВТ пара по двох трубах надходить у проміжний пароперегрівач, звідки надходить на два клапанні блоки ЦВТ, симетрично розташовані відносно осі турбіни, з параметрами 3,68 МПа і 540 °С. Клапанний блок ЦСТ містить запірну та регулюючу арматуру. З вентильних блоків пара надходить на ЦСТ-1, яка має десять ступенів тиску.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пар з ЦСТ-1 надходить у двопотоковий ЦСТ-2. Кожен потік ЦСТ-2 відповідає шести рівням тиску. Після перших чотирьох рівнів в ЦСТ-2 вибирається верхній опалювальний відбір, а після шостого - нижній. Після ЦСТ-2 пара або частина пари з тиском 50-150 кПа надходить у двопотоковий ЦНТ. Прохід пари в ЦНТ регулюється поворотними діафрагмами на 29 і 28 ступенів. Обидві діафрагми приводяться в дію одним сервомотором. Кожен потік ЦНТ має три рівні тиску. Останній рівень має робочу лопатку довжиною 940 мм, із середнім діаметром ступені 2390 мм. Після ЦНТ пара надходить в конденсатор, де тиск становить 5,8 кПа.

Система регулювання турбіни є автоматичною і забезпечує швидкість обертання ротора турбогенератора і тиск пари (температуру мережної води) в заданих межах. У турбоагрегаті може здійснюватися як одноступінчастий, так і двоступеневий нагрів мережної води. Регульований тиск верхньому опалювальному відборі підтримується: у верхньому опалювальному відборі при підключенні двох опалювальних відборів; в нижньому при включеному нижньому опалювальному відборі

Установка для підігріву живильної води включає два мережні підігрівачі, сальниковий підігрівач, повітряно видаляючий пристрій і ін. устаткування. Регенеративна установка включає ежекторні охолоджувачі, сальникові підігрівачі, 5 підігрівачів низького тиску, зливні насоси, деаератор, 3 підігрівачі високого тиску з системою трубопроводів.

2.2.2. Котлоагрегат ТГМП-344А (Пп-1000-25,0-545 ГМН)

Котел ТГМП-344А (КП-1000-255 ГМН) прямоточний, однокорпусний призначений для роботи в блоці із одновальною турбіною електричною потужністю 250/300 МВт. Котел має П - подібну компоновку і складається із топкової камери і опускного газоходу, сполученого у верхній частині горизонтальним газоходом і винесеним за межі будівлі двох РВП-98.

Стіни топкової камери, стеля, горизонтальна і спускові газоходи екрановані

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

суцільнозварними газоцільними плитами, виконаними із зварених між собою плавникових труб діаметром 32 мм, завтовшки 6 мм і кроком 46 мм (сталь НСМ-2 чи сталь 12Х1МФ).

Основні розрахункові параметри котла наведені в таблиці 2.3.[3]

Топкова камера призматична, відкритого типу, розділена по висоті горизонтальними роз'ємами на чотири частини: подовий екран, нижню радіаційну частину (НРЧ), середню радіаційну частину (СРЧ), верхню радіаційну частину (ВРЧ), з проміжним перемішуванням середовища. Потік пари надкритичного тиску є однопотоковим. Живлення котла здійснюється через один регулюючий клапан Ду 300. Далі тракт розділений на два нерегульованих паралельних потоки.

Для захисту ширми від прямого освітлення з топкової камери та поліпшення аеродинаміки середовища труби заднього екрану ВРЧ утворюють виступ в топку на глибину 2400 мм. Топкова камера обладнана 16 газомазутними пальниками вихрового типу, які встановлені навпроти двох ярусів на передній і задній стінках топки. Пальники укомплектовані паромеханічними форсунками «Imarine» продуктивністю 5,2 т/ч при тиску 3,5 МПа. Номінальна продуктивність газового пальника 4640 нм³/ч при тиску 0,04 МПа. Котел розрахований на роботу с 16 пальниками у всьому діапазоні навантаження.

На виході з топки в поворотному газоході розташований ширмовий пароперегрівач, КПП ВТ - першої ступені, вихідний пакет конвективного пароперегрівача низького тиску КПП НТ, водяний економайзер. Для забезпечення нормальної і надійної роботи екранних поверхонь нагріву при пуску, зупинці і роботі котла при знижених навантаженнях, встановлено два насоси рециркуляції середовища ГТМ-1000-150. Котел виконаний з рециркуляцією димових газів, які після економайзера випускаються перед повітронагрівачем і через пальники подаються в нижню частину топки. Повітря для герметизації і ущільнення "теплого" ящика подається після РВП.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Система контролю температури пару в тракту надкритичного тиску в різних режимах має свої особливості. У стаціонарних режимах використовують два живильних вприски: один перед ширмовим пароперегрівачем і один перед вихідним рівнем конвективного пароперегрівача високого тиску.

У режимах пуску-зупинки температуру пару регулюють за допомогою пускових вприсків, розташованих у головних паропроводах.

У стаціонарних режимах температура пару промперегріву регулюється за допомогою рециркуляції димових газів униз топки та вприском між рівнями конвективного пароперегрівача низького тиску. У режимах пуску-зупинки, крім живильного вприскування, використовують пускове вприскування та байпас проміжного пароперегрівача для регулювання температури пару промперегріву.

Для роботи без димососів, котел обладнаний двома високонапірними дутьовими вентиляторами, які забезпечують рух повітря і димових газів по всьому тракту до димаря. Також передбачено резервні димососи для тимчасового режиму роботи з розрідженням в топці і газоходах.

Система пускової схеми котла складається з наступних основних компонентів: вузол впрыскующих сепараторів, байпасируючі вбудовані засувки в тракт котла, які включають троє одноступінчатих сепараторів з осьовим підведенням середовища, обладнаних шиберними клапанами. ДР-1 (дросельний клапан на лінії підведення до вбудованих сепараторів) використовується для регулювання підводу пароводяного середовища до цих сепараторів, ДР-2 (дросельний клапан на лінії скидання із вбудованих сепараторів) використовується для регулювання скидання води, а ДР-3 (дросельний клапан на виході вбудованих сепараторів) на лінії відведення пару.

Надтрубна обмуровка котла складається з суцільнозварних екранів, на які нанесена ізоляція товщиною 160 мм, і вони покриті металевим листом. Стеля котла використовується для забезпечення його щільності та зменшення обсягу ізоляції і закрита так званою "теплою скринькою". В яку подається гаряче повітря під тиском, яке перевищує тиск у газоході котла.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для очищення поверхонь нагріву від забруднень використовується парова обдувка, яка складається з 32 глибоко висувних апаратів обдувки типу ОГ-8. Ці апарати розташовані на бокових стінах котла наступним чином: є по 6 апаратів на відмітках 36,3м і 33,54м, та по 4 апарата на відмітках 31,27м, 28,73м, 26,15м, 20,1м та 19,12м. Апарати на вказаних відмітках розташовані назустріч один одному. Крім цього, котел оснащений необхідною арматурою, пристроями для відбору проб пари і води, а також контрольно-вимірювальними приладами, системами автоматизації та теплового захисту технологічних процесів.

Таблиця 2.3 - Технічні характеристики котла ТГМП-344А

Найменування параметрів	Одиниця вимірювання	Паливо	
		Газ	Мазут
Паропроодуктивність	т/год	1000	1000
Тиск перегрітого пару	МПа	25	25
Температура перегрітого пару	°С	545	545
Температура живильної води	°С	270	270
Температура холодного повітря	°С	20	20
Температура гарячого повітря	°С	317	354
Температура виходячих газів	°С	120	139
Витрата палива	тис. нм ³ /год	73.1	70
ККД котлоагрегату	%	93,78	93,35
Тиск пару на вході у промпароперегрівач	МПа	4,03	4,03
Витрата пару через промпароперегрівач	т/год	800	800
Тиск пару на виході з промпароперегрівача	МПа	3,85	3,85
Температура пару на вході у промпароперегрівач	°С	297	297
Температура пару на виході з промпароперегрівача	°С	545	545

На котлі встановлено наступне обладнання: два вентилятори відцентрового типу ВДН-25*2 з продуктивністю 500 тис. м³/год і тиском 8,25 кПа; два осьових димососа ДОД-31.5 ФГМ з продуктивністю 970 тис. м³/год і тиском 4,79 кПа; два димососа типу ГД-31 для рециркуляції газів з продуктивністю 345 тис. м³/год і тиском 4,1 кПа; також встановлено два регенеративних обертаючихся підігрівача РВП-98 і парові калорифери типу СО-110.

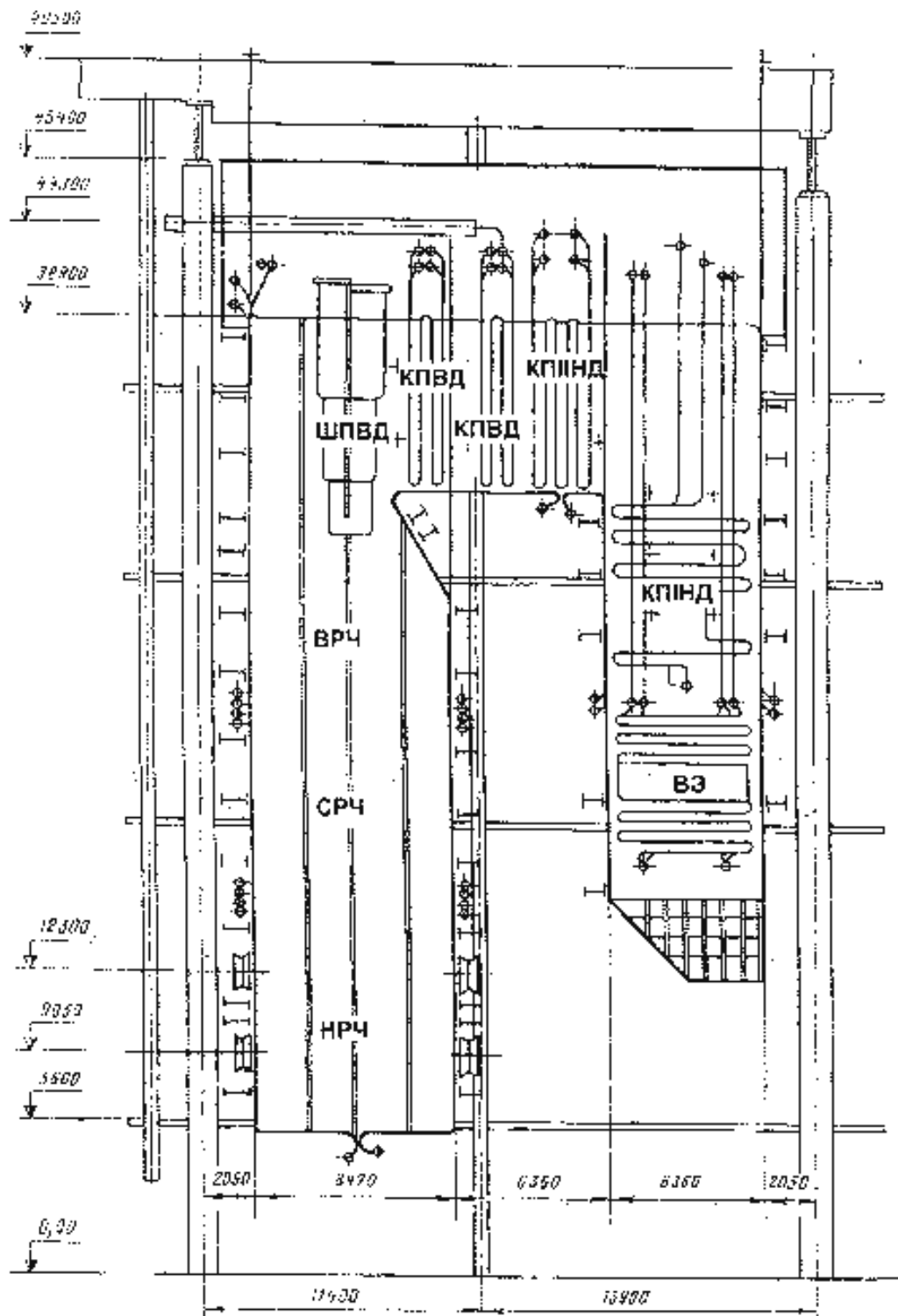


Рис. 2.1. Повздовжній переріз котла ТГМП-344А

2.2.3. Піковий водогрійний котел КВГМ-180-150-2

Газомазутний водогрійний котел типу КВГМ-180-150-2 тепловою продуктивністю 209 МВт(180 Гкал/год) призначений для покриття піків теплофікаційного навантаження, що перевищують забезпечену відборами турбін ТЕЦ.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Котел призначений для спалювання топочного мазуту та природного газу, обладнаний шістьма газомазутовими пальниками. Водогрійні котли можуть також використовуватися як резервне джерело тепла для опалювання у випадку виходу із ладу теплофікаційних турбін і як замісна система теплопостачання при залученні ТЕЦ для компенсації пікового навантаження, за рахунок збільшення потужності і зменшення теплофікаційного навантаження турбін та збільшення пропуску пари у конденсатор. У мережній воді, водогрійні котли включені після основних підігрівачів. Піковий водогрійний котел працює при теплових навантаженнях від мінімальних до номінальних, підігрівачи мережну воду від 110 до 150 °С. Підтримка на вході в ПВК температури мережної води 110 °С направлене на підвищення температури стін трубок і тим самим на зниження низькотемпературної корозії при роботі на мазуті.

Котел КВГМ-180 має П-подібну газощільну двохпоточну компоновку. У гідравлічній схемі котла, при його роботі в піковому режимі на ТЕЦ, використовується одноходова система. Мережна вода, яка надходить до вхідної камери (колектора) котла, розподіляється на два паралельних потоки - правий і лівий. У кожному з цих потоків вода проходить паралельно через екранні і конвективні поверхні нагріву котла, і потім збирається у вихідній камері котла. Для роботи котла в основному режимі використовується двоходова послідовна гідравлічна схема. Вода послідовно проходить через поверхні нагріву правої і лівої сторін котла, а потім збирається в вихідному колекторі. Перехід від одноходової схеми до двоходової виконується за допомогою установки заглушок на колекторах котла в потрібних місцях. Топка і опускні газоходи мають загальні проміжні екрани. Топочна камера є призматичною, вертикальною і відчиненого типу. Об'єм топкової камери становить 763 м³, корисний об'єм 612 м³, і площа поверхні нагріву становить 535 м³. Екрани топкової камери складаються з 12 блоків і виготовлені з труб діаметром 60 мм і стінами товщиною 4 мм.

Верх топкової камери закритий екранами, які переходять в бічні стіни опускних газоходів.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Топкова камера в основному обладнана шістьма газомазутними пальниками, які розташовані симетрично на бічних стінах у формі трикутника з вершиною вгорі. Пальники мають два повітряних потоки, що дозволяє їм працювати при знижених навантаженнях. У кожному пальнику є паромеханічна мазутна форсунка, яка обладнана механізмом для висування форсунки в робоче положення, що можна керувати дистанційно.

Конвективні поверхні нагріву розташовані у двох опускних газоходах, які мають повністю екрановані стіни. Захищаючими поверхнями в кожній конвективній шахті є проміжна стіна котла, бічні стіни котла, передня і задня стінки конвективної шахти. Для очищення конвективних поверхонь нагріву від відкладень при роботі на мазуті передбачена дробоструйна установка, яка працює за допомогою стислого повітря від повітродувки. Також передбачена система трубопроводів для пожежогасіння в конвективних шахтах.

Обмуровка котла розташована над трюбою і має легку конструкцію. Тиск мазуту перед пальниками становить 3,9 МПа при температурі, яка забезпечує в'язкість мазуту не більше 2-3% УВ. При роботі котла на газу тиск перед ним повинен бути приблизно 0,15 МПа. Котел має можливість встановлення напіввідкритої системи.

Котел КВГМ-180 отримує подачу повітря від одного вентилятора. Попереднє підігрівання повітря до плюсових температур забезпечується у водяних калориферах. Передбачено встановлення одного димососа і одного димососа для рециркуляції, який видаляє гази перед останнім конвективним модулем і подає їх в повітропровід перед дутьовим вентилятором. Номінальний обсяг мережної води через котел в піковому режимі складає 420 т/год.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 2.4 - Основні технічні дані КВГМ-180

Найменування параметрів	Розмірність	Значення
Теплова продуктивність	МВт	209
Різниця температури води на: вході в котел виході із котла	$^{\circ}\text{C}$	70 150
Тиск води на виході з котла (надмірне): номінальне максимальне	МПа	2,4 2,5
Витрата води: номінальна максимальна	т/год	4200 4700

2.3. Вибір допоміжного устаткування

2.3.1. Допоміжне устаткування турбінного відділення

Для блока, який складається з котла типу ТГМП-344А і турбіни типу Т-250/300-240-2, витрата живильної води при втратах в циклі блоку 2% і питомому об'ємі води 1,1 м³/год становить 1122 м³/год.

У кожному блоку встановлено наступне обладнання:

Живильні насоси призначені для подачі живильної води при максимальній потужності ТЕЦ і розраховані з запасом не менше 5%. На ТЕЦ із блочною структурою (з використанням турбін Т-250-240) встановлюють по одному робочому ПН повної потужності приводної турбіни з протитиском. Привід насоса здійснюється за допомогою турбіни, яка працює на парі з третього відбору головної турбіни під тиском 2,4 МПа.

Витрата пару живильного насоса: $D_{\text{ПН}} = 114,444 \text{ т/год}$.

Тиск живильного насоса: $P_{\text{ПН}} = (1,25 \dots 1,35) \cdot P_0 = 1,35 \cdot 25 = 33,75 \text{ МПа}$.

де $P_0 = 25 \text{ МПа}$ - тиск на виході у пароперегрівач. На кожному блоці встановлюється один основний ЖН типу ЖТН-1100-350.

Технічні характеристики живильного насоса типу ЖТН-1100-350 представлені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Характеристики живильного насоса типу ЖТН-1100-350

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Подача	м ³ /год	1130
Напір	м	3500
Частота обертання	хв ⁻¹	5150
Потужність приводу	кВт	1200
ККД насоса	%	81

У якості пускорезервного живильного електронасосу використовується один насос типу ПЕ-600-3000-2 із продуктивністю 600 м³/год і тиском 3 МПа. Привід насоса забезпечується електродвигуном типу АТД-8000 потужністю 8000 кВт, який працює під напругою 6000 В через редуктор і муфту. Передбачається можливість проміжного відбору води з насосів для вприску без зниження вихідних параметрів насоса.

Для забезпечення нормальної роботи живильного теплообмінника-нагрівального котла перед ним встановлюються три бустерні насоси типу ПД-650-160 (або 12ПД-8). Кожен з них має продуктивність 650 м³/год і тиск 158 метрів водяного стовпа. Насоси приводяться в рух електродвигунами типу 2АЗМ 500/6000 потужністю 500 кВт і живляться напругою 6000 В. Два із цих насосів призначені для робочого режиму, а один - як резервний. Бустерні насоси мають загальний привід разом з головним ЖН через редуктор, який регулює оберти, та вони встановлюються перед головним ЖТН котлом для запобігання кавітації.

Таблиця 2.6 - Характеристики насосів типу ЖЕ-600-3000 і ПД-650-160

Марка насоса	Подача, м ³ /год	Напір, м	Частота обертання хв ⁻¹	Потужність приводного Двигуна,кВт	Призначення
ЖЕ-600-3000	600	3000	3000	8000	Для подачі води у котел t=165 °С
ПД-650-160	650	158	3000	5000	Для подачі води на вал ПН

У випадку відмови одного з насосів на ТЕЦ, що працює в енергосистемі, інші насоси повинні забезпечити подачу води так, щоб ТЕЦ передавала тепло в обсязі, визначеному температурою найхолоднішого місяця, з припустимим

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

зниженням електричного навантаження на потужність одного турбоагрегату.

В якості приводу ЖТН приймається турбіна типу Р-12-22П. Технічні характеристики турбіни типу Р-12-22П представлені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Технічні характеристики турбіни типу Р-12-22П

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Номінальна потужність	кВт	12000
Частота обертання	хв ⁻¹	8667
Номінальні параметри перед стопорними клапанами:		
тиск	МПа	2,2
температура	°С	501
Протитиск	МПа	0,66
Витрата пару через стопорні клапани	кг/с	45,8

Конденсатні насоси. Для відведення конденсату з баку конденсату конденсатора і подачі його в блочну обезсолюючу установку (БЗУ), встановлено три конденсатні насоси першого ступеня КСВ-500-85, один з них є резервним.

Вибір конденсатних насосів проводиться за можливістю в мінімальній кількості - або один на 100%, або два робочих по 50% загальної потужності, з відповідним резервним (на 100% або 50% від загальної потужності). Загальну потужність визначають відповідно до найбільшого відбору пари в конденсаторі з урахуванням регенеративних відборів. Для подачі конденсату в деаератор передбачена двоступінчата установка, пристосована для оптимального режиму конденсації при відключених теплофікаційних відборах для зовнішніх споживачів.

На першому етапі конденсат перекачують насосами першого рівня через БЗУ, а потім - на всмокт конденсатних насосів другого рівня. Насоси першого рівня, які використовуються, це три штук типу КСВ-500-85 (два працюють, один - на випадок аварії). Їх продуктивність - 500 м³/год, напір - 85 м водяного стовпа, оснащені електродвигуном типу АО-104-б-М-302 потужністю 200 кВт і напругою 380 В.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На другому етапі використовують насоси другого рівня, це насоси типу КСВ-500-150 (два працюють, один - запасний), з продуктивністю 500 м³/год, напором 150 м водяного стовпа, оснащені електродвигунами типу АВ-114-4, потужністю 320 кВт і напругою 6000 В. Характеристики конденсатного насоса типу КСВ500-85 можна знайти у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8-Технічні характеристики конденсатного насоса типу КСВ500-85

Найменування параметрів	Розмірність	Значення параметрів
Подача	м ³ /год	500
Напір	м	85
Допустимий кавітаційний запас	м	1,6
Частота обертання	хв ⁻¹	1000
Потужність	кВт	154
ККД насоса	%	75

За наявності БЗУ доводиться встановлювати КН в два ступеня: після конденсатора турбіни із невеликим напором і після БЗУ з тиском, необхідним для подачі конденсату через ПНТ в деаератор.

Циркуляційні насоси, як правило, використовуються для постачання охолоджуючої рідини в конденсатор, маслоохолоджувач турбіни та газоохолоджувач генератора. Для насосів, які подають охолоджуючу рідину в конденсатор турбіни ("циркуляційні" насоси), вибір зазвичай полягає у використанні одного насоса на одну турбіну або двох насосів для однієї турбіни. У машинному залі ці насоси встановлюються по два на кожну турбіну, щоб мати можливість відключати один з них при зменшенні втрати води, особливо взимку. У центральних (берегових) насосних станціях частіше за все встановлюють по одному насосу на кожну турбіну. Резервний насос для циркуляційних насосів не передбачається. Їхню продуктивність підбирають з орієнтованістю на літній режим, коли потрібна велика кількість охолоджуючої рідини при високій температурі. У зимовий період, коли температура води низька, їхня продуктивність зменшується (приблизно удвічі), і деякі з цих насосів можуть використовуватись як запас.

Сумарна витрата охолоджуючої води на турбоустановку складає 28000 м³/год. Розрахункова характеристика для вибору ЦН - продуктивність

$$Q_{\text{цн}} = k \cdot W = 1.05 \cdot 2800 = 29400 \text{ м}^3/\text{г} \quad (2.1)$$

де $Q_{\text{цн}} = 28000 \text{ м}^3/\text{год}$ - витрата охолоджуючої води; $k = 1,05$ - коефіцієнт, що враховує витрату води на мастило і повітряохолоджувачі. На ТЕЦ встановленні два ЦН типу Оп2-145. Технічні характеристики циркуляційного насоса типу Оп2-145 представлені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Технічні характеристики циркуляційного насоса типу Оп2-145

Найменування параметрів	Розмірність	Значення параметрів
Подача	м ³ /год	21940-37160
Напір	м	16,3-9,4
Допустимий кавітаційний запас	м	10-12,5
Частота обертання	хв ⁻¹	365
Споживана потужність	кВт	820-1550
ККД	%	80

При приводі використовується синхронний двигун типу СДН-2-16-59-8УЗ. Технічні характеристики двигуна типу СДН-2-16-59-8УЗ які можна знайти у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 - Технічні характеристики двигуна типу СДН-2-16-59-8УЗ

Найменування параметрів	Розмірність	Значення параметрів
Номінальна потужність	кВт	1250
Повна потужність	кВА	1455
Частота обертання	хв ⁻¹	750
ККД двигуна	%	95,7

Конденсаційна установка. Для турбіни Т-250/300-240 використовуються одновходні конденсатори типу К2-14000-1. Ці конденсатори призначені для конденсації пари, що надходить з турбіни, для створення розрідження в її вихлопних патрубках, а також для збереження та первинної деаерації основного конденсату. Технічні параметри цього конденсатора можна знайти в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 - Технічні характеристики конденсатора типу К2-14000-1

Тип конденсатора	Розмірність	К2-14000-1
Поверхня охолодження	м ²	13 800
Основних пучків		11 130
Вбудованих пучків		2 670
Витрата циркулярної води:	м ³ /год	
Максимальний		28 000
Мінімальний		14 000
Температура циркуляційної води на вході:	°С	
Розрахункова		20
Максимальна		30
Гідравлічний опір	м.вод.ст.	4,3
Витрата пару	т/год	640
Тиск в конденсаторі	МПа	0,00634
Температура насичення	°С	36,8
Діаметр трубок	мм/мм	24/22
Довжина трубок:	мм	
Основних пучків		9 000
Вбудованого пучка		8 320
Кількість трубок	шт	20 805

Повітревидаляючий пристрій призначений для оптимальної регуляції теплообміну у конденсаторі та підтримки правильної роботи теплообмінних апаратів під час розрядки. Також він забезпечує швидке створення вакууму при запуску турбіни. Ця система включає два основних триступінчастих ежектора та один пусковий одноступінчастий ежектор. Один з основних ежекторів є резервним. Витрата пари для кожного основного ежектора становить 900 кг/год, а для пускового - 1000 кг/год. На ТЕЦ встановлено три ежектори типу ЕПО-3-150.

Регенеративні підігрівачі. На ТЕЦ встановлюють окремо для кожної турбіни без наявності резервних. Зазвичай, для кожного етапу підігріву використовується один корпус, що відповідає концепції "одноточної" схеми підігрівача.

Таблиця 2.12 – Основні технічні характеристики ежекторів

Тип ежектора	Розмірність	ЕП-3-3	ЕП-1-110-1	ЕП-3-27/75	ЕУ-120-1
Витрата пари:	кг/год				
При роботі 3-х груп сопел		840	1100	1000	940
При роботі 2-х груп сопел		550			
Тиск пари	МПа	0, 5	0,45	0, 5	0, 5
Температура пари:	°C				
Номінальна		160	160	158	160
Максимальна			300		
Витрата конденсату:	м³/год				
Мінімальний		70			500
Максимальний		200			500
Кількість всмоктуваного повітря:	кг/год				
При роботі 3-х груп сопел		85	140	76	2000
При роботі 2-х груп сопел		70			
Тиск всмоктування	МПа		0,0033	0,0175	0,09/0,15

Регенеративна установка має за мету підігрів конденсату та живильної води за допомогою пари, що вже був у відпрацьований у турбіні та подальше його використання через регенеративні відбори для підігріву. Це сприяє підвищенню теплової ефективності циклу. Регенеративний підігрівач установлюється окремо для кожного турбоагрегату без наявності резерву. В цю систему входять проміжні теплообмінники ПНТ і ПВТ, деаератор та інші допоміжні теплообмінники.

В системі регенерації використовуються п'ять ПНТ трьох типів:

- ПНТ1: ПН-400-26-2-III нж;
- ПНТ2; ПНД3; ПНД4: ПН-400-26-7-II нж;
- ПНТ5: ПН-400-26-7-I нж.

Також в системі регенерації використовуються три ПВТ:

- ПВТ6: ПВ-900-380-18-1;
- ПВТ7: ПВ-1200-3 80-42-1;
- ПВТ8: ПВ-900-380-66-1.

В таблиці 2.13 подано технічні параметри підігрівачів високого та низького тиску.

Таблиця 2.13 - Технічна характеристика підігрівачів високого і низького тиску

Найменування підігрівача	Тип підігрівача	Поверхня нагріву, м ²	Вага, т	
			без води	з водою
ПНТ 1	ПН-400-26-2-III нж	380	11,53	21,78
ПНТ 2	ПН-400-26-7-II нж	400	11,29	20,65
ПНТ 3	ПН-400-26-7-II нж	400	11,29	20,65
ПНТ 4	ПН-400-26-7-II нж	400	11,29	20,65
ПНТ 5	ПН-400-26-7-I нж	400	12,78	22,33
ПВТ 6	ПВ-900-380-18-1	900	73,5	101,3
ПВТ 7	ПВ-1200-380-42-1	1200	91,6	127,1
ПВТ 8	ПВ-900-380-66-1	900	91,9	119,0

Дренажні насоси для відведення конденсату із регенеративних підігрівачів не встановлюють з резервом. Замість цього створюють резервну лінію зливу дренажу у сусідній регенеративний підігрівач з меншим тиском.

Деаератор живильної води. Для забезпечення захисту обладнання від газової корозії, яка може виникнути через агресивні гази у конденсаті, використовується термічна деаерація води. Це застосування спрямоване на видалення цих газів, що можуть спричинити корозію обладнання станції.

На енергоблоці, включаючи турбінний агрегат та його котельний агрегат, ставлять по одному або два деаератори. При цьому продуктивність кожного деаератора обирається з максимальною витратою води без створення резерву.

Термічна деаерація води проводиться шляхом підігріву води до температури насичення паром у деаераторі. Щоб підтримувати постійний тиск у деаераторі, використовується система живлення паром. Деаератор виступає як самостійний рівень регенеративного підігріву живильної води та підключається до окремого відведення турбіни.

Для деаерації конденсату турбіни на кожному блоці встановлено один деаератор типу ДСП-1000 з деаераторним баком об'ємом 100 м³. Об'єм бака забезпечує запас живильної води на 5 хвилин.

Технічні характеристики деаератора підвищеного тиску типу ДП-1000-4 представлені в таблиці 2.14.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 2.14 - Технічні характеристики деаератора підвищеного тиску типу ДП-1000

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Номинальна продуктивність	кг/с	277,8
Робочий тиск	МПа	0,69
Тиск є допустимим при роботі запобіжних клапанів	МПа	0,74
Пробний гідравлічний тиск	МПа	0,88
Температура теплоносія	°C	164,2
Максимально-допустима температура	°C	172
Діаметр колонки	мм	2400
Висота колонки	мм	4500
Маса колонки	кг	7100
Маса колонки заповненою водою	кг	26000
Геометрична місткість колонки	м ³	17
Корисна місткість акумуляторного бака	м ³	120
Типорозмір охолоджувача пари		ОВ-18(2шт.)

Разом з деаератором типу ДП-1000-4 використовується деаераторний бак типу БД-100-1-13, основні параметри якого можна знайти в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Технічна характеристика деаераторного бака типу БД-100-1-13

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Корисна місткість	м ³	100
Геометрична місткість	м ³	113
Максимальна довжина	мм	13500
Діаметр бака акумулятора	мм	3500
Товщина стіни	мм	16
Маса	т	23,95

Мережні підігрівачі. На ТЕЦ мережні підігрівачі встановлюють індивідуально біля турбін, без резерву корпусів, оскільки вони працюють тільки під час опалювального сезону і лише частина з них працюють тільки в літній період часу, несучи побутове навантаження ГВП. Влітку велика частина підігрівачів знаходиться в резерві, в якості їхнього резерву використовуються ПВК. Мережні підігрівачі застосовуються з пропускною спроможністю кожний 80% максимального теплового навантаження. Число мережних підігрівачів

повинне бути мінімальним, по можливості поодинці кожного типу на турбіну.

Технічний проект для турбіни Т-250/300-240 включає в себе мережні підігрівачі ПСГ-5000-2,5-8-1 та ПСГ-5000-3,5-8-1, сальниковий підігрівач, пристрій для видалення повітря, а також конденсатні та мережні насоси, а також відповідні трубопроводи з необхідною арматурою.

При двохступінчатому основному підігріві пара з регульованого опалювального відбору підводиться до верхнього підігрівача, в нижній підігрівач підводиться пара з відбору з меншим тиском. В термодинамічному відношенні це завжди вигідно, а деяке ускладнення схеми завжди окупиться.

У теплофікаційних установках турбін, приблизно однакове значення нагріву мережної води приймається у верхньому і нижньому підігрівачах в розрахунковому режимі. Проте, фактично співвідношення між нагрівом у цих підігрівачах може змінюватись залежно від режиму та температури зворотної мережної води. Якщо вимикається верхній підігрівач, тоді регулюється тиск пари, яка поступає до нижнього підігрівача. Але робота лише з одним верхнім підігрівачем не передбачається.

Підігрівачі горизонтального типу розташовані під турбіною в отворах між колонами фундаменту, аналогічно до конденсатора. Щоб спростити конструкцію водяних камер і трубних дощок, тиск води в підігрівачах обмежено до 0,78 МПа, хоча тиск в мережі становить 1,8-2,2 МПа. Це передбачає двоступінчате перекачування мережної води. Напір перших насосів вибирається так, щоб тиск у їхньому патрубку не перевищував допустимий для підігрівачів, але був достатнім для уникнення скипання води на всасі другого рівня насосів. Це зниження тиску мережної води в підігрівачах при двоступінчатому перекачуванні зменшує її витоки в паровий простір, що має важливе значення для підтримки оптимального водного режиму котлів ТЕЦ.

Підігрівачі ПМГ мають корпуси, зібрані зварюванням. Теплообмін відбувається у прямих трубках, кінці яких закріплені в трубних дощках. По всій довжині підігрівача є перегородки у паровому просторі, які служать опорою для трубок. В першому ряду трубного пучка збоку входу пари встановлені

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сталеві трубки (відбійники), відбійники на ряду з іншими заходами захищають теплообмінну поверхню від ерозії. Для урівнювання температурних змін на корпусі підігрівача біля поворотної камери використовується подвійний тензовий компенсатор (див. таблицю 2.13 для характеристики ПМГ). На кожному блоку є по два мережних підігрівачі: нижній ПМГ-5000-2,5-8-1 і верхній ПМГ-5000-3,5-8-1. Характеристики теплофікаційних установок див. в таблиці 2.16.[3]

Таблиця 2.16. - Технічні характеристики підігрівачів мережної води

Типорозмір	Розрахункові параметри пару		Розрахункові параметри води					Розрахунковий режим, МВт
	тиск, МПа	номінальна витрата, кг/с	тиск, МПа	температура на виході, °C	номінальна витрата, кг/с	швидкість в трубах, м/с	гідравлічний опір, МПа	
ПМГ-5000-2,5-8-1	0,03-0,15	81,9	0,88	115	1666,7	2,22	0,097	191,9
ПМГ-5000-3,5-8-1	0,06-0,2	81,9	0,88	115	1666,7	2,22	0,097	191,9

Насоси для живлення водою допоміжних теплообмінників. На ТЕЦ насоси зазвичай обирають централізовано для всієї станції або для певних її секцій у найменшому можливому числі (1-2 робочі насоси) з одним резервним. Якщо на станції є 4 мережні насоси, то не встановлюють резервний.

Мережні насоси на ТЕЦ призначені для перекачування води у системі централізованого водопостачання будівель і споруд. Їх встановлюють з додатковим резервним насосом. Один з мережних насосів вибирається з меншою продуктивністю для забезпечення гарячого водопостачання у літній період. Витрата мережної води:

$$Q_{св} = \frac{Q_{max}}{c_p \cdot (t_{пмв} - t_{омв})} = \frac{2406 \cdot 10^3}{4,19(150 - 70)} = 6533 \text{ кг/с} \cdot 3,6 = 23520 \text{ Т/год}$$

У системі першого підйому встановлюють п'ять мережних насосів типу CE5000-70, а у другому підйомі — також п'ять насосів типу CE5000-160; Технічні характеристики мережних насосів представлені в таблиці 2.17.[3]

Таблиця 2.17 - Технічні характеристики мережних насосів типу CE 5000-70 і CE 5000-160

Типорозмір	Подача, м ³ /год	Напір, м	Допустимий кавітаційний запас, м	Частота обертання хв ⁻¹	Потужність, кВт	ККД, %
CE 5000-70	5000	70	10	1500	1095	87
CE 5000-160	5000	160	40	3000	2350	87

Деаератори додаткової води котлоагрегатів та насоси для підживлюючої води теплової мережі обирають централізовано для всієї ТЕЦ або для окремих її черг. У випадку закритої системи ГВП встановлюють два насоси підживлюючої води, а при відкритій системі - три, включаючи резервний насос у обох випадках.

Конденсатні насоси мережних підігрівачів вибирають індивідуально - один або два на робочу турбіну, з резервним насосом у мережному підігрівачі нижнього рівня. Вони служать для подачі конденсату з цих теплообмінників і складають основну частину потоку живильної води для котлоагрегатів.

Деаерація додаткової води, яка не містить солей, відбувається через вакуумний деаератор, який отримує пару з теплофікаційних відборів турбін. Використання вакуумного деаератора дозволяє найефективніше використовувати теплофікаційні відбори турбін, оскільки цей процес здійснюється за реальним температурним режимом теплової мережі. З іншого боку, використання атмосферних деаераторів призводить до недоотримання електроенергії через обмеження зниження тиску у відборі теплофікації турбін на 0,12 МПа. Так, вакуумний деаератор має можливість опрацьовувати знесолену воду без потреби в її додатковому нагріві. У даному випадку на ТЕЦ вакуумний деаератор функціонує при тиску 7,5 кПа, що дозволяє здійснювати процес деаерації приблизно при температурі 75°C.

Отже, додатковий попередній підігрів знесоленої води, яка вже майже досягла температури наближену до 38 °С, для подачі в деаератор може бути зайвим.

Для нагріву повітря використовуються калорифери, які отримують тепло від мережної води.

Пікове навантаження на тепло вирішується за допомогою водогрійних котлів. У випадку з водогрійними котлами, встановлюється шість газомазутових котлів, кожен з яких має теплову потужність 209 МВт.

Отримання води для живлення тепломережі відбувається через деаерацію у вакуумному деаераторі, що функціонує при тиску 0,0075 МПа, з відповідною температурою деаерованої води 40 °С. У опалювальний період, вода для живлення має температуру 40 °С, а влітку, перед подачею в тепломережу, вона підігрівається до 65 °С. Сире водопостачання, яке використовується як питна вода, перед введенням у систему опалення підігрівається до 40 °С. Ініційне підігрівання початкової сирі води до 25 °С відбувається як для живлення тепломережі, так і для живлення котельних агрегатів через відповідні пункти вводу та виходу води. Для підтримки вакууму в конденсаторах використовуються трьохступінчасті пароструйні ежектори.

2.3.2. Допоміжне устаткування котельного відділення

Тягодуттєві машини, такі як димососи та дуттєві вентилятори, відповідають за подачу димових газів. Ці машини мають забезпечувати повну продуктивність котлоагрегата з додатковим запасом на 10%. На ТЕЦ основне паливо - природний газ, а резервне - малосірчаний мазут марки 100.

Дуттьові вентилятори подають холодне повітря в повітрепідігрівач котлоагрегата, засмоктуючи його з верхньої частини котельної, де температура через втрати розсіювання тепла котлоагрегатом може досягти 30 °С і вище. Таким чином, тепло, що виділяється зовнішніми частинами поверхні котлоагрегата, частково використовується. Одночасно забезпечується деяка вентиляція приміщення. Розрахунок об'єму повітря перед вентиляторами проводиться з урахуванням 5% запасу по продуктивності: На кожний блок

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

встановлюється по два вентилятори типу ВДН-25х2. Технічні характеристики дуттьового вентилятора типу ВДН-25х2 наведені в таблиці 2.18.

Таблиця 2.18 - Технічні характеристики дуттьового вентилятора типу ВДН-25х2

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Подача	м ³ /год	500000
Повний тиск	Па	8250
Температура газу	°С	30
Максимальна температура газу	°С	70
ККД	%	88,5
Частота обертання	хв ⁻¹	745/980
Потужність	кВт	1250

Димососи. Димососи призначені для відведення димових газів через димар у відкриту атмосферу. Їх продуктивність визначається з урахуванням присмоктуючих повітря елементів по газовому тракту на всмоктуючій стороні та температури газів, які проходять через димосос. При виборі продуктивності розрахункові значення беруться з запасом у 5%. Об'єм димових газів перед димососами також визначається. Розрахункова продуктивність димососів вибирається з запасом у 10%. До установки приймаємо димососи типу ДОД-31,5 ФГМ (на блок по 2 димососи). Технічні характеристики димососа типу ДН-26х2 представлені в таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 - Технічні характеристики димососа типу ДОД-31,5

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Подача	м ³ /год	970000
Повний тиск	Па	4790
Температура газу	°С	200
ККД	%	80,5
Частота обертання	хв ⁻¹	495
Потужність	кВт	1645

Димососи та вентилятори приводяться в рух електродвигунами. При виборі потужності електродвигуна беруть до уваги інерцію (момент) ротора тягодуттєвої машини під час її запуску. Енергійні витрати на електродвигун включають у себе втрати, пов'язані з його ККД. Димососи і дуттьові вентилятори

при номінальному навантаженні котлоагрегата повинні мати ККД не нижче 90% максимального його значення.

Таблиця 2.20 - Технічні характеристики димососа рециркуляції типу ГД-31

Найменування параметра	Розмірність	Значення параметра
Продуктивність	м ³ /год	345000
Кількість димососів	шт.	2
Темпераура	°С	365
Повний тиск	кПа	4,1
Максимальна температура газів на вході в димосос	°С	400
ККД	%	84
Частота обертання	хв ⁻¹	745
Потужність	кВт	460

Робота відцентрових димососів та дуттьових вентиляторів керується через прямуючі пристрої з рухомими лопатками та двигунами. Дросельне регулювання не використовується. Все керування відбувається через швидкісні електродвигуни в енергоблоках котлоагрегатів. Загальна потужність для приводу вентиляторів та димососів становить до 15% від власних потреб енергоблоку.

Установка обмивання і пожежогасіння РВП. На ТЕЦ передбачена установка для забезпечення обмивання і пожежогасіння регенеративного повітряпідігрівача, яка складається з:

- бака обмивання місткістю 400 м³;
- двох насосів бака відмивання типу ЦН 400-105 подача 250м³/год, напором 94 м кожний;
- одного пароводяного підігрівача обмивальних вод пропускною спроможністю 400 м³/год.

Під час очищення регенеративного повітряпідігрівача один з двох насосів виступає у ролі резерву, але під час пожежі обидва насоси в роботі.

Установка відкачування обмивальних вод. На ТЕЦ передбачено дві установки відкачування обмивальних вод РВП, поверхонь обігріву котла при його ремонтах.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Система включає приймальний резервуар для обмивальних вод і два насоси типу ХП 280/42-Щ з подачею 280 м³/год та напором 42 м. Обидва насоси працюють як робочі.

Установка по забезпеченню стислим повітрям. Пальники парового котла ТГМП-344А укомплектовані запально - захисними установками ЗЗУ-И-1 в кількості 16 шт. Для охолодження такої кількості іонізаційних датчиків потрібна подача стислого повітря надмірним тиском 0,005 кПа і витратою 661 кг/год. Для забезпечення постійного охолодження датчиків встановлюються дві газодувки типу 2 АФ 53 Е 52 Ш подача 612м³/год напором 0,005 кПа, з яких одна повітрядувка резервна.

2.3.3. Компоновка головного корпусу

Влаштування основного устаткування ГК було розроблене, враховуючи технічні параметри турбіни Т-250/300-240 та котла ТГМП-344А. Габарити газової котельні були визначені з огляду на встановлення основного обладнання. ГК розташована у закритій, замкнутій зоні з окремими відділеннями: котельне відділення – 42 м, деараторне відділення – 12 м та машинне відділення – 54 м.

Котельне відділення. Компановка котельного відділення була схвалена на основі попередніх компонувань газових котлів, розроблених Таганрозьким котельним заводом. Центральна зона котла узята розмірами 48х42 м.

Котли розташовані в одному ряду з міжкотельним перекриттям типу острів. Вздовж ряду "В" розташовані на позначці 13,5 м.

Передбачений консольний місток шириною 1,5 м, який зв'язаний з майданчиками котла через містки та переходи.

У котельному відділенні встановлений мостовий кран з вантажопідйомністю основного крюка 50 т.

Попередньо заплановано крізний проїзд для автотранспорту уздовж ряду "В", із залізничним в'їздом зі сторони тимчасового торця.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для переміщення обладнання, вантажів та персоналу, який обслуговує і виконує ремонтні роботи, передбачено використання пасажирських і вантажно-пасажирських ліфтів і підйомних механізмів. Це забезпечує можливість заїзду транспортних засобів з вантажем до входів ліфтів та в'їзду ручних візків у кабіни ліфтів.

Тягодутєва установка котла – на відкритому майданчику. Де також розташовані експрес-лабораторія, станція для обробки обмивальних вод РВП, а також ремонтні майданчики для виконання робіт з утримання та ремонту РВП і іншого важливого обладнання. У першому поверсі експрес-лабораторії встановлена дизель-генераторна установка.

На відкритому майданчику, де розташоване обладнання котельного відділення, встановлено полукозловий кран, здатний піднімати вантаж масою до 35 тонн для обслуговування допоміжного устаткування.

Все загальне станційне обладнання, таке як насоси, резервуари для конденсату та кислотних розчинів для промивання устаткування, і системи для обмивання РВП, розміщені у постійному торці котельного відділення.

Деаераторне відділення. Деаератор під тиском 0,69 МПа розташований у деаераторному відділенні на висоті 26,1 м.

Блочний щит управління (БЩУ) та релейні панелі КІПіА розташовані в цьому ж відділенні на висоті 13,5 м. Основні електротехнічні пристрої ГК, такі як РУСН-6 кВ, РУСН-0,4 кВ, і щити постійного струму, розташовані на висоті 4,5 м.

Призначено можливість перевезення всього устаткування, розміщеного на проміжних рівнях підлоги деаераторної етажерки, під мостовий кран котельної. Для цієї мети на всіх рівнях встановлені спеціальні консольні майданчики.

Машинне відділення. Проектом передбачено машинний зал з безпідвальною компоновкою, організацією рівнів від 0 до 4,5 м та підвищеними рівнями обслуговування від 13,5 м. Турбіни розташовано поперек залу, а допоміжне устаткування розташовано на рівні партеру.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Турбіни розміщені на рівні 13,5 м. Прямо під ними, на рівні 4,5 м, розташовані конденсатор, ПНТ, МН і мережні підігрівачі, і при цьому, через нестачу місця, "нижній" МП винесено під саму турбіну. По обидва боки ЦВТ знаходяться: з одного боку - ПВТ, з іншого - маслобак системи змащування. Поряд із ПВТ, на рівні 9,3 м, розташовані ЖЕН і ЖТН. Уздовж зовнішньої стіни машинного залу встановлений БОУ. МН-І з трубопроводами зворотної мережної води розташований перед рядом А.

Для забезпечення монтажних та ремонтних робіт у машинному залі передбачається встановлення мостового крана з основним крюком вантажопідйомністю 125 т. Це забезпечить можливість піднімати й переміщувати найважчу частину турбогенератора, а саме - статор генератора.

Збоку тимчасового торця в машинному залі передбачений залізничний в'їзд, суміщений з автов'їздом, із забезпеченням необхідних залізничних габаритів для евакуації.

Збоку постійного торця передбачений автомобільний в'їзд і колія перекочування трансформаторів.

2.4 Допоміжні господарства ТЕЦ

2.4.1. Технічне водопостачання

Витрата води для промислового майданчика ТЕЦ з урахуванням всіх споживачів складає:

- добовий – 1104,86 м³/добу;
- годинний максимальний – 161,64 м³/год.

У зв'язку з віддаленим розташуванням майданчика ТЕЦ від джерела води та значними висотними відмінностями між станцією та місцем водозабору, була визначена потреба у створенні зворотної системи технічного водопостачання.

Водозабірна споруда виглядає як ввігнута кам'яно-накидна гребля, побудована у фільтруючому стилі за допомогою збірних залізобетонних блоків.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Цей водозабір має продуктивність 4700 м³/год.

Огорожа навколо водозабірної споруди має відокремлені 4 насоси типу Д-1000-40, продуктивністю 1000 м³/год та створює напір 40 м. Подача додаткової води від берегової насосної станції до центральної насосної станції здійснюється за допомогою двох сталених труб діаметром 800 мм із загальною довжиною 7570 м.

На станції додаткового підйому води II передбачено встановлення двох насосів типу Д-1250-65 - один працюватиме, інший буде резервним. Ця станція буде відповідальною за подачу додаткової води в систему обробки води та подальшу її подачу в систему технічного водопостачання.

Станція II підйому здатна надавати подачу води об'ємом 1250 м³/год по водоводу Ø600 мм до об'єкта водопідготовки. Після необхідної обробки вода буде спрямована до бризкального басейну.

В якості штучних охолоджувачів системи технічного водопостачання вибрано дві баштові випарні градирні типу БГЖ-3200-73, кожна з них має гідравлічне навантаження 28000 м³/год і площу зрошування 3200 м². Додатково використовується бризкальний басейн, який також має гідравлічне навантаження 28000 м³/год і площу 2800 м². Загалом, ці три охолоджувачі мають загальне гідравлічне навантаження 84000 м³/год.

Розподіл потоків циркуляційної води по окремих охолоджувачах:

а) в літній період

- бризкальний басейн – 28000 м³/год;
- градирня - 2*16400 м³/год.

б) в зимовий період

- в градирню – 14400 м³/год.

Перепади температур охолоджуючої води в конденсаторах турбін:

- влітку – 12,03 °С;
- взимку – 6,81 °С.

Перепад температур на теплообмінниках допоміжного устаткування – 4 °С.

Номінальні розрахункові температури охолоджуючої води на всасі

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

циркуляційних насосів:

- влітку – 28,7 °С;
- взимку – 7,9 °С.

Вода подається на конденсатор турбіни і теплообмінники допоміжного устаткування турбін через ЦНС за допомогою водопроводів Ø2400-1200 мм.

ЦНС забезпечує подачу 68,200 м³/год води, з яких 60,800 м³/год направляються в конденсатори турбін, а 7,400 м³/год – на теплообмінники допоміжного устаткування турбінного відділення.

ЦНС має 4 циркуляційних насоси типу ОПЗ-110К (один з них – резервний) з подачею від 16,000 до 18,000 м³/год і напором 23 м. Вона також має два насоси для виробничо-протипожежного водопостачання типу Д 630-90, з продуктивністю 630 м³/год та напором 90 м.

Після проходження через конденсатори, нагріта вода, рухаючись під залишковим тиском по водоводах Ø1800 мм, подається на охолоджувачі. Після охолодження вода подається по закритих залізобетонних каналах типу ВК розмірами 2,5 * 2,5 м до водоприймальної камери ЦНС.

Для уникнення біологічного обростання технічних водних шляхів, планується застосування хлорування для додаткової води. Також передбачається періодичне хлорування циркуляційної води перед її введенням у конденсатори турбін. Процес хлорування відбувається за допомогою хлораторної установки, яка використовує 50 кілограмів товарного хлору за годину. Ця установка розроблена згідно з типовим проектом 901-7-15-85.

2.4.2. Паливне господарство

2.4.2.1. Газове господарство

Природний газ на ТЕЦ поступає по газопроводах України.

В газове господарство ТЕЦ входять:

- газопровід високого тиску від ГРС до ГРП Ø720 мм;
- газо-регулюючі пункти (ГРП) пропускною спроможністю - 210*103 мм³/год;

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- газопроводи середнього тиску від ГРП до регулюючих газових клапанів котла;
- газопроводи низького тиску між регулюючими клапанами і газовими пальниками котлів.

Газопостачання ТЕЦ – від двох ГРП. ГРП, які розміщені в окремій будівлі. Газ до ГРП подається по одному трубопроводу, без резерву. Далі газ постачається від ГРП до енергетичних і водогрійних котлів через два трубопроводи $\varnothing 700$ мм і $\varnothing 800$ мм відповідно. Тиск газу на виході з ГРП становить 0,2 МПа.

Технічна схема ГРП полягає:

- вузол очищення газу;
- вузол виміру витрати газу;
- вузол редуціювання;
- автоматичний відбірник середньої проби газу з газопроводу.

Вузол очищення газів. Вузол очищення газів знаходиться на зовнішній території і складається з трьох фільтрів сухого очищення газу, кожен з яких може очищувати газ з продуктивністю 50 000 м³/год. Ці фільтри працюють паралельно, дозволяючи відключати один засмічений фільтр без перерви у подачі газу від ГРП.

Вузол виміру витрати газу. Вузол виміру витрати газу містить струмопрямуючий пристрій та вимірювальну діафрагму, які спільно з самописними та інтегруючими приладами дозволяють вимірювати витрати газу в діапазоні від 10 000 до 300 000 м³/год. Також тут передбачений вимір тиску і температури для коригування вимірювань витрати газу.

Центр редуції знаходиться у закритому приміщенні та складається з чотирьох ліній.

У всіх чотирьох лініях є байпасні шляхи $\varnothing 300$ мм. Три лінії обладнані регулюючими клапанами $\varnothing 200$ мм, з яких дві призначені для роботи, а одна є резервною. Ця резервна лінія автоматично активується при пониженні тиску газу на виході з ГРП.

Регулювання тиску газу проводиться в один етап за допомогою другого

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

робочого регулюючого клапана, розташованого подалі по напрямку руху газу. Перший клапан, знаходячись по напрямку руху газу, є контрольним і за нормальної роботи ГРП знаходиться у відкритому положенні.

2.4.2.2. Мазутне господарство

Мазутне господарство призначене для зберігання, перекачування та подачі мазуту до котлів ТЕЦ. Мазут постачається за допомогою залізничного транспорту від нафтопереробних заводів, а саме - в залізничних цистернах різної вантажопідйомності: 50, 60 та 120 т.

Для обслуговування цистерн передбачена двостороння естакада, обладнана системою трубопроводів для розігрівання мазуту, який зберігається в цистернах. Розігрівання здійснюється за допомогою "відкритого" пару під тиском 1,3 МПа та температурою 250 °С.

Мазут, після нагріву в цистернах, переливається по зливних лотках (під кутом спуску 1% у бік місткості) до приймальних резервуарів. Між лотками та приймальними резервуарами розташовані гідравлічні запірні пристрої та фільтруючі сітки. Зливні лотки з'єднані каналами з двома прямокутними приймальними резервуарами об'ємом 1000 м³ кожен.

Кожен з приймальних резервуарів оснащений трема підводними насосами типу 20НА-22, які перекачують мазут у великі основні резервуари для зберігання. Мазутні резервуари вбудовані в землевпорядкування відповідно до технологічних норм проектування, тому додаткове зміцнення території складу не є необхідним. Процес нагріву мазуту в резервуарах здійснюється через циркуляційну систему, яка функціонує як окремий контур.

Мазутонасосна розташована в будівлі, яка має прольот 18 м і завдовжки 84,6 м. У цій будівлі розміщене насосне устаткування, фільтри для грубого і тонкого очищення, службові та побутові приміщення, електротехнічні пристрої, щит управління, насосна система для пінного пожежогасіння, майстерні для ремонтних та механічних робіт, а також вентиляційні установки.

На відкритому майданчику, біля мазутонасосної, розташований підігрівач

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

мазуту, баки збору конденсату, бак збору замазучених дренажів.

Технологічна схема підготовки мазуту – двухступінчата.

Трубопроводи до ГК – на високих опорах.

На ТЕЦ є наступні споруди мазутного господарства:

1. приймально-зливний пристрій чотирьох шляховий завдовжки 354 м, розраховане на одночасний злив цистерн вантажопідйомністю 50,60, 120 т.

2. два приймальних резервуара по 1000 м³, обладнані шістьма погрузними перекачуючими насосами типу 20НА-22.

3. склад мазуту у складі шести залізобетонних резервуарів по 30000 м³; двухступінчата мазутонасосна з чотирма насосами I підйому 10НД-6*1 і п'ятьма насосами II підйому – НК 200/370 подача 180 м³/год, напором 3,9 МПа.

Розрахунок кількості резервуарів в мазутосховищі:

$$B = \frac{n \cdot N}{\eta_k \cdot Q_n^p} - \text{необхідна кількість мазуту, для забезпечення роботи ТЕЦ}$$

де n – кількість котлів;

N – продуктивність котлів;

η_k - ККД котла;

Q_n^p - теплотворна здатність палива;

$$B_1 = \frac{2 \cdot 1000 \cdot 10^6}{0,9305 \cdot 37800 \cdot 10^3} = 56,861 \text{ кг/с} = 204,699 \text{ т/год}$$

$$B_1 = 204,699 \cdot 200 = 40939 \text{ т} - \text{для енергетичних котлів.}$$

$$B_2 = \frac{3 \cdot 209 \cdot 10^6}{0,9 \cdot 37800 \cdot 10^3} = 18,43 \text{ кг/с} = 66,348 \text{ т/год}$$

$$B_2 = 66,348 \cdot 240 = 15923,52 \text{ т} - \text{для ПВК.}$$

$$B = B_1 + B_2 = 40939 + 15923 = 56862 \text{ т.}$$

Висновок: потрібно два резервуари мазуту ємністю 30000 м³.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4.3. Хімводоочистка (ХВО).

Початковою водою для водопідготовки є річка.

Якість живильної води для котлів повинна задовольняти таким умовам:

- жорсткість є загальною, мкг-екв/кг – не більше 0,2;
- сполуки натрію, мкг-екв/кг – не більше 5,0;
- кременева кислота, мкг-екв/кг – не більше 15,0;
- сплав заліза, мкг-екв/кг – не більше 10,0;
-
- розчинений кисень при кисневих режимах, мкг-екв/кг – 100-400;
- питома електропровідність, мк.см/см – не більше 0,3;
- сполука міді у воді перед деаератором, мкг/кг – не більше 5,0;
- розчинений кисень у воді після деаератора, мкг/кг – не більше 10,0;
- значення рН:
- при ГАВР – $9,1 \pm 0,1$;
- при гідрозинному водному режимі – $7,7 \pm 0,2$;
- гідрозин, мкг/кг
- при гідрозинному водному режимі – 80-100;
- при пусках і зупинках – до 3000.
- зміст нафтопродуктів (до конденсатоочистки), мкг/кг – не більше 0,1.
- З метою забезпечення необхідної кількості води на ТЕЦ передбачена

будівля для установок:

- установки підготовки води, що знесолює, для підживлення котлів продуктивністю 125 м³/год;
- установки підготовки води для підживлення тепломереж продуктивністю
- 1100 м³/год;
- трьох БЗУ продуктивністю 950 м³/год;

Для досягнення потрібної якості води (знесолена вода) початкова вода пройшла процеси очищення за наступною схемою: вапнування та коагуляція в освітлювачі, видалення суспендованих речовин на механічних фільтрах,

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

а також трьохетапне видалення солей на іонітних фільтрах.

Якість води для підживлення тепломережі повинна задовольняти:

- вміст вільної вугільної кислоти – 0;
- значення рН – 8,3-9;
- вміст розчиненого кисню, мкг/кг – не більше 50;
- кількість зважених частинок, мг/кг – не більше 5,0;
- вміст нафтопродуктів, мг/кг – не більше 1.

Зм'якшування додаткової води циркуляційної системи в літній період

проводиться по схемі: вапнування і коагуляція в освітлювачі, видалення зважених речовин на механічних фільтрах, підкислення освітленої води сірчаною кислотою. Обробка – без підігріву.

2.5. Охорона навколишнього середовища

2.5.1. Загальні положення

Основними джерелами забруднення навколишнього середовища є викиди від енергетичних котлів ТГМП-344А і водогрійних котлів КВГМ-180-150, а також стічні води, що виходять зі станції.

Основними компонентами, що визначають забруднення атмосфери є: NO₂, NO, SO₂, V₂O₅, CO.

Наразі на ТЕЦ відсутні газоочисні пристрої через проблеми із фінансуванням. Всі існуючі схеми очищення вимагають великих капітальних витрат на спорудження та значних затрат на подальшу експлуатацію.

В цьому зв'язку, основним пристроєм, що знижує вплив ТЕЦ на навколишнє середовище, є димар, забезпечуючий розсіювання шкідливих викидів за рахунок турбулентної дифузії у великих об'ємах атмосферного повітря.

Висота димаря – 270 м.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Можна рекомендувати наступні заходи щодо скорочення викидів:

1. Неприпустимість роботи устаткування на форсованих режимах;
2. Посилення контролю за роботи контрольно-вимірювальних приладів і автоматичних систем управління технологічними процесами;
3. Застосування малосірчистого і низькозольного мазуту;
4. Використання природного газу як основного палива на всіх котлах ТЕЦ.

Виникнення оксидів азоту при горінні зумовлене послідовними хімічними реакціями, які потребують тепла, і це відбувається при високій температурі та тривалому перебуванні газів у відповідних зонах, для зменшення оксидів азоту рекомендується:

1. підтримка мінімального коефіцієнта повітря 1,05-1,15, що веде до зменшення оксидів азоту на 15-20%;
2. початкове горіння – при малих надлишках повітря, повне – при значному надлишку повітря. Технічне розв'язування – двох'ярусне горіння, двухступінчатє спалювання, при якому частина палива подається у верхню зону факела. Дозволяє понизити зміст оксидів азоту на 20-50%;
3. рециркуляція димових газів (10-45% у енергетичних котлів), яка дозволяє добитися зниження оксидів азоту на 50-70% для газоподібного палива і на 45% для мазуту; рециркуляція димових газів у енергетичних і водогрійні котлів – в повітряне дуття;
4. уприскування пари разом з повітрям; при подачі 1,3 кг пари на 1 кг палива досягається зниження оксидів азоту на 50-70%;
5. спалювання водо-мазутової емульсії із співвідношенням 0,1-0,15.

Для мінімізації впливу на довкілля та ефективного використання водних ресурсів, проект передбачає очищення виробничих стоків і повторне їх використання.

Системи підготовки води є джерелом відведення кислих розчинів, кислотних вод, відходів у вигляді шламу та води з високим вмістом солей.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заплановані проекти мають на меті очищення та використання відходів води з установок ХВО.

Шламові води з освітлювачів очищуються на установці обезводнення шламу. Після фільтрації вода повертається для повторного використання.

Промивочні води після натрій-катіонних фільтрів та безнапірні дренажні води, що накопичуються у підземному баці, направляються до резервуара для збору засолених вод. Після цього вони проходять обробку в освітлювачі системи ХВО.

Перед запуском котла, після монтажних або ремонтних робіт, проводиться кислотна промивка котла.

Схема нейтралізації включає в себе взаємну нейтралізацію кислих і лужних вод, повну нейтралізацію в спеціальному баці-нейтралізаторі, та відкачування невеликих порцій в господарсько-побутову каналізацію.

Система очищення стічних вод, забруднених нафтопродуктами, передбачається в області очисних споруд для обробки виробничих і поверхневих стічних вод.

Побутові стоки з промислової території спрямовуються до каналізаційної насосної станції, звідки вони подаються на міські очисні споруди.

Дошові стоки, які містять нафтопродукти, спочатку потрапляють у відстійник-освітлювач для очищення. Після цього очищена вода може використовуватись в системі технічного водопостачання.

Стічні води, що містять нафтопродукти, спочатку проходять очищення на очисних спорудах ОВК, після чого очищена вода може бути використана в технологічному циклі.

Установка очищення забруднених вод працює шляхом пропускання їх через послідовні стадії: спочатку відстійник для відокремлення твердих часток, потім усереднювач для стабілізації, і остання стадія - очищення на освітлюючих фільтрах для подальшого видалення забруднень.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.6. Питання монтажу, ремонту і експлуатації ТЕЦ

Для автоматизації різноманітних монтажних і ремонтних завдань на енергоблоці ТЕЦ використовують вантажопідйомні механізми та транспортний рух, передбачений в першу чергу для будівництва ТЕЦ. У машинному залі встановлений мостовий кран із вантажопідйомністю основного крюка 125 т. В котлоагрегатному приміщенні розташований ще один кран із вантажопідйомністю основного крюка 50 т. Обидва крани мають додаткові крюки на 10 тонн для операцій із підйому та переміщення невеликих вантажів. На відкритому майданчику для обслуговування допоміжного устаткування котельного відділення встановлений полукозловий кран із вантажопідйомністю крюка 35 т.

Для обслуговування арматури та устаткування енергоблока, передбачається використання місцевих вантажопідйомних механізмів.

Ремонт живильних насосів виконується за допомогою переносного козлового крана з вантажопідйомністю 3 тонни і можливістю підняття на висоту до 3 м.

Для технічного обслуговування кришок пучка конденсаторів, мережних підігрівачів та іншого обладнання, що розташоване поза зоною дії мостових кранів, передбачено використання місцевих електричних механізмів.

Для подачі вантажів мостовими кранами котельного відділення на перекриття деаераторного відділення, що знаходяться на різних відмітках (18,9 м і 26,1 м), передбачено виносні майданчики. На цих майданчиках можна приймати вантажі з питомим навантаженням 1 т/м².

Для вертикального транспортування вантажів та працівників по позначках ГК при роботах з монтажу, експлуатації та ремонту в котельному відділенні, передбачено встановлення вантажно-пасажирського ліфту з вантажопідйомністю 500 кг, що обслуговуватиме два котли. Також передбачено два двоколонні підйомники на котел, які матимуть вантажопідйомність 500 кг та здатність піднімати вантаж на висоту до 50 м.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Підвісна люлька з вантажопідйомністю 300 кг використовується для механізації ремонтних робіт всередині топки та конвективної шахти котла.

Для обслуговування та ремонту арматури трубопроводів, устаткування та самого котла (засувок НРС), які знаходяться поза зоною обслуговування мостових кранів, передбачено використання місцевих вантажопідйомних механізмів з можливістю винесення вантажу під основний кран.

Для забезпечення можливості ремонту підшипника верхньої опори РВП, використовується система монорельсів із електроталіями. А щодо видалення та переміщення нижнього підшипника в зону ремонту, використовується лебідка із тяговим зусиллям 3 т. та чотири гідродомкрата вантажопідйомністю 200 кг.

Для полегшення ремонту калориферів передбачено використання електроталей з вантажопідйомністю (г/п) 2 т, а під димососами рециркуляції встановлюються електроталі з вантажопідйомністю г/п 5 т.

Для забезпечення можливості проведення ремонтних робіт на основному обладнанні в генеральному корпусі передбачено спеціально відведені майданчики, (див. план ГК).

В машинному залі розташовані монтажні-ремонтні майданчики з залізничним в'їздом нормальної колії, розташовані у торці будівлі, постійного торця. Також встановлено зварювальні пости та проведено розводку газу і кисню по всьому генеральному корпусу для проведення зварювальних робіт.

Система планово-запобіжних ремонтів (ПЗР) застосовується на діючому обладнанні ТЕЦ та на встановленому новому устаткуванні. Ця система включає капітальний, середній і поточний види ремонтів.

Проведення капітального ремонту енергоблоків заплановано через кожні чотири роки.

В рік капітального ремонту передбачено:

- капітальний ремонт тривалістю 58 або 68 діб залежно від категорії ремонту;

- один раз поточний ремонт другої категорії – 8 діб.

В період між капітальними ремонтами передбачено:

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- один середній ремонт в 25 діб і в цьому ж році поточний ремонт в 8 діб другої категорії;

- по два поточні ремонти тривалістю в 16 і 8 діб першої і другої категорії.

Ухвалені технічні рішення та конструкція устаткування розраховані на надійність та безпеку протягом 30-річного періоду експлуатації та ремонтних робіт.

Технічні умови ТУ 108-1017-81 на парову теплофікаційну турбіну типу Т-250/300-240 визначають і гарантують:

- ресурс турбіни не менше 125000 годин;
- термін служби між ремонтами (з розкриттям циліндрів) – не менше 4 років;

- напрацювання на відмову – не менше 7000 годин;
- коефіцієнт готовності – не менше 0,98.

Технічні умови ОСТУ 24.030.46-74 на котлах ТГМП-344А визначає і гарантує:

- ресурс котла – не менше 100 000 годин;
- термін служби між ремонтами – не менше 5 років;
- напрацювання на відмову – не менше 4400 годин;
- коефіцієнт готовності – не менше 0,98.

2.7 Генеральний план ТЕЦ

Основні фактори, що впливають на розміщення будівель і споруд на генплані, включають рельєф місцевості, можливості підключення до залізничної колії та розташування майданчика на території станції.

Майданчик ТЕЦ був обраний на місці, яке знаходиться в безпосередній близькості до споживачів тепла та електроенергії, а також у зручній доступності від джерела водопостачання.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Майданчик для будівництва ТЕЦ обрано на землях, що не містять корисних копалин, не придатних для сільського господарства та не зазнають затоплення під час паводків. Сама ТЕЦ розташована на рівнинній місцевості, де різниця висот не перевищує 2-3 метри в окремих місцях.

Територія станції розташована на міцному ґрунті, який може витримувати тиск від будівельних конструкцій та споруд у межах від 0,2 до 0,25 МПа.

Комплекс промислових об'єктів ТЕЦ включає промислову площадку, адміністративні будівлі, майданчик для зберігання мазуту, залізничні колії та споруди для зберігання технічних відходів (шламонакопичувачі).

Генплан включає наступні виробничі і підсобні будівлі, споруди і пристрої:

- головний корпус з розміщеними на окремому майданчику тягодуптєвими механізмами, регенеративними повітряпідігрівачами, димарем, підвищуючими трансформаторами;

- об'єднано-допоміжний корпус, інженерно-побутовий корпус;

- пускорезервну і водогрійну котельні;

- ВРП 110 кВ і ВРП 330 кВ;

- газорозподільний пункт;

- мазуто- і мастильного господарства;

- склади устаткування і матеріалів.

На промисловій площадці розташовані паралельно основний та резервний котельні, знаходяться між ними димарі, через які відводиться дим від ГК і ПВК.

ОВК і інженерний побутовий корпус розташовані біля бокового торця ГК. Ці споруди з'єднані з ГК закритою перехідною галереєю на рівні, що відповідає основній позначці обслуговування, яка становить 13,5 метрів над рівнем місцевості.

Уздовж змінного торця ГК передбачено вільне просторне розміщення для подальшого розширення в разі, якщо потрібно буде збільшити потужність ТЕЦ.

Станції ВРП 110 і 330 кВ розміщені на північній стороні, в машинному залі. Теплові мережі виводяться на південний бік від ОVK, в інженерній зоні,

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

де також пролягають підземні автодороги та ЛЕП. Між будівлями передбачені необхідні проміжки та проїзди для забезпечення доступу.

Для ГК, ОВК, ПРК, ВК, та ВРП передбачено наявність залізничних колій та автомобільних під'їздів із твердим покриттям для подальшого зручного обслуговування.

Мазутозливна естакада ТЕЦ розташована на східній межі території ТЕЦ, віддалена від мазутосховища на 100 метрів.

На промплощадці присутні три автомобільні виїзди, а для мазутного господарства передбачено два автов'їзди.

Мережа внутрішніх автодоріг на майданчику забезпечує доступ до всіх будівель і споруд станції, забезпечуючи вільний рух транспорту.

Залізобетонні плити використовуються для огорожі промислової ділянки. Площа промплощадки, оточеної огорожею, становить 27,9 га.

ТЕЦ розміщено таким чином, щоб оптимізувати виробничий процес та максимально раціонально використовувати земельні ресурси. Розташування основних і допоміжних будівель та споруд визначене зонуванням території, ураховуючи технологічні зв'язки, санітарні та протипожежні вимоги. Це також сприяє можливості етапного будівництва та введення в експлуатацію об'єктів ТЕЦ поетапно.

Основні характеристики генерального плану.

Коефіцієнт забудови $K_{зab}$:

$$K_{зab} = (F_o / F_{зag}) \times 100\% (1.1)$$

де F_o - площа, яку займають будівлі, км²;

$F_{зag}$ - площа в загородженні, км²;

$$K_{зab} = (640,9 / 2793,5) \times 100\% = 22,94\% ;$$

$$K_{зab} = 22,94\% .$$

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коефіцієнт використання території $K_{в.т.}$:

$$K_{в.т.} = (F_{сн} / F_{заг}) \times 100\% \quad (1.2)$$

де $F_{сн}$ - площа, яку займають усі споруди, км^2 ;

$F_{заг}$ - площа в загородженні, км^2 ;

$$K_{в.т.} = (1275,68 / 2793,5) \times 100\% = 45,67\%;$$

$$K_{в.т.} = 45,67\%.$$

Питома площа в загородженні $f_{пнт}$;

$$f_{пнт} = F_{заг} / N_e, \text{ га/100 МВт} \quad (1.3)$$

де $F_{заг}$ - площа в загородженні, га;

N_e - електрична потужність станції, в сотнях МВт;

$$f_{пнт} = 27,935 / 5 = 5,6 \text{ га/100 МВт};$$

$$f_{пнт} = 5,6 \text{ га/100 МВт}.$$

2.8. Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва

З димової труби ТЕЦ вибухають шкідливі речовини, які мають вплив на екосистему, включаючи людину.

Санітарні норми передбачають відокремлення електростанцій від житлових зон за допомогою санітарно-захисних зон. Розмір цих зон визначається на основі кількості викидів та напрямку вітрів, щоб забезпечити концентрацію шкідливих речовин в атмосфері нижче припустимих норм (ГДК) і зменшити вплив на населення.

У районах з високим рівнем промисловості або у великих містах, де фонові концентрації шкідливих речовин вже близькі до допустимих меж, будівництво ТЕЦ виступає як перспективний варіант. Це сприяє заміні багато численних менших котельних, які часто не обладнані системами очищення викидів, на потужні теплові центри. Ці центри побудовані з використанням технологій, які дозволяють зменшити вплив на навколишнє середовище.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вони розташовані на відстані від житлових кварталів і промислових підприємств, а також використовують сірчисте і паливо з високим вмістом золи. Такі ТЕЦ впроваджують високоефективне енергетичне обладнання та мають високі димарі для розсіювання забруднюючих викидів.

Один з ключових способів зменшення забруднення атмосфери від шкідливих речовин, які викидаються через димар ТЕЦ, - це покращення розсіювання димових газів. Це може бути досягнуто шляхом контролю за швидкістю газів на виході з труби, що ускладнює їхнє відхилення вниз. Велика висота димової труби сприяє підняттю димових газів у високі шари атмосфери, де вони розсіюються. Це призводить до різкого зменшення концентрації шкідливих речовин у нижніх шарах повітря.

Цей розрахунок спрямований на визначення концентрацій шкідливих речовин у нижніх шарах атмосфери в зоні, де розташована ТЕЦ, і також має на меті визначення оптимальної висоти димаря. Оцінка приземних концентрацій допомагає зрозуміти рівень забруднення повітря, а визначення висоти димової труби дозволяє забезпечити ефективне розсіювання димових викидів у високих шарах атмосфери, зменшуючи тим самим негативний вплив на здоров'я людей і навколишнє середовище.

2.8.1. Розрахунок концентрації оксидів сірки

Один із основних токсичних складових, що містяться в органічних паливах і суттєво впливають на навколишнє середовище у зоні розташування станції, є сірка. Під час згоряння органічних палив викидається приблизно 99% оксидів сірки у формі SO_2 та приблизно 1% у формі SO_3 . Розрахунок викидів оксидів сірки з котлоагрегатів виробляється в перерахуванні тільки на SO_2 , г/с:

$$M_{SO} = 0,02 \cdot B \cdot S^P \cdot (1-\eta'_{so}) \cdot (1-\eta''_{so}) \cdot [1-\eta''_{so} \cdot (\tau_{op}/\tau_{ka})] \quad (2.34)$$

де B - витрата натурального палива, т/рік чи г/с,

$B = 24734,22$ г/с, (витрата палива на водонагрівальні котли)

$S^P = 2,15$ % - (для мазуту)

$B = 24734,22$ г/с,

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

S^p - вміст сірки в паливі на робочу масу,

$$S^p = 2,15 \%,$$

η'_{so} - частка оксидів сірки, що зв'язуються золою в котлоагрегаті,

$$\eta'_{so} = 0,02,$$

η''_{so} - частка оксидів сірки, що вловлюються мокрим золоуловлювачем,

$$\eta''_{so} = 0 \text{ (відсутні золоуловлювачі)},$$

τ_{op} - час роботи сіроочистки,

$$\tau_{op} = 0 \text{ (відсутня сіроочистка)},$$

$\tau_{ка}$ - час роботи котлоагрегату .

$$M_{SO} = 0,02 \cdot 24734,22 \cdot 2,15 \cdot (1 - 0,02) \cdot (1 - 0) \cdot (1 - 0) = 1042,3 \text{ г/с}.$$

Очищення димових газів від SO_2 і SO_3 може здійснюватися різними методами.

Найбільш простими у застосовуванні з них є:

- вапняний метод
- сульфідний метод
- двухциклічний лужний метод
- магнезитовий метод
- метод каталітичного окислювання.

2.8.2. Очищення димових газів від оксидів азоту

Оксиди азоту - це важлива домішка, що має шкідливий вплив. Навіть при найменших концентраціях у повітрі вони можуть негативно впливати на дихальні органи, сприяють пошкодженню обладнання та матеріалів, сприяють утворенню смогу та погіршенню видимості в міських районах.

Спалювання органічних палив призводить до утворення різних оксидів азоту, таких як N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2 , N_2O_4 , N_2O_5 . З них найбільш стійким є NO_2 , тому при розрахунках викидів оксидів азоту часто враховується саме ця речовина.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Механізм утворення оксидів азоту залежить від вмісту азоту в паливі та повітрі. У зв'язку з цим оксиди азоту поділяються на паливні та повітряні.

Розрахуємо концентрації оксидів азоту при спалюванні твердого палива.

Сумарна кількість викидів оксидів азоту в т/рік чи г/с визначаємо по рівнянню:

$$M_{NO} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot B \cdot Q_H^P \cdot (1 - q_4 / 100) \cdot (1 - \varepsilon_1 r) \cdot (1 - \eta_{NO} \cdot (\tau_{NO} / \tau_{ka})) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2$$

де K- коефіцієнт, що враховує тип котла і його продуктивність,

$$K = (12 \cdot D_{\phi}) / (200 + D_{\phi}) \quad (2.35)$$

B- витрата натурального палива , т/рік чи г/с,

$$B = 383,769 \text{ т/рік,}$$

$$B = 12102,53 \text{ г/с;}$$

Q_H^P - нижча теплота згоряння на робочу масу,

$$Q_H^P = 34330 \text{ кДж/кг;}$$

q_4 - втрати тепла з механічним недополом, $q_4 = 0 \%$;

ε_1 - коефіцієнт, що характеризує ефективність впливу рециркуляції димових газів, $\varepsilon_1 = 0$

r- ступінь рециркуляції димових газів у топку, $r = 0\%$;

η_{NO} - Ефективність системи очищення димових газів від оксидів азоту;

τ_{NO} - час роботи азотоочистки;

τ_{ka} - час роботи котла;

(в даний час азотоочистка в енергетиці не використовується, тому вираз $\eta_{NO}(\tau_{NO}/\tau_{ka})=0$)

β_1 - коефіцієнт, що враховує якість палива,

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot N^r \quad (2.36)$$

N^r - вміст азоту в паливі на спалювану масу , $N^r = 0,4 \%$,

β_2 -коефіцієнт, що враховує конструкцію пальників, $\beta_2 = 0,85$;

β_3 - коефіцієнт, що враховує вид шлаковидалення , $\beta_3 = 0$,

ε_2 - коефіцієнт, що враховує зниження викидів No_x при багатосхідчастому спалюванні.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\varepsilon_2 = 12$ одноступінчатє спалювання.

$$K = 2 (12 \cdot 644,977) / (200 + 1000) = 12,9;$$

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot 0,4 = 0,366;$$

$$M_{NO} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 12102,53 \cdot 34330 \cdot 12,9 \cdot (1-0) \cdot (1-0) \cdot 0,366 = 666,96 \text{ г/с.}$$

2.8.3. Розсіювання в атмосфері викидів з димаря ТЕЦ

Гази, що викидаються з промислових джерел, повинні розсіюватися в атмосфері, навіть якщо вони не містять токсичних речовин. Наведений приклад - продукти повного згоряння природного газу, що майже не містять кисню і, отже, не є придатні для дихання. Це вказує на необхідність розведення будь-якого неактивного газу у повітрі до рівня кисню, що зберігається в атмосфері. Однак, якщо в газах, що викидаються, є токсичні речовини, ситуація ускладнюється. Незважаючи на застосування різних методів очищення палива та димових газів, значна кількість шкідливих речовин все ще залишається у викидах.

Теплові електростанції мають значний плюс у здатності ефективно відводити потужний потік гарячого диму вгору через високі димарі. Це дозволяє димовим газам змішуватися з верхніми шарами атмосфери.

Димові гази, що виходять через труби електростанцій, містять з'єднання ванадію, солі натрію, коксит та частки сажі, що видаляються під час обдування поверхонь нагрівання.

Потрібно визначити кількість димарів та обчислити їхню висоту відповідно до вимог, які встановило Міністерство охорони здоров'я щодо урахування впливу оксидів сірки та азоту на довкілля та здоров'я людей.

Висота димаря визначається за рівнянням:

$$h = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \left(\frac{M_{NO_2}}{ГДК_{NO_2}} + \frac{M_{SO_2}}{ГДК_{SO_2}} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V_r \cdot \Delta T}}}, \quad (2.37)$$

де A - коефіцієнт, який залежить від температурної стратифікації атмосфери даного району,

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

визначаючий вимоги вертикального и горизонтального розсіювання шкідливих речовин,

$$A=160,$$

F- безрозмірний коефіцієнт, враховуючий швидкість осадження шкідливих речовин в

атмосфері. Для газоподібних речовин $F = 1,0$,

m, n - безрозмірні коефіцієнти, які враховують викиди димових газів в даному районі,

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (2.38)$$

де f - параметр, який визначається по формулі:

$$f = \frac{\omega_0^2 \cdot D_0}{h^2 \cdot \Delta T} \cdot 10^3, \quad (2.39)$$

Параметр n визначається в залежності від величини:

$$V_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_m \cdot \Delta T}{h}}, \quad (2.40)$$

де ω_0 - швидкість димових газів на зрізі димаря,

$$\omega_0 = 2,6 \sqrt{\frac{\Delta T \cdot D_0}{100 \cdot i + 8 \cdot \lambda}}, \quad (2.41)$$

де i - звуження труби, $i = 0,01-0,015$, приймаємо $i = 0,015$

λ - коефіцієнт тертя, $\lambda = 0,05$

D_0 - внутрішній діаметр устя димаря,

h - геометрична висота димаря. Приймаємо в першому наближенні $h = 270\text{м}$,

z - число димарів, $z = 1$,

ΔT - різниця температур димових газів та навколишнього повітря

$$T = T_{\Gamma} - T_{\text{нав.п.}}, \quad (2.42)$$

T_{Γ} - температура димових газів на виході з труби, $T_{\Gamma} = 131^{\circ}\text{C}$

$T_{\text{нав.п.}}$ - середня температура в полудень самого жаркого місяця,

$T_{\text{нав.п.}} = 22,1^{\circ}\text{C}$,

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta T = 131 - 22,1 = 108,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

V - об'ємна витрата димових газів,

$$V = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} \cdot \omega_0 \quad (2.43)$$

ГДК - гранично допустима концентрація шкідливих викидів:

$$\text{ГДК}_{\text{NO}} = 0,085 \text{ мг/м}^3, \text{ ГДК}_{\text{SO}} = 0,5 \text{ мг/м}^3.$$

Так, при h = 250 м:

- швидкість димових газів на зрізі димаря:

$$\omega_0 = 2,6 \sqrt{\frac{108,9 \cdot 9,6}{100 \cdot 0,05 + 8 \cdot 0,015}} = 37,152 \text{ м/с},$$

- параметр V:

$$V = \frac{3,14 \cdot 9,6^2}{4} \cdot 37,152 = 2687,87 \text{ м}^3/\text{с};$$

- параметр f:

$$f = \frac{37,152^2 \cdot 9,6}{270^2 \cdot 108,9} = 1,67 \cdot 10^{-3},$$

- об'ємна витрата димових газів:

$$V_m = 3 \sqrt{\frac{2687,78 \cdot 108,9}{270}} \cdot 0,65 = 3,65 \text{ м}^3/\text{с},$$

- коефіцієнт m:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,00167} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,00167}} = 1,4$$

- висота димаря в першому наближенні:

$$h = \sqrt{160 \cdot 2 \cdot 1,4 \cdot 1 \left(\frac{1042,3}{0,5} + \frac{666,96}{0,085} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{2687,78 \cdot 108,9}}} = 258,86 \text{ м}.$$

Вибираємо для побудованої ТЕЦ димар висотою h = 270 м із внутрішнім діаметром устя D₀ = 9,6 м.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ, АСУ

3.1 Автоматизована система керування ТЕЦ

АСК ТЕЦ виконує керування елементами головної електричної схеми станції, нагляд і координацію роботи енергоблоків, а також керування системою пожежогасіння на станції.

Управління відбувається через центрального щита керування (ЦЩК), розташовану в постійному торці основного корпусу. На ЦЩК перебуває на цьому щиті керування.

Піковій водогрійній котельні призначений окремий щит керування (ЦЩВК), який розташований біля першого котла на рівні 3,6 м.

Всі щити керування з'єднані оперативним зв'язком.

Для виконання задач АСУ ТЕЦ і АСУ ТП на станції передбачена установка інформаційно-обчислюваного комплексу (ІОК).

3.2 Автоматична система керування технологічними процесами

Автоматична система управління технологічними процесами енергоблоків призначена для виконання контрольних функцій, сигналізації, автоматичного регулювання, технологічного захисту, дискретного автоматизованого керування та оперативного зв'язку.

Контроль обсягу сигналізації, автоматичного регулювання та технологічних захистів здійснюється відповідно до вимог "Правил технічної експлуатації електростанцій і мереж".

Процес постійного оперативного контролю та управління виробництвом електроенергії відбувається через блочні щити керування (БЩК).

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Всі пристрої, розташовані на БЩК, розділяються за своїми функціональними завданнями на дві зони:

- оперативний контур;
- неоперативний контур.

У оперативному контурі розташовані панелі приладів з мнемосхемою та окремі пульти з приборними приставками.

На пультах розміщені:

- Обладнання для індивідуального керування відповідальними механізмами, регулюючими та запірними органами.
- Кнопки для вибору по виборчій схемі управління об'єктом управління.
- Групові ключі для надання команд управління.
- Кнопки для квітування технологічної та аварійної сигналізації.
- Клавіатура для системних дисплеїв.
- Обладнання для оперативного зв'язку.

На пультах розміщені контрольно-вимірювальні прилади та табло для сигналізації відхилень технологічних параметрів.

Неоперативний контур панелей БЩК складається з панелей, розміщених за спиною оператора, де знаходяться самопишучі прилади, сигналізатори і допоміжна апаратура, що потребує постійного контролю.

АСУ ТП складається з таких підсистем:

Підсистема збору, обробки і представлення інформації

Більшість параметрів контролюється на БЩК за допомогою інформаційно-обчислюваного комплексу (ІОК).

Інформаційно-обчислюваний комплекс (ІОК) виконує низку функцій для оптимального керування енергоблоками:

- Збирання та обробка інформації від аналогових і дискретних датчиків.
- Відображення аналогових, дискретних, розраховуваних та введених параметрів і показників.
- Виявлення та відображення відхилень у значеннях аналогових параметрів.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Розрахунок техніко-економічних показників енергоблоків, включаючи витратні та відносні прирости.
- Реєстрація аварійних випадків, включаючи реакцію захистів та відключення механізмів.
- Сигналізація при відхиленні виміряних та розрахункових параметрів від норми.

Підсистема дистанційного управління обладнанням.

Енергоблок використовує систему дистанційного вибіркового управління запірними та регулюючими органами блоку.

Для особливо важливих об'єктів (таких як задвижки на подачу газу і мазуту до котла, головні парові задвижки, регулюючі органи для подачі повітря та палива, кінцеві вприски, захисні клапани, димові вентилятори, дуттьові вентилятори, живильний насос і т. д.) передбачено індивідуальне дистанційне керування.

Підсистема автоматичного регулювання

Система автоматичного регулювання енергоблоку гарантує оптимальну ефективність роботи обладнання і підтримку параметрів технологічних процесів в заданих межах.

Котельні агрегати оснащуються всережимним електронними регуляторами палива, повітря і тяги, харчування, температури первинного і вторинного пара, а також пусковими регуляторами.

Турбіни вдосконалюються за допомогою електрогідравлічних систем регулювання та доповнюються електронними системами надбудови для поліпшення їхньої ефективності.

Крім того, на турбоустановках передбачені регулятори для підтримки:

- заданого тиску пари в колекторі кінцевих ущільнень турбіни;
- рівня конденсату в конденсаторі;
- рівня конденсату пари, що гріє, в ПВД і ПНД;
- рівня конденсату пари, що гріє, в збірнику конденсату ПСГ №1,2.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Підсистема технологічної сигналізації

Для сповіщення персоналу про появу несправностей в роботі обладнання та відхиленнях параметрів від заданих значень передбачає використання світлозвукової сигналізації, яка відображає кожний сигнал на окремому світловому табло.

На БЩУ передбачені наступні види сигналізації:

- технологічна сигналізація відхилення параметрів;
- аварійна сигналізація;
- сигналізація несправностей в електричних схемах (виклик до панелей, до місцевих щитів, до збірок енергоподачі).

Підсистема технологічних захистів

Система захисту призначена для запобігання аварійних ситуацій та реагування на порушення роботи енергоблоку без необхідності втручання персоналу, якщо вони виникають у режимах, що не піддаються коригуванню автоматичними регуляторами.

Залежно від характеру порушень дію захисту викликає:

- останов енергоблоків;
- останов турбоагрегатів;
- останов живильних насосів;
- останов котлоагрегатів.

Обсяг захистів виконаний на підставі матеріалу Созтехенерго "Обсяг і технологічні умови на виконання технологічних захистів теплоенергетичного обладнання моноблочних установок потужністю 250, 300, 500 і 800 МВт" з урахуванням "Правил вибухобезпеки при використанні мазуту та природного газу в котельних установках".

Захисти, які діють на останов турбіни

- 1) осьовий зсув ротора турбіни;
- 2) пониження тиску в системі змащування турбіни;
- 3) підвищення тиску в конденсаторі турбіни;

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 4) підвищення частоти обертання ротора (захист гідравлічний);
- 5) підвищення віброшвидкості корпусів підшипників;
- 6) пониження тиску середовища в системі регулювання;
- 7) пониження температури свіжої пари перед турбіною;
- 8) пониження рівня в демпферному маслобаку системи ущільнень валу генератора;
- 9) відключення всіх масляних насосів системи ущільнень валу генератора;
- 10) пониження витрати води через обмотку статора генератора;
- 11) відключення всіх насосів газоохолоджувачів генератора;
- 12) підвищення тиску пари в мережевому підігрівачі №1;
- 13) підвищення температури масла за масло охолоджувачами при пониженні тиску води перед маслоохолоджувачами;
- 14) пониження витрати води на газоохолоджувачі генератора;
- 15) підвищення температури пари у вихлопній частині;
- 16) пониження температури пари промперегреву.

Захисти, що діють на останов котла:

- 1) припинення витрати живильної води;
- 2) підвищення тиску перед засувкою, вбудованою в тракт котла;
- 3) пониження тиску перед засувкою, вбудованою в тракт котла;
- 4) зміна тиску перед засувкою, вбудованою в тракт котла;
- 5) припинення витрати через проміжний пароперегрівач;
- 6) згасання факела в топці;
- 7) пониження тиску газу після регулюючого клапана;
- 8) пониження тиску мазуту після регулюючого клапану;
- 9) підвищення тиску газу після регулюючого клапану;
- 10) відключення всіх димососів;
- 11) відключення всіх дуттьових вентиляторів;
- 12) відключення всіх регенеративних повітрепідігрівачів.

Захисти, що діють на останов блоку:

- 1) останов кола;
- 2) осьове зрушення ротора турбіни;
- 3) пониження тиску в системі змащування турбіни;
- 4) підвищення тиску в конденсаторі турбіни;
- 5) підвищення рівня в ПВД;
- 6) внутрішні пошкодження блоку генератор-трансформатор;
- 7) відключення обох живильних насосів;
- 8) виникнення асинхронного режиму або гасіння поля генератора;
- 9) відключення генератора від мережі внаслідок зовнішніх пошкоджень в блоці;
- 10) закриття стопорних клапанів турбіни.

3.3 Захисти водогрійного котла КВГМ-209 № 5

Водогрійний котел КВГМ-209 №5 був змонтований в 1998 р. Він розташований в будівлі водогрійній котельні №2. Ручне управління котла здійснюється з об'єднаного щита управління водогрійними котлами № 5,6 ЦТЩУ-2. Котел КВГМ-5 підключений до окремої лінії тисків мережевих насосів СН-ІІ-7,8, що має зв'язок із загальним напірним колектором СН-ІІ-1-6 через перемичку С-44. Вихід котла пов'язаний з колектором КВГМ-5,6 і підключений до загального змішуючого колектора КВГМ-1-4.

Об'єм захистів відповідає вимогам пристроям захистів водогрійних котлів з врахуванням "Правил вибухобезпечності при використанні мазуту і природного газу в котельних установках".

Локальні захисти КВГМ-209 №5:

1. Згасання розпалювального факелу (витримка 9 с.) – відключається подача палива до котла.
2. Підвищення розрідження до -1кПа – відключається димосос котла.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.4 Блокування водогрійного котла КВГМ-209 № 5

1. Відключення дуттьового вентилятора (ДВ) - відключення димососу рециркуляції газів (ДРГ).
2. Відключення димососу котла (ДС) - відключення ДВ.
3. Повне відкриття направляючих апаратів (НА) ДВ при роботі на 1й швидкості - перехід на 2-гу швидкість.
4. Повне відкриття направляючих апаратів ДС при роботі на 1й швидкості - перехід на 2-гу швидкість.
5. Відключення ДРГ - закриття НА ДРГ.
6. Швидкість відкриття НА ДРГ при ручному управлінні – 3с.(робота) – 10с. (витримка) – для недопущення зриву факела.
7. Заборона на відкриття загальної паливної арматури при недозакритій індивідуальній арматурі.
8. Заборона на включення ДВ при зупиненому ДС.
9. При розтопленні – заборона подачі газу до пальників нерозпалювальної групи (№ 5-8).
10. Заборона на відкриття індивідуальної арматури нерозпалювальних пальників по паливу при зниженні тиску газу до уставки захистів.
11. Включення захисту «незаймання» при: закритому регулювальнику газу до казана і одночасній фіксації факела ЗЗУ – «збій ЗЗУ».
12. Заборона на розпал запальника при тиску повітря на охолодження ЗЗУ менше 50 кПа.
13. Заборона розпалу пальників і ЗЗУ до вентиляції топки протягом 10 хвилин.
14. Пропажа сигналу «топка провентильована» - заборона на подачу газу до ЗЗУ - заборона на подачу газу до котла.
15. Включення ЗЗУ - зникнення факелу запальника через 5.10 с.- закриття подачі газу до запальника.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.5 Опис схеми САР КВГМ-209 №5

Система автоматичного регулювання водогрійного котла КВГМ-209 №5 і котельних №1,2 містить наступні регулятори:

1. Головний регулятор – навантаження водогрійного котла згідно графіка тепломережі.
2. Регулятор палива газ – управління витратою газу до котла.
3. Регулятор палива мазут – управління витратою палива до котла.
4. Регулятор загального повітря – подача повітря до пальників котла.
5. Регулятор рециркуляції димових газів – економічний режим
6. Регулятор тиску мазуту в магістральних трубопроводах.
7. Регулятор температури повітря за калориферами котла – управління підігріванням загального повітря для недопущення низькотемпературної корозії поверхонь нагріву котла.
8. Регулятор розрідження – забезпечення стійкого режиму горіння факела в топці котла.
9. Регулятор тиску пари на розпилення мазуту.
10. Регулятор тиску повітря, що охолоджує, на іонізаційні датчики ЗЗУ.

3.6 Опис схеми теплового контролю КВГМ-209 №5

Схема дозволяє контролювати тепломеханічні параметри КВГМ-209: • температуру, тиск і витрату мережевої води;

- тиск і витрата мазуту;
- тиск і витрата газу;
- тиск і температуру дуттьового повітря і ін.

Сигнали від датчиків поступають на показуючі прилади і електронні перетворювачі по місцю. На центральному тепловому щиті управління відображуються і реєструються найбільш важливі параметри тепломеханічного контролю котла:

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- тиск в подаючих мазутних магістралях;
- витрата мазуту до котла;
- тиск і витрата газу до котла;
- вміст кисню у викидних газах;
- тиск і витрата мережевої води через котел;
- температура мережевої води;
- температура газів за поверхнями нагріву котла.

Перетворені сигнали приладів і первинних датчиків поступають в ланцюги захистів і блокувань КВГМ-209 і в ланцюги техніко-економічних показників котла.

Для виключення помилкової роботи захистів, як правило, застосовується система "два з двох", при якій для кожного захисту встановлюється два незалежні датчики. Спрацьовування захисту можливе при одночасному спрацьовуванні обох датчиків. Для сповіщення персоналу про появу несправностей в роботі устаткування і відхиленнях параметрів від заданих значень передбачається система світозвукової сигналізації з виведенням кожного сигналу на окреме світлове табло.

Передбачена можливість випробування захистів, як на зупинених, так і на працюючих енергоблоках.

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЇ

4.1. Опис схеми головних електричних з'єднань.

Під час проектування ТЕЦ встановлюється зв'язок з енергосистемою на напрузі 110 кВ.

ОРУ 110 кВ реалізовано відповідно до схеми “дві основні і третя обвідна системи шини”, де одна з основних систем шин секціонована. Обхідні і шиноз'єднувальні вимикачі на кожній секції 110 кВ об'єднані між собою.

Крім цього, дев'ять ліній, що йдуть до тупикових підстанцій, підключені до ОРУ 110 кВ.

Завантаження всіх цих ліній електропередач, що виходять з ОРУ 110 кВ, залишається в припустимих межах як у нормальних, так і у післяаварійних режимах.

Для передачі потужності ТЕЦ-500 на напругу 110 кВ використовується блокова схема підключення турбогенераторів до шин відкритих розподільних пристроїв.

Основна схема електричних з'єднань ТЕЦ зображена на кресленні.

Для енергоблоків №1 та №2 встановлені турбогенератори типу ТВВ-320-2У3 з потужністю 320 МВт і напругою 20 кВ. Вони мають змішане охолодження обмоток та використовують тиристорну систему збудження. Ці турбогенератори підключені до ОРУ 110 кВ через підвищувальні трансформатори типу ТДЦ-400000/110-71У1 з потужністю 400 МВА та напругою 110 кВ.

Згідно з "нормами технологічного проектування", встановлені у генераторному ланцюзі між виводами генератора та робочим трансформатором власних потреб 6,3 кВ вимикачі типу ВВГ-20-160/12500У3. Кожен блок має робочий трансформатор власних потреб (ТВП) типу ТРДНС-32000/35У1, який приєднаний до низької сторони трансформатора.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.1.1. Схема власних потреб 6 кВ і 0,4/0,23 кВ.

У системі внутрішніх потреб ТЕЦ використовуються напруги змінного струму - 6 кВ та 0,4/0,23 кВ. Електродвигуни потужністю 250 кВт і більше працюють під напругою 6 кВ, тоді як менш потужні електродвигуни використовують напругу 0,38 кВ. Всі електродвигуни у цій системі є асинхронними.

Електродвигуни аварійних маслonaсосів для змащення турбіни та ущільнення вала генератора споживають напругу 220 В постійного струму, щоб забезпечити їхню роботу в аварійних ситуаціях за допомогою акумуляторної батареї.

На напрузі 380/220 В, окрім електродвигунів з внутрішніми потребами потужністю до 250 кВт, живляться приводи засувки механізмів керування турбінами, система зварювання та освітлення.

Система внутрішніх потреб існуючої станції на напрузі 6 кВ отримує живлення від двох секцій РУВП-6 кВ. До цих секцій підключені електродвигуни механізмів внутрішніх потреб, а також трансформатори 6/0,4 кВ енергоблоків, водогрійних котлів і допоміжних споруд.

Електропостачання секцій забезпечується від трансформаторів для внутрішніх потреб 20/6,3-6,3 кВ потужністю 32 МВА кожний. Вони підключені до відгалужень від виводів кожного генератора між генераторним вимикачем та підвищувальним трансформатором. Резервне живлення здійснюється від одного трансформатора 32 МВА, який підключений на високій стороні до шини 110 кВ.

Цей трансформатор живить дві секції РУВП-6 кВ, до яких підключені як блочні, так і загальностанційні споживачі.

На напрузі 380/220 В, окрім електродвигунів для внутрішніх потреб потужністю до 250 кВт, живляться також приводи засувки, електромережа для зварювання та освітлення.

Для живлення навантажень на напрузі 380/220 В енергоблоків №1 та №2 встановлено два робочих трансформатора для внутрішніх потреб 6/0,4 кВ з потужністю по 1000 кВА кожний.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Розподіл навантажень виконано на трьох секціях РУВП-0,4 кВ, дві з яких розділені за допомогою секційного автомата на дві напівсекції: відповідальну і особливо відповідальну.

До напівсекцій особливої відповідальності приєднуються споживачі, чий робочий процес визначає збереження основного устаткування у випадку втрати живлення власних потреб 6 кВ енергоблоку.

Кожен трансформатор приєднується до відповідної секції, при цьому введення робочого трансформатора здійснюється через автоматику для відповідальної напівсекції. Резервне живлення передбачається для напівсекції особливої відповідальності.

Резервування власних потреб енергоблоків здійснюється від трансформатора 6/0,4-0,23 кВ потужністю 1000 кВа, який підключений до ОРУ 110 кВ.

Для забезпечення надійного живлення особливо важливих споживачів під час повної або тривалої відсутності змінного струму (понад 30 хвилин) передбачається встановлення дизель-генераторів потужністю 500 кВт, які будуть підключені до обох особливо відповідальних напівсекцій.

Також для живлення ланцюгів захисту, сигналізації, керування, аварійного освітлення, аварійних маслonaсосів змащення турбіни та ущільнення вала генератора, а також приводів вимикачів РУВП-6 кВ на енергоблоках передбачається встановлення акумуляторної батареї типу СК-28. Ця батарея складається зі здвоєних акумуляторів типу СК-14, розташованих у скляних посудинах.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2. Розрахунок струмів короткого замикання

ВИХІДНІ ДАНІ:

Турбогенератори Γ_1, Γ_2 , тип ТВВ-320-2УЗ:

$P_H=320$ МВт, $U_H=20$ кВ $\cos \varphi_{\text{ном}}=0,85$, $x''_d=17\%$.

Блочні трансформатори T_1, T_2 тип ТДЦ-400000/110-71У1:

$S_H=400$ МВ·А, $U_K=10,5\%$

Трансформатор власних потреб T_4 тип ТРНДС-32000/35У1:

$S_H=32$ МВ·А, $U_{\text{КВ-Н}}=12,7\%$, $U_{\text{КН1-Н2}}=40\%$,

Номинальної потужності системи $S_{c1}=2000$ МВА, і приведеним результируючим опором $x_{*c1}=2,3$;

Розрахункова схема приведена на рис.3.1.

За розрахунковою схемою складаємо схему

її заміщення (рис.3.2). Розрахунок будемо вести у відносних одиницях; за базисну потужність приймаємо $S_6=1000$ МВА, за базисну напругу – $U_6=6,3$ кВ, тоді базисний струм можна обчислити по формулі:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,643 \text{ кА}$$

Для генераторів:

$$x_1 = x_2 = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0,17 \cdot \frac{1000}{320/0,85} = 0,452$$

$$E_{21} = E_{22} = U + I \cdot x_d'' \cdot \sin \varphi = 1 + 1 \cdot 0,17 \cdot 0,452 = 1,09$$

Для блокових трансформаторів:

$$x_3 = x_4 = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,263$$

Для трансформатора власних потреб (з розщепленою обмоткою):

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$x_5 = \frac{1}{100} \cdot (U_{K_{B-H}} - \frac{U_{K_{H-H}}}{2}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = \frac{1}{100} \cdot (12,7 - \frac{20}{2}) \cdot \frac{100}{32} = 0,844$$

$$x_6 = x_7 = \frac{1}{100} \cdot U_{K_{B-H}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = \frac{1}{100} \cdot 12,7 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{32} = 6,25$$

Для систем с1:

$$x_8 = x_{c1} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{c1}} = 2,3 \cdot \frac{1000}{2000} = 1,15 \quad E_{c1} = 1,0$$

Спростуємо схему заміщення рис.3.2.б:

$$x_9 = x_5 + x_7 = 0,844 + 6,25 = 7,094$$

$$x_{10} = x_4 + x_2 = 0,263 + 0,452 = 0,715$$

Схема приведена на рис.3.2.в:

$$x_{11} = \frac{x_8 \cdot x_{10}}{x_8 + x_{10}} = \frac{1,15 \cdot 0,715}{1,15 + 0,715} = 0,441$$

$$E_1 = \frac{\frac{E_{c1}}{x_8} + \frac{E_{c2}}{x_{10}}}{\frac{1}{x_8} + \frac{1}{x_{10}}} = \frac{\frac{1}{1,15} + \frac{1,09}{0,715}}{\frac{1}{1,15} + \frac{1}{0,715}} = 1,055$$

Схема приведена на рис.3.2.г:

$$x_{12} = x_{11} + x_3 = 0,441 + 0,263 = 0,704$$

Схема приведена на рис.3.2. д

Перетворення схеми трикутника:

$$x_1 = x_{12} + x_1 + \frac{x_{12} \cdot x_1}{x_9} = 0,704 + 0,452 + \frac{0,704 \cdot 0,452}{7,094} = 1,2008$$

$$x_2 = x_{12} + x_9 + \frac{x_{12} \cdot x_9}{x_1} = 0,704 + 7,094 + \frac{0,704 \cdot 7,094}{0,452} = 18,84$$

$$x_3 = x_9 + x_1 + \frac{x_9 \cdot x_1}{x_{12}} = 7,094 + 0,452 + \frac{7,094 \cdot 0,452}{0,704} = 12,1$$

$$x_{13} = \frac{x_9 \cdot x_{12}}{x_{12} + x_9 + x_1} = \frac{18,84 \cdot 0,704}{1,2008 + 18,84 + 0,704} = 0,702$$

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$E_2 = \frac{\frac{E_1}{x_{12}} + \frac{E_{e1}}{x_1}}{\frac{1}{x_{12}} + \frac{1}{x_1}} = \frac{\frac{1.055}{0.704} + \frac{1.09}{0.452}}{\frac{1}{0.704} + \frac{1}{0.452}} = 1.076$$

4.3. Вибір комутаційних апаратів

4.3.1. Вибір вимикача

Ми проведемо розрахунки струмів короткого замикання за допомогою типових кривих, використовуючи алгоритм схеми "система" та "двигун-система". Треба врахувати періодичну складову струму КЗ, яка не припиняється з часом.

$$I_{НОРМ} = I_{HT} = \frac{S_{HT}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{32}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1,466 \text{ кА}$$

Знайдемо значення струму :

$$I_{п,с,о} = I_{УТЖ} = 1,3 \cdot I_{НОРМ} = 1,3 \cdot 1,466 = 1,91 \text{ кА}$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ (в кА) від еквівалентного двигуна секції (джерела Д) визначається за формулою:

$$I_{п,Д,0} = I_{*уск,Д} \frac{P_{н,Д}}{\eta_D \cos \phi_D \sqrt{3} U_{н,Д}} = 4,0 \frac{P_{н,Д}}{U_{н,Д}},$$

де: $P_{н,Д}$ - номінальна потужність еквівалентного двигуна Д, що дорівнює сумі номінальних потужностей двигунів секції (групи), МВт;

$U_{н,Д}$ - номінальна напруга двигуна Д, кВ.

$$I_{п,Д,0} = 4,0 \frac{20}{6,3} = 12,69 \text{ кА}$$

$I_{п,Д,0} > I_{п,с,о}$, отже будемо вибирати вимикач по початковому значенні складової струму КЗ від еквівалентного двигуна секції.

Враховуючи можливість використання для даних умов вимикача **ВЭЭ-6-40/2000 ТЗ**, з наступними паспортними характеристиками:

- номінальна напруга $U_H = 6,6 \text{ кВ}$;
- номінальний струм $I_H = 2 \text{ кА}$;

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- номінальний струм відключення $I_{\text{відкл}}=40\text{кА}$;
- граничний наскрізний струм:
- діюче значення $I_{\text{дин}}=40\text{кА}$;
- амплітудне значення $i_{\text{дин}}=128\text{кА}$;
- граничний струм термічної стійкості/час протікання -40/3 кА/с;
- час відключення $t_{\text{св}}=0,08\text{ с}$;

Час протікання аперіодичної складової:

$$t_{\text{роз}} = \tau = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{рз}}$$

$$t_{\text{роз}} = \tau = 0,01 + 0,08 = 0,09\text{ с}$$

де: $\Delta t_{\text{рз}} = 0,08\text{ с}$ - час спрацювання релейного захисту, взято з довідника.

Для секцій власних потреб ТЕС були визначені наступні значення параметрів еквівалентного двигуна:

- кратність пускового струму $I_{*_{\text{пуск,Д}}} = 5,6$;
- коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{\text{Д}} = 0,87$;
- коефіцієнт корисної дії (ККД) $\eta_{\text{Д}} = 0,94$;
- стала часу періодичної складової струму КЗ $T'_{\text{Д}} = 0,07\text{ с}$;
- стала часу аперіодичної складової струму КЗ $T_{\text{а,Д}} = 0,04\text{ с}$.

Знаючи сталу часу затухання аперіодичної складової струму КЗ розрахуємо наступні параметри режиму КЗ:

- аперіодична складова струму в моменте τ

$$i_{\text{а,д},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,д},0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а,д}}}}$$

$$i_{\text{а,д},\tau} = \sqrt{2} \cdot 12,69 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,04}} = 1,89\text{ кА}$$

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- періодична складова струму в моменте τ

$$I_{n,d,\tau} = I_{n,d,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T'_{д}}}$$

$$I_{n,d,\tau} = 12,69 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,07}} = 3,508 \text{ кА}$$

- ударний струм

$$i_{уд,мах,д} = k_{y,д} \sqrt{2} I_{n,д,0};$$

$$k_{y,д} = e^{-0,01/T'_{д}} + e^{-0,01/T_{a,д}} = 1,65.$$

$$i_{уд,мах,д} = 1,65 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,69 = 29,61 \text{ кА}$$

- повний струм КЗ від системи

$$i_{\Sigma,c} = i_{a,д,\tau} + \sqrt{2} \cdot I_{n,д,0}$$

$$i_{\Sigma,c} = 1,28 + \sqrt{2} \cdot 12,69 = 19,84 \text{ кА}$$

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ

$$\beta_{розр} = \frac{i_{a,д,\tau}}{i_{\Sigma,c}} \cdot 100\%$$

$$\beta_{розр} = \frac{1,89}{19,84} \cdot 100\% = 9,54 \%$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму КЗ для схеми виду «двигун - система»

$$B = I_{n,c}^2 (t_{вим} + T_{a,CD}) + 2 I_{n,c} I_{n,д,0} (T'_{д} + T_{a,CD}) + I_{n,д,0}^2 (0,5 T'_{д} + T_{a,CD}).$$

$$B_K^{розр} = 1,91^2 (0,08 + 0,04) + 2 \cdot 1,91 \cdot 12,69 \cdot (0,07 + 0,04) + 12,69^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0,04) = 17,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

де: $t_{роз} = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{рз}$ $\Delta t_{вим}, \Delta t_{рз}, T'_{д}, T_{a,д}$ - взято з таблиці.

$$t_{роз} = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с}$$

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Номінальний допустимий імпульс квадратичного струму

$$B_{\kappa}^{\text{доп}} = I_{\text{терм,н}}^2 \cdot t_{\text{терм,н}}$$

$$B_{\kappa}^{\text{доп}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова перевірки вимикача на термічну стійкість

$$B_{\kappa}^{\text{доп}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\kappa}^{\text{розр}} = 17,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова перевірки вимикача на динамічну стійкість

$$i_{\text{дин.}} = 128 \text{ кА} \geq i_{\text{уд макс}} = 29,61 \text{ кА}$$

Умова перевірки вимикача на вимикаючу здатність:

$$i_{\text{відкл}} = 64,205 \text{ кА} \geq i_{\Sigma, \text{с}} = 19,84 \text{ кА}$$

$$\text{де: } i_{\text{відкл}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{відкл,н}} (1 + \beta_{\text{ном}}), \quad \beta_{\text{ном}} = e^{-(\tau/0.045)} = 0,135$$

$$i_{\text{відкл}} = \sqrt{2} \cdot 40 (1 + 0,135) = 64,205 \text{ кА}$$

Результати розрахунків для порівняння їх з паспортними даними вимикача ВВГ-20 зведені в Табл. 1

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Охорона праці – це комплексна система законодавчих, соціально-економічних, технічних, санітарно-гігієнічних і організаційних заходів, яка гарантує збереження здоров'я та безпеку праці людини в процесі її виробничої діяльності.

В зв'язку з специфікою роботи енергетичних підприємств, їх персонал працює в умовах підвищеної небезпеки, що вимагає проведення всіх необхідних заходів в сфері охорони праці згідно з вимогами діючих нормативно-правових актів. Ці заходи здійснюються ще на стадії проектування електростанції.

На ТЕС використовується техніка, що відповідає діючим нормам з охорони здоров'я та безпеки праці, встановлених законом України “Про охорону праці” прийнятого постановою Верховної Ради від 14 жовтня 1992 року. Закон “Про охорону праці” визначає основні положення, що стосуються реалізації конституційного права громадян на охорону їх життя і здоров'я в процесі трудової діяльності, регулює взаємовідносини між підприємством і працівником з питань безпеки, гігієни праці і виробничого середовища, встановлює однаковий порядок охорони праці в Україні.

Оскільки в процесі праці можливі пошкодження обладнання, несправність захисних пристроїв, що може призвести до аварій та нещасних випадків, то у таких ситуаціях зростає і значення готовності персоналу до таких ситуацій. Саме тому для енергетичних підприємств розроблені відповідні нормативні документи, до яких відносяться “Правила техніки безпеки при експлуатації електричних станцій”, галузеві та місцеві інструкції з охорони праці та ін.

В даному проекті розглядається ТЕЦ-500 встановленою електричною потужністю $N_e = 500 \text{ МВт}$.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На ТЕЦ встановлено наступне обладнання :

- котли енергетичні 2×ТГМП-344а;
- турбіни парові 2×Т-250/300-240;
- генератори 2× ТВВ-320-2У3;
- котли водогрійні 3×КВГМ-180-150-2 ;
- основне паливо ТЕЦ - газ, резервне - мазут М-100.

Основні параметри процесу:

- | | |
|---------------------------------|-----------|
| - тиск перегрітої пари | 240,0 МПа |
| - температура перегрітої пари | 545°C |
| - температура газів, що уходять | 140°C |
| - температура гарячого повітря | 320°C |

При експлуатації ТЕЦ використовується велика кількість крупногабаритного технологічного обладнання - це регенеративні повітряпідігрівачі, димососи, дуттьові вентилятори, живильні насоси та інше.

Все це обладнання оснащене електроприводами, що працюють при напрузі 6,3 кВ. В зв'язку з цим, дуже важливо забезпечити необхідний рівень безпеки персоналу при їх експлуатації.

В даному розділі запропоновані необхідні технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації устаткування котельного відділення, а також визначені основні заходи з гігієни праці, виробничої санітарії та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпечної експлуатації устаткування котельного відділення

5.1.1. Забезпечення вимог щодо безпечної експлуатації технологічного устаткування

Встановлене на станції устаткування і трубопроводи вибрано за умови забезпечення характеристик на міцність як при експлуатаційних режимах роботи (номінальні параметри), так і при аварійних.

Для забезпечення безпечної експлуатації устаткування котельного відділення проектом передбачені наступні технічні рішення (загальні вимоги регламентуються [21]):

1. Сходи і майданчики обгороджені поручнями висотою не менше 1,0 м з бортовим елементом по низу поручнів висотою не менше 0,14 м. Відстань від рівня майданчика до виступаючих конструкцій над майданчиком повинна бути не менше 2 м. Сходи виготовлені з листової сталі завтовшки 5 мм з насічкою, кут нахилу до горизонталі – не більше 50 градусів. По периметру котла-майданчики обслуговування на позначках 3,0 6,0 9,0 м і вище через кожні 3..4 м.

- Елементи устаткування, арматура і прилади які вимагають періодичного огляду, розташовані в місцях зручних для обслуговування, тобто конструкція котла забезпечує можливість огляду, ремонту і очищення його елементів з внутрішньої і зовнішньої сторони.
- Котлоагрегати обладнані лазами прямокутної форми 500х600 мм для доступу до поверхонь нагріву. Замочні засувки живильного вузла, регулюючі клапани котла, регулятори і вимикаючі засувки вприсків – на позначці 9,6 м з тилу котла. Відстань від фронту котла до протилежної стіни котельного відділення не менш 3м.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Конструкція котла забезпечує можливість термічного розширення його елементів: екранних труб пароперегрівачів за рахунок кріплення їх до стін і стелі за допомогою пружних кріпильних деталей.
 - Конструкції котлоагрегату, водяного економайзера, пароперегрівачів вибрані надійними і безпечними в експлуатації, а також зручними для огляду поверхонь нагріву котлоагрегата в газоходах є смотровики [22].
2. В деаераторному відділенні для обслуговування устаткування, що не вимагає постійного спостереження, передбачене застосування не-стаціонарних сходів висотою не більше 1, 5 м і кутом нахилу до горизонталі не більше 75°.
 3. Кожний котлоагрегат забезпечений 4-ма імпульсними запобіжними клапанами на трубопроводах гострого пару сумарною пропускною спроможністю, рівною максимальній продуктивності котла. Клапани встановлені у верхній точці котла. Вихлоп з клапанів представляючий собою трубопровід 300x10 мм виведений на дах котельного відділення, в місця недоступні для персоналу. Клапани обладнані пристроєм який дозволяє проводити примусове дистанційне відкриття клапанів з місця машиніста блоку. Тиск початку відкриття клапана $P_{н.о.}=1, 1P_{раб}$ [21].
 4. Для визначення тиску пару встановлений реєструючий манометр (клас точності 0, 1) за пароперегрівачем до замочного органу, крім того реєструючі манометри встановлені в наступних місцях:
 - на живильній лінії перед органом, що регулює живлення котла водою;
 - на всмоктуючій і напірній лінії циркуляційних насосів [21].
 5. Термопары встановлені на кожному паропроводі до ГПЗ, на вхідній частині змійовиків кожної секції пароперегрівачів, до і після пароохолоджувача; кожна термопара підключена до реєструючого приладу [21].

6. На живильному трубопроводі встановлена замочна засувка і зворотній клапан, що не дає можливості виходу води в живильний трубопровід [21].

7. Живильний трубопровід має повітряники для випуску повітря з верхніх точок і дренажі для випуску води з нижніх точок.

8. Вся регулююча і замочна арматура має дистанційний привід.

9. Елементи котлів, трубопроводів з температурою зовнішньої поверхні стіни вище 45 °С, в місцях доступних для персоналу, покриті теплоізоляцією.

10. Котлоагрегат забезпечений автоматичними регуляторами які дозволяють утримувати його в режимі нормальної роботи. Регулятори підтримують задані параметри середовища робітника співвідношення паливо – повітря і ін. не припускаючи при цьому можливість виникнення аварійних ситуацій. Передбачена автоматична система захистів і блокувань, які спрацьовують на зупинку котла при аварії або її загрозі .

Передбачена установка автоматичної звукової сигналізації для швидкого інформування персоналу про аварійну ситуацію.

Зокрема – для недопущення перепаду екранних труб в них встановлені вбудовані термопари крім того забезпечений постійний контроль солевмісту котельної води; для недопущення вибуху паливоповітряної суміші передбачено автоматичне припинення подачі палива при згасанні факела.

11. При аварійному відключенні живлення передбачений інерційний вибіг роторів живильного насоса і димососа.

12. На обмурівці топки котла встановлені вибухові клапани для недопущення руйнувань при спалаху паливоповітряної суміші. Від клапанів газу відводяться по металевих коробах на дах котельного відділення. Короби виготовлені із сталевих листів завтовшки 5 мм.

На котлоагрегатах також передбачені обдувочні апарати.

12. Експлуатація котлоагрегатів ведеться по режимних картах, які складаються спеціалізованими організаціями

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

13. Для механізації ремонтних робіт передбачені вантажопідйомні механізми і напільний транспорт; в котельному відділенні передбачений мостовий кран , вантажопід'ємністю 50 т., а в турбінному – 125/25/5; для ремонтних робіт в середині топки передбачена люлька вантажопід'ємністю 300кг, для ремонту РПП є монорельси з електроталіями, лебідка з тяговим зусиллям 3т., чотири гідромократа вантажопід'ємністю 20т.; для обслуговування устаткування розташованого зовні зони дії мостових кранів використовуються механічні і ручні механізми.

14. Для транспортування устаткування, вантажів, обслуговуючого і ремонтного персоналу до зон виробництва робіт, розташованих на різних позначках котельного відділення, передбачена установка ліфтів (пасажирських і вантажопасажирських) і кранів (підйомників), при цьому забезпечується можливість під'їзду напільного транспорту з вантажем до входів в ліфти, а також в'їзд в кабіни ліфтів ручних візків і електрокар.

5.1.2. Електробезпека

Проектування електроустановок здійснено у відповідності з [26, 27], будівництво і монтаж з дотриманням вимог [28], експлуатація у відповідності з [30].

В котельному відділенні розміщено наступне устаткування:

- електроспоживачі на напругу 380/220 В, живляться від мережі з глухо-заземленою нейтралю (двигуни засувки і т.д.);
- електродвигуни на напругу 6,3 кВ, живляться від мережі з ізолюваною нейтралю.

По небезпеці електротравматизму котельне відділення відноситься до 3 категорії приміщень (“особливо небезпечні”), так як є присутніми чинники підвищеної небезпеки:

- струмопровідна підлога.
- можливість одночасного дотику до корпусів електроспоживачів і металоконструкцій, що мають контакт із землею.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- приміщення є заповненим з підвищеною вологістю і температурою.

Прийняте в проекті електротехнічне устаткування, апаратура, кабелі і інші струмопроводи, розподільні пристрої всіх видів і напруг по своїх номінальних параметрах задовольняє умовам роботи як при нормальних режимах, так і при коротких замиканнях, перенапруженнях, перевантаженнях.

5.1.2.1 Технічні рішення та організаційні заходи із запобігання електротравм від контакту з нормально струмоведучими елементами електроустаткування

На електростанції прийняті наступні технічні рішення по запобіганню електротравм від дотику до струмоведучих частин:

- застосування малих напруг (12В – система переносного й аварійного освітлення, 42В – місцеве освітлення);
- силове устаткування і лінії електропередач оснащені блокуваннями;
- дистанційне керування двигунами технологічних механізмів здійснюється з місцевих щитів керування і блочного щита управління.

Проектом передбачено виконання наступних положень:

- 1) забезпечено недоступність струмоведучих частин ЕУ (застосована схована проводка, кабель прокладений у спеціальних жолобах).
- 2) забезпечено ізолювання струмоведучих частин з використанням поліхлорвінілової та іншої ізоляції, опір якої не нижче 1кОм/В, передбачені постійний контроль і профілактика ізоляції.
- 3) розподільчі шафи, пускові пристрої і клемні коробки закритого типу (розміщаються в спеціальних кожухах) – для забезпечення недоступності неізольованих струмоведучих частин.
- 4) пускова апаратура електродвигунів, витяжних вентиляторів установлена поза приміщенням котлоагрегату.
- 5) електродвигуни технологічних механізмів керуються дистанційно.
- 6) використовуються малі (знижені) напруги (мережа змінного й аварійного освітлення – 12 В, а також переносного освітлення). Допускається

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

освітлення усередині топок акумуляторними і батарейними ліхтарями. Для ручного електроінструмента і місцевого стаціонарного освітлення – 42В.

7) світильники з робочою напругою 220 В розташовані на висоті не менш 2,5 м над робочими місцями.

8) напруга освітлювальної мережі в котельному відділенні, по всій ТЕС та спроектованій установці приймається 220 В із заземленою нейтраллю.

9) заземленню підлягають корпуси і конструкції електроустаткування, проводок та інші металоконструкції, що можуть виявитися під напругою внаслідок порушення ізоляції, а також обмотки вимірювальних трансформаторів. В усіх виробничих приміщеннях і по периметру будинків прокладаються контури заземлення, що приєднуються до існуючого контуру заземлення ТЕС.

10) для виключення помилкових дій при обслуговуванні та експлуатації електроустановок використовуються засоби орієнтації (попереджувальні знаки, мітки, таблички, написи) [22].

11) у котельному відділенні запроектований поперечний тунель для прокладки кабелів, на площадці димососів і вентиляторів прокладка кабелів здійснюється в трубах

5.1.2.2. Технічні рішення та організаційні заходи щодо запобігання електротравм при переході напруги на нормально неструмовідні елементи електроустаткування

Проектом передбачено виконання наступних положень :

1. Застосування захисних заземлень для усунення небезпеки при замиканні на корпус, шляхом зниження до безпечних значень струму, що проходить через людину. Захисне заземлення виконується навмисним електричним з'єднанням металевих частин електроустановки з “землею” чи еквівалентом. Заземленню підлягають всі електроустановки напругою більше 380 В для змінного і більше 440 В для постійного струму.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Воно передбачається для мереж з ізолюованою нейтраллю до 1000 В і при будь-якому режимі нейтралі при напрузі вище 1000 В. Електродвигуни напругою 6,3 кВ, що живляться від мережі з ізолюованою нейтраллю, заземлюються за допомогою з/б фундаментів будинків і споруджень, металевих і з/б конструкцій, що утворюють безперервний електричний ланцюг по металу [20].

2. Заземлюючий пристрій виконано контурним. Всередині майстерні розміщено внутрішній заземлюючий контур, а зовні – зовнішній заземлюючий контур, які з'єднані між собою не менше ніж у двох місцях.

3. У чотирьохпровідних трифазних мережах з глухозаземленою нейтраллю при напрузі до 1000 В використовується захисне заземлення (тип TN-C). У якості захисних «РЕ»-провідників використовуються «PEN»-провідники, металеві труби електропроводки, металеві конструкції для прокладки кабелів.

Електротехнічні засоби передбачають:

1. Для забезпечення робіт на електричних пристроях ТЕС передбачаються пересувні вишки, автокрани, набір інструментів та інші засоби.

2. Для запобігання виникнення електричних розрядів при доторканні працівників до металевих частин електрообладнання на всіх робочих місцях, де напруженість перевищує 5 кВ/м встановлено екрани.

3. Для захисту працівників від ураження електричним струмом при обслуговуванні електроустановок використовуються допоміжні електрозахисні засоби (очки, діелектричні рукавиці, екрануючі комплекти, костюми з металізованої тканини, електромонтажний інструмент, захисні боти, діелектричні штанги та ін.).

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.2. Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії

Всі споруди станції запроектовані з урахуванням санітарних норм: розміри проєктованих приміщень визначені, виходячи з розміщуваного в них устаткування, технологічного процесу, а також з урахуванням нормативних показників площі на одного працюючого, санітарно-гігієнічних умов і техніки безпеки [32,33].

Для забезпечення комфортних умов роботи експлуатаційного персоналу і зменшення впливу шкідливих виробничих чинників, в котельному відділенні передбачена автоматизація управління виробничими процесами, тобто контролює за основними параметрами і їхнє регулювання здійснюється із спеціального приміщення - щитової, де вплив шкідливих чинників легше звести до мінімуму. В котельному відділенні передбачені приміщення для відпочинку і споживання їжі персоналом, ремонтна майстерня, лабораторія і т.д. Технічними рішеннями по виробничій санітарії зменшується дія шкідливих чинників.

Технологічні процеси в котельному відділенні характеризуються наступними шкідливими чинниками:

- можливість загазованості через витоки природного газу і димових газів з хвостової частини котла, через нещільності в газоходах і арматурі;
- шум, вібрація, викликається роботою вентиляторів, димососів, насосів;
- можливість витоку пару через нещільності в запірній арматурі;
- виробничі випромінювання.

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.2.1 Мікроклімат робочої зони

У відповідності з [32] нормовані параметри мікроклімату:

- температура (t , °C);
- відносна вологість повітря (W , %);
- швидкість руху повітря (V , м/с);
- потужність теплових випромінювань ($Вт/м^2$).

Оптимальні (допустимі) параметри у відповідності з [34] наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1.Оптимальні (допустимі) параметри мікроклімату.

Період року	Оптимальні			Допустимі		
	t , °C	W , %	V , м/с	t , °C	W , %	V , м/с
Теплий	18÷25	40 ÷60	≤0, 2	≤28	До 75	0, 4
Холодний	16÷22	20 ÷60	≤0, 1	≥10	До 75	0, 2

Для забезпечення нормативних параметрів мікроклімату на ТЕЦ передбачено :

Автоматизація технологічних процесів (управління процесом дистанційно з щитових приміщень).

Зменшено виділення тепла і вологи за рахунок удосконалення устаткування і технологічного процесу а також теплоізоляції.

Видалення тепла і вологи за рахунок вентилявання. (Вентиляція головного корпусу здійснюється в літній період шляхом аерації і відсмоктуванням повітря дуттєвими вентиляторами.

Аерація відбувається шляхом підсосу зовнішнього повітря через фрамуги по нитці “А” і “Т” і видалення його через ліхтарі на даху. Опалення ГК за холодного часу здійснюється запроектованою системою опалення.

Кондиціонування повітря в літній період здійснюється в спеціально організованих місцях постійного перебування персоналу в головному корпусі.

Передбачений устрій зон охолодження (підігріву) приміщень в місцях головного корпусу з підвищеною(зниженою) температурою, відносно середньої по корпусу.

При виконанні робіт поблизу поверхонь устаткування, що має високу температуру, передбачено екранування поверхонь теплоізоляційними щитами (екранами).

При необхідності використовуються засоби індивідуального захисту.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Склад повітря зони робітника регламентується за допомогою граничнодопустимих концентрацій (ГДК) шкідливих речовин [32].

В котельному відділенні забруднюючими речовинами можуть бути: оксиди вуглецю, нікеля, сірки, азоту і т.д. (утворюються при спалюванні мазуту і газу енергетичними котлами).

Їх ГДК у відповідності з [32] (мг/м³ ; середньодобова/ максимально-разова):

CO	1,0/3,0
CO ₂	0,03/-
Va ₂ O ₅	0,002/-
NO ₂	0,085/0,085
NIO	0,001/-
Сажа	0,05/0,15
SO _x	0,15/0,5

Для підтримки ГДК шкідливих речовин на ТЕЦ передбачено:

1. Система вентиляції.
2. Топка котлоагрегата - газощільна.
3. Регенеративні повітряпідігрівачі і димосос розташовані зовні приміщення головного корпусу на окремому майданчику.
4. Проводиться періодичний контроль складу повітря зони робітника.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. При неможливості усунення забруднення повітря зони робітника використовуються засоби індивідуального захисту.

5.2.3 Виробниче освітлення

Для створення нормальних умов роботи персоналу, підвищення продуктивності, зменшення травматизму проектом передбачені наступні системи і види освітлення [26, 33].

5.2.3.1 Природне освітлення

Відповідно до ДБН В2.5-28-2006 природне освітлення нормується коефіцієнтом природного освітлення – КПО або $e, \%$:

$$\text{КПО} = e = 100 \cdot E_{\text{вн}} / E_{\text{зов}}$$

де $E_{\text{вн}}$, $E_{\text{зов}}$ - природна освітленість заміряна в контрольній точці всередині і зовні будівлі, лк.

Для котельного відділення, де здійснюється загальне спостереження за ходом виробничого процесу, відповідає розряд зорової роботи – III, підрозряд «в». Система природного освітлення в робочому приміщенні сумісна, нормативне значення коефіцієнта КПО $e_n=1,5$. Для робочого приміщення:

$$e_{\text{нр}} = e_n \cdot m$$

де $m = 0,85$ – коефіцієнт світлового клімату

$$e_{\text{нр}} = 1,5 \cdot 0,85 = 1,275$$

Для забезпечення нормальних умов роботи на ТЕЦ передбачено:

В котельному відділенні комбінована система природного освітлення, через ліхтарі в дахах і через віконні отвори в стінах КВ.

Забезпечення верхнього природного освітлення приміщення в проекті проводиться за допомогою ліхтарів прямокутних світлоаераційних П-образних однарусних 600x840 мм.

З метою зменшення теплоступа в приміщення від сонячної радіації, площа скла ліхтарів зорієнтована на північ і південь.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для бічного природного освітлення проектом передбачена типова конструкція вікон у відповідності з ГОСТ-1.436.2-15.

Бічні стіни БЩУ виконані прозорими.

5.2.3.2 Штучне освітлення

Штучне освітлення нормується величиною Е (освітленість), лк [33]. Для котельного відділення розряд робіт III, а підрозряд – «в». Система освітлення є сумісною, тип джерела освітлення – лампи розжарювання і люмінесцентні лампи типу ДРЛ.

На ТЕЦ передбачається штучне освітлення місць робітників, величини освітленості по нормах [33] наведені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2. Величини освітленості по нормах.

Виробничі ділянки	Освітленість, лк
Котельне відділення, майданчик обслуговування котлів	100
Приміщення БЩУ	200
Майданчики і сходи котлів, проходи за котлами	100

Для забезпечення нормативного значення Е на ТЕЦ передбачено:

1. Показник засліпленості для світильників не перевищує необхідних нормативів (для III розряду робіт - 60).
2. Передбачено освітлення для спостереження за роботою устаткування, а також додатково світильники загального, що включаються, і місцевого призначення для забезпечення необхідної освітленості при ремонтно-налагоджувальних роботах.
3. Системи робочого, аварійного і евакуаційного освітлення.
4. Коефіцієнт пульсації джерела світла не перевищує необхідних нормативних значень:
 - загальне 20%
 - місцеве 15%.

5. Місцеве освітлення укомплектовано світильниками з непрозорими відбивачами які мають захисний кут менше 30° .
6. В якості джерела освітлення застосовуються газорозрядні лампи типу ДРЛ і лампи розжарювання 220 В у разі якщо світильник розташовується вище ніж 2,5 м від підлоги, також лампи розжарювання використовуються в коридорах, на сходах, майданчиках обслуговування.
7. В приміщеннях де постійно знаходиться персонал встановлюються люмінесцентні лампи.

5.2.4 Виробничий шум

У відповідності з [34, 35] нормуються рівні звукового тиску:

$$L=20\lg (P_1/P_0), \text{ дБ}$$

де P_1 - середньоквадратичне значення звукового тиску, Па;

P_0 -значення звукового тиску на нижньому порозі чутливості в октавній смузі з середньгеометричною частотою 1000 Гц.

L -нормируется залежно від частоти, характеру робіт і шуму (нормованого по граничних спектрах -ГС).

Також нормуються [34, 35] рівні звука:

$$L_A = 20\lg (P_{A1}/P_0), \text{ дБА}$$

де P_{A1} - середньоквадратичне значення звукового тиску (з урахуванням корекції А шумоміра).

L_A -нормується залежно від характеру робіт і характеру шуму.

У відповідності з [35] для робочих місць які знаходяться в котельному відділенні, допустимий рівень звукового тиску повинен відповідати ГС-75, а рівні звуку L_A не повинні перевищувати 80 дБА.

Для тональних і непостійних шумів допустимі значення L і L_A на 5 одиниць менше. Допустимі рівні звукового тиску і рівня звуку для постійного широкопсмугового шуму наведені в таблиці 5.3.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблиця 5.3. -Допустимі рівні звукового тиску і рівня звуку для постійного широкосмугового шуму.

Характер робіт	Рівень звукового тиску (дБ) у стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц.									Допустимий рівень звуку, дБА.
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постійні робочі місця та робочі зони у виробничих приміщеннях і на території станції	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80
Кабіни дистанційного управління с голосовим зв'язком по телефону (ЦЩУ, ЩУ БЩУ)	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65
Приміщення управління і робочі кімнати	93	79	70	63	58	55	52	50	19	60

Джерелами шуму в котельному відділенні є:

- деаераторна установка;
- пальники;
- чисельні трубопроводи;
- котел.

Для забезпечення необхідних значень L і L_A проектом передбачено:

1. Тягодуттєві машини і регенеративні повітряпідігрівачі винесені за межі головного корпусу [22].
2. Раціональне розміщення джерел шуму [35].
3. Пристрої для глушіння шуму [35].
4. Застосування шумопоглинаючих засобів і шумоізоляції [35].
- 5.
6. Застосування індивідуальних засобів захисту (навушники, шлеми, “беруші”).

5.2.5. Виробничі вібрації

У відповідності з [36] нормуються допустимі значення віброшвидкості (м/с) або віброприскорення (м/с²), або логарифмічні рівні віброшвидкості:

$$L=20\lg (V_1/V_0), \text{ дБ}$$

V_1 - середньоквадратичне значення віброшвидкості за повного проміжку часу, м/с.

$V_0 = 5 \cdot 10^{-2}$ м/с- вихідне значення віброшвидкості.

Логарифмічні рівні віброшвидкості нормуються залежно від їхнього вигляду (транспортні, транспортно-технологічні, технологічні, інструментарія і робочих місць), частоти коливань, напрямку і часу дії.

В котельному відділенні джерелами вібрації є:

- котел;
- вентилятори;
- насоси;
- трубопроводи.
- Таблиця 5.4.— Можливі параметри вібрації, виходячи з вібраційних характеристик обладнання.

	Середньгеометрична частота смуг	По віброприскоренню				По віброшвидкості			
		м/с ²		дБ		м/с ² ·10 ⁻²		дБ	
		1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
Обладнання									
Трубопроводи	16÷32	0,3	0,5	53	64	0,1	0,2	90	95
Живильні насоси	50	0,4	0,9	62	69	0,1	0,2	92	94
Дутг'єві вентилятори	25	0,2	0,5	56	64	0,1	0,3	89	97
Повітря підігрівачі	2	0,1	0,2	53	57	0,9	1,6	05	112

Параметри по віброшвидкості не повинні перевищувати:

- по віброшвидкості - 0,0013 м/с;
- по віброприскоренню - 0,4 м/с²;
- по рівню віброшвидкості - 92 дБ.

Для зменшення вібрації проектом передбачено:

1. Під все устаткування яке являє собою джерело вібрації встановлюються самостійні фундаменти острівного типу, віброопори.
2. На трубопроводах передбачена установка компенсаторів.
3. На повітреходах передбачені еластичні вставки.
4. Дистанційне керування устаткуванням, виключає передачу вібрації на робочі місця, віброізоляція робочих місць по [36].
7. Застосування індивідуальних засобів захисту.

5.2.6. Виробничі випромінювання

В процесі експлуатації устаткування котельного відділення персонал піддається наступним виробничим випромінюванням:

- при роботі тепломеханічного обладнання - інфрачервоному випромінюванню.
- при виконанні зварювальних робіт - ультрафіолетовому випромінюванню.

Для інфрачервоного випромінювання нормується інтенсивність теплового випромінювання від поверхні нагрітого технологічного устаткування, освітлювальних приладів, інсоляція на постійних робочих місцях, залежно від опромінюваної поверхні тіла працюючого, категорії робіт, що виконуються, тривалості дії [31].

Інтенсивність теплового опромінювання працюючих від нагрітих поверхонь технологічного устаткування, освітлювальних приладів, інсоляції на постійних і непостійних робочих місцях не повинна перевищувати 35 Вт/м^2 при опромінюванні 50 % поверхні тіла і більш, 70 Вт/м^2 при опромінюванні 25÷50 % тіла, 100 Вт/м^2 при опромінюванні не більше 25 % поверхні тіла, у відповідності з [31].

Таблиця 5.5..Класифікація умов праці залежно від інтенсивності інфрачервоного і ультрафіолетового опромінювання.

Умови праці	Категорії робіт по мірі опромінювання	
	Інфрачервоного	Ультрафіолетового
Нормальні	Опромінювання до 5 кал/см ² *мін в північному і середньому кліматичних поясах і до 1 кал/см ² *мін в південному кліматичному поясі	Процеси при яких робітники схильні неактивному ультрафіолетовому опромінюванню (довжина хвилі в межах 0,38÷0,32 мкм)
Несприятливі	Опромінювання до 7 кал/см ² *мін незалежно від кліматичного пояса	Процеси при яких робітники схильні активному ультрафіолетовому опромінюванню (довжина хвилі менше 0,32 мкм) за наявності неповного захисту
Особливо несприятливі	Опромінювання понад 7÷8 кал/см ² *мін незалежно від кліматичного пояса	Процеси при яких Робітники схильні активному ультрафіолетовому опромінюванню (довжина хвилі менше 0,32 мкс) за відсутності захисту

Технічні рішення по запобіганню шкідливої дії на працюючих:

1. Температура поверхонь котлоагрегата не повинна перевищувати 50 °С, а іншого устаткування 45 °С, досягається застосуванням теплоізоляції.
2. Автоматизація технологічного процесу, дистанційне керування.
3. Зони робітників (місця) при необхідності екрануються.
4. Для зменшення дії ультрафіолетового випромінювання застосовують засоби індивідуального захисту.

5.3. Безпека в надзвичайних ситуаціях

Безпека в надзвичайних ситуаціях регламентується планом локалізації та ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС). Одними з основних складових ПЛАС є розробка технічних рішень та організаційних заходів щодо локалізації та ліквідації можливих аварійних ситуацій, визначення обов'язків та дій персоналу у разі виникнення НС, а також особливостей процесу евакуації персоналу та організації системи його оповіщення у разі виникнення надзвичайної ситуації в тому числі і пожежі.

5.3.1. Система оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації.

Для підвищення безпеки в надзвичайних ситуаціях (НС) пропонується встановлення системи оповіщення (СО) виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення НС, наприклад при пожежі, здійснюється відповідно до вимог НАПБ А.01.003-2009.

Необхідність обладнання виробничих приміщень певним типом СО визначається згідно з додатком Е до ДБН В.1.1-7-2016 "Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва".

При обладнанні виробничих будівель системою оповіщення, їх необхідно поділяти на зони оповіщування з урахуванням об'ємно-планувальних рішень будинків, шляхів евакуації, поділення на протипожежні відсіки тощо, а також з урахуванням вимог, що наведені в примітці 1 таблиці Е.1 додатка Е до ДБН В.1.1-7-2016.

Розміри зон оповіщування, черговість оповіщування та час початку оповіщування людей в окремих зонах визначаються, виходячи з умов забезпечення безпечної та своєчасної евакуації людей у разі виникнення НС.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оповіщення про НС та управління евакуацією людей здійснюється одним з наступних способів або їх комбінацією:

- поданням звукових і (або) світлових сигналів в усі виробничі приміщення будівлі з постійним або тимчасовим перебуванням людей;
- трансляцією текстів про необхідність евакуації, шляхи евакуації, напрямки руху й інші дії, спрямовані на забезпечення безпеки людей;
- трансляцією спеціально розроблених текстів, спрямованих на запобігання паніці й іншим явищам, що ускладнюють евакуацію;
- розміщенням знаків безпеки на шляхах евакуації згідно з ДСТУ ISO 6309;
- ввімкненням евакуаційних знаків "Вихід";
- ввімкненням евакуаційного освітлення та світлових покажчиків напрямку евакуації;
- дистанційним відкриванням дверей евакуаційних виходів;
- зв'язком оперативного (чергового) персоналу СО (диспетчера пожежного поста) із зонами оповіщення.

Згідно з вимогами ДБН В.1.1-7-2016 необхідно забезпечити можливість прямої трансляції мовленнєвого оповіщення та керівних команд через мікрофон для оперативного реагування в разі зміни обставин або порушення нормальних умов евакуації виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу про НС здійснюється за допомогою світлових та/або звукових оповіщувачів - обладнуються всі виробничі приміщення.

СО повинна розпочати трансляцію сигналу оповіщення про НС, не пізніше трьох секунд з моменту отримання сигналу про НС.

Сигнал привертання уваги та сигнал оповіщення про НС, повинен відрізнятися від сигналів іншого призначення.

Пульти управління СО необхідно розміщувати у приміщенні пожежного поста, диспетчерської або іншого спеціального приміщення (в разі його наявності). Ці приміщення повинні відповідати вимогам ДБН В.2.5-56-2014.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Кількість звукових та мовленнєвих оповіщувачів, їх розміщення та потужність повинні забезпечувати необхідний рівень звуку в усіх місцях постійного або тимчасового перебування виробничого персоналу.

5.3.2.Обов'язки та дії персоналу у разі виникнення надзвичайних ситуацій.

У разі виявлення ознак надзвичайної ситуації працівник, який їх помітив, повинен:

- негайно повідомити про це засобами зв'язку органи ДСНС, вказати при цьому адресу кількість поверхів, місце виникнення НС, наявність людей, а також своє прізвище;
- повідомити про НС керівника, адміністрацію, пожежну охорону підприємства;
- організувати оповіщення людей про НС;
- вжити заходів щодо евакуації людей та матеріальних цінностей;
- вжити заходів щодо ліквідації наслідків НС з використанням наявних засобів.

Керівник та пожежна охорона установи, яким повідомлено про виникнення НС, повинні :

- перевірити, чи викликано підрозділи ДСНС;
- вимкнути у разі необхідності струмоприймачі та вентиляцію;
- у разі загрози життю людей негайно організувати їх евакуацію та їх рятування, вивести за межі небезпечної зони всіх працівників, які не беруть участь у ліквідації НС;
- перевірити здійснення оповіщення людей про НС;
- забезпечити дотримання техніки безпеки працівниками, які беруть участь у ліквідації НС;
- організувати зустріч підрозділів ДСНС, надати їм допомогу у локалізації та ліквідації НС.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Після прибуття підрозділів ДСНС повинен бути забезпечений безперешкодний доступ їх до місця, де виникла НС.

5.3.3. Пожежна безпека

Головний корпус представляє собою багатопролітний будинок, який умовно поділено на машинний зал, деаераторне відділення і котельне відділення. Перераховані відділення головного корпусу не відділені протипожежними стінами, тому усі будинки вважаються як один об'єм з категорією виробництва "Г" зі ступенем вогнестійкості II.

Таблиця 5.6. – Категорії і класи пожежовибухо небезпечності приміщень та робочих зон [34].

Приміщення	Категорія Приміщення	Мінімальна ступінь вогнестійкості	Клас робочих зон за вибухо- та пожежо небезпечності згідно ПУЕ
Головний корпус	Г	II	-
Приміщення БЩУ	Д	II	-
Газоочисні пристрої та приміщення димососів	Г	II	-
Прийомо-зливний пристрій	В	II	П-III
Приміщення хімоводоочистки	Д	II	
Закритий розподільчий пристрій	В	II	П-I
Газорозподільний пункт	А	II	В-Ia

Основну небезпеку пожежі на блоках становить газ та мазут, які є основним паливом для встановлених котлів. Для змазки турбін, інших двигунів, обертових частин та в електротехнічних пристроях використовують різні

мастила, що також підвищує пожежну небезпеку. Також осередком пожежі може бути: кабельне господарство з великими масовими і токовими навантаженнями у кабельних шахтах, тунелях, естакадах та ін.; високі температури теплоносіїв, газів поверхонь обладнання та трубопроводів. Нижче приведені показники пожежо небезпечності горючих речовин:

- природний газ: $t_{\text{самовоспл.}}=600\text{ }^{\circ}\text{C}$, $K_{\text{H}}=3,0\%$, $K_{\text{B}}=15,0\%$;
- водень: $t_{\text{самовоспл.}}=510\text{ }^{\circ}\text{C}$, $K_{\text{H}}=4,0\%$, $K_{\text{B}}=75,0\%$;
- мазут М100: $t_{\text{всп.}}=120\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{самовоспл.}}=350\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{H}}=91\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{B}}=155\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- мастило трансформаторне: $t_{\text{всп.}}=135\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{самовоспл.}}=300\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{H}}=122\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{B}}=163\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- мастило турбінне: $t_{\text{всп.}}=184\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{самовоспл.}}=400\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{H}}=148\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{B}}=182\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Технічні рішення обумовлені наявністю трьох факторів – горючої речовини, окислювача та джерела загорання. Система запобігання пожежі спрямована на виключення одного з цих факторів.

Протипожежна профілактика, яка передбачена у проекті, забезпечує виконання нормативних вимог протипожежної безпеки для технологічного обладнання і будівельних конструкції [35,36].

Будинки виконані з матеріалів, що не горять. Для внутрішнього оздоблення приміщень головного корпусу використовуються тільки матеріали, що не горять (утеплювач на покрівлях з пінобетону);

Трасировка газопроводів і мазутопроводів виконана вдалі від гарячих поверхонь, усі трубопроводи з гарячим середовищем ізолюються (трубопроводи гострої пари);

Маслонаповнені трансформатори розміщені на відстані 10 м від стіни машинного відділення. Приміщення маслонасосних і мазутонасосних розділені проти пожежною стіною та мають окремі виходи.

Усі газопроводи та мазутопроводи оснащені продувочними пристроями, газопроводи виконані з сталевих труб розрахованих на тиск 2,5 МПа; мазутопроводи до котлів прокладено всередині котельної і виконані з безшовних труб з розрахунком на тиск 0,8 МПа при температурі 200 °С. Напірні маслопроводи виконані з безшовних сталевих труб. Фланцеві з'єднання маслопроводів і мазутопроводів закриті кожухами з матеріалів, що не горять.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На мазутопроводах і газопроводах встановлено: запірні органи з дистанційним електричним та ручним керуванням (перший у магістралі, другий у форсунки); фланці для встановлення заглушки з разжимним пристроєм, пристроєм для встановлення перемички (перед входом до мазутонасосної на мазутопроводах встановлені відсікаючи пожежні засувки) та пристроєм для продувки форсунок паром.

У турбінному і котельному відділеннях встановлена сигналізація, яка спрацьовує при накопиченні газу у приміщенні; у приміщеннях мазутонасосних передбачені автоматичні газоаналізатори, які заблоковані з аварійною вентиляцією і автоматичною сигналізацією, яку виведено на щит керування.

Усі мазутопроводи і газопроводи, на яких встановлено електрофіційовану апаратуру заземлені, на фланцевих з'єднаннях встановлені струмопровідні перемички.

У приміщеннях акумуляторних батарей встановлено приточно-витяжну систему вентиляції у вибухобезпечному виконанні;

Уся арматура з електроприводами на газо-, мазуто- і маслопроводах поставляється у вибухобезпечному виконанні (стальна першого класу герметичності).

Усі газопроводи і мазутопроводи оснащені продувочними пристроями (схема газопроводів природного газу має продувочні свічки, за допомогою котрих проводиться контроль можливих утічок газу).

У приміщеннях з маслonaповненим обладнанням підлогу виконано з маслостійких матеріалів, кут нахилу якої 0,01 у бік дренажу.

Для опалення будинків використовується гаряча вода температурою не більше 150 °С.

Компоновка генерального плану виконана таким чином, щоб забезпечити зручні під'їзди до всіх споруд і будинків, а для найбільш пожежонебезпечних об'єктів забезпечені протипожежні розриви, обвалування (масляне та мазутне господарство та ін.).

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

З метою запобігання розвитку пожежі, на БЩУ передбачена можливість управління швидкодіючими відсікаючими клапанами (на мазутопроводах і газопроводах встановлені швидкодіючі відсікаючі клапани, за допомогою котрих можливо швидко відключити постачання палива у котел).

Для евакуації людей передбачені наступні виходи: у постійному та тимчасовому торцях калитки у воротах машинного і котельного відділень, а також через вестибуль головного входу бункерно-деаераторного відділення; з відмітки підлоги 1-го поверху машинного відділення через двірні пройми з коридорів РУВП, розміщені через 60-90 м друг від друга вздовж фасаду ряду “А”; з відмітки підлоги 1-го поверху бункерно-деаераторного і котельного відділення через двірні пройми у стіні ряду “Г”. На всьому шляху евакуації людей встановлене освітлення.

Кабельні тунелі, двері приміщень масло господарства і тунелі мазутопроводів мають границю вогнестійкістю на 0,75 години.

Пожежегасіння кабельних тунелів, підвалів, підвісних кабельних тунелів і коробів забезпечується стаціонарними пристроями хімічного пожежегасіння. З цією метою у головному корпусі побудована спеціальна станція хімпожежогасіння. Пінне пожежегасіння високократною піною здійснюється на наступних об'єктах: маслосистемах турбін, маслостанціях димососів, мазутопроводів, масломазутогосподарстві. У якості піноутворюючого розчину використовується 40% розчин ОП-1, який передається у мережу за допомогою насосів. Водяне пожежегасіння передбачене на блочних трансформаторів. Для гасіння пожежі у кабельних приміщеннях використовується система хімічного пожежегасіння.

Протипожежне водопостачання забезпечує зовнішнє та внутрішнє пожежогасіння, роботу автоматичних установок пожежегасіння, гасіння РПП, охолодження маслобаків та металевих ферм покриття машинного залу.

Приміщення масло і мазутонасосних розділені протипожежною стінкою і мають окремі виходи.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проектом передбачена пожежна сигналізація і зв'язок.

Передбачені заходи по локалізації пожежі (перегородки, ущільнення у місцях переходу кабелів через перекриття та ін.).

Усі будинки висотою більше 10 м мають пожежні сталеві сходи.

Кількість, розташування та умови зберігання відповідають вимогам ДСТУ-3675-98; ISO-3941-2007.

Ширини евакуаційних виходів та проходів відповідають вимогам ДБН В.1.1-7-2016.

Всі перелічені заходи відповідають правилам протипожежної безпеки в приміщеннях НАПБ А.01-001-2004 «Правила пожежної безпеки в Україні».



Рис. 5.1 План евакуації персоналу у разі виникнення пожежі

СПЕЦПИТАННЯ

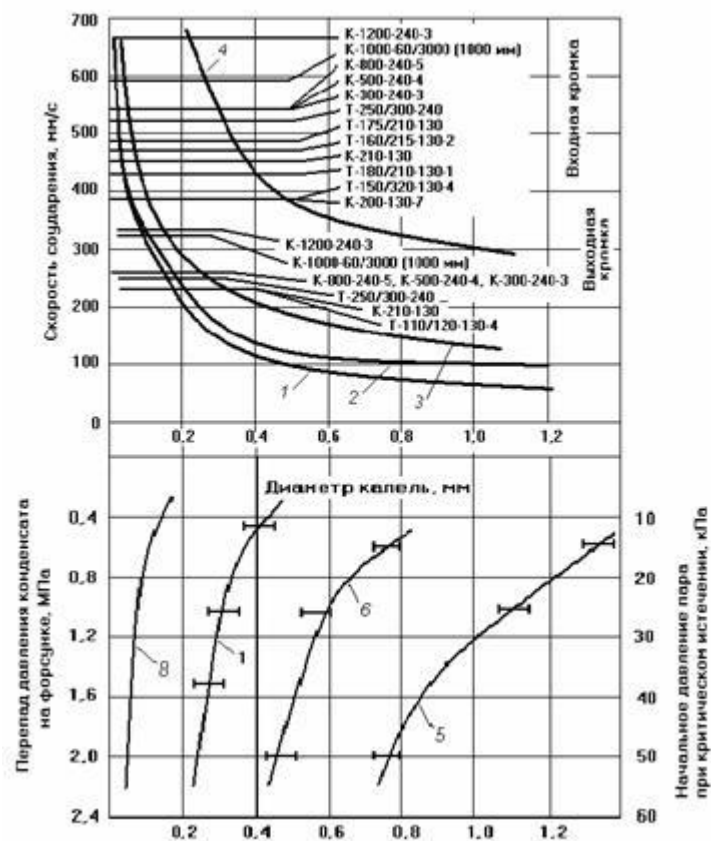
6. ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ВИХЛОПНОГО ПАТРУБКУ

В даний час у ряді енергокомпаній спостерігається негативна тенденція забезпечення необхідної надійності та економічності теплофікаційних режимів потужних парових турбін лише за рахунок демонтажу робочих лопаток останніх ступенів ЦНТ. Це явно неприпустимо для ТЕЦ, розташованих у регіонах пікових навантажень, де запобігання розвитку аварійних ситуацій гостро постає проблема оперативно-диспетчерського використання можливості маневреного навантаження потужних теплофікаційних турбін з допомогою збільшення конденсаційної вироблення потужності ЦНТ. Огляд існуючих способів охолодження дозволить фахівцям галузі зробити правильний вибір в умовах випереджального зростання енергоспоживання, що триває.

На мало-витратних режимах, включаючи режими пуску, холостого ходу чи з великими теплофікаційними навантаженнями потужних турбоустановок, виникає проблема надійності ЦНТ, зумовлена газодинамічними процесами проточної частини. За таких витрат протягом пари набуває вихровий характер, що супроводжується переходом ЦНТ з режиму вироблення потужності в режим її споживання з генерацією тепло-вентиляційних втрат. Згідно з численними експериментальними дослідженнями на робочій частині та реальному обладнанні, температура пари перед робочими лопатками 960 мм останніх ступенів турбін ЛМЗ потужністю 300–800 МВт підвищується до 180–200°C, а перед лопатками 940 мм турбін ТМЗ Т-250/300-240 – до 200–240°C. При цьому температура лопаток 960 мм конденсаційних турбін досягає 180-200 °С, лопаток 1000 мм - 200-230 °С, а лопаток 940 мм теплофікаційних турбін - 210-230 °С. Ці значення перевищують допустиму температуру для буферного шару сталітового захисту, рівну, за випробуваннями ЛМЗ, 150 °С при ресурсі 200 год і 200 °С при ресурсі 100 год. , викликають короблення корпусних елементів, погіршення вакууму та вібраційного стану агрегатів.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

У той же час, що виникають на маловитратних режимах, зворотні потоки транспортують з конденсатора і вихлопного патрубку краплину вологу, що створює ерозійні навантаження вихідних країв лопаток. Це процес особливо несприятливий для теплофікаційних турбін, у яких тривалість режимів з обмеженою витратою пари в ЦНТ може становити кілька тисяч годин на рік. Способи охолодження, що забезпечують допустимий тепловий стан з урахуванням ерозійного пошкодження лопаток, наведено у таблиці та розглянуто нижче.



Малюнок. 1 - Граничні умови ерозійного пошкодження вхідних та вихідних кромek лопаток останніх ступенів турбін: критерій порогової напруги ушкодження: 1 - титановий сплав ВТ-5; 2 – сталь 20Х13; 3 – стеліт; 4 – критерій порогової напруги руйнування для сталі 20Х13; залежність максимального діаметра в краплинному спектрі від тиску конденсату: 5 – форсунка ТМЗ, сопло 3,3 мм; 6 – форсунка ХТЗ, сопло 1,2 мм; 7 - те саме при температурі 140 °С.

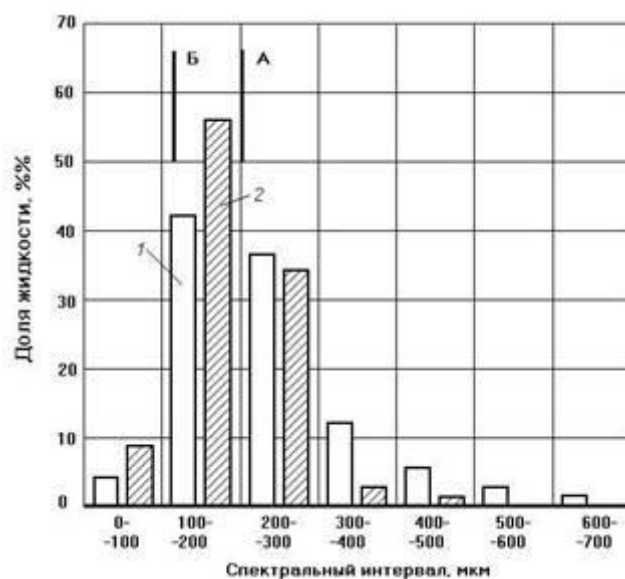
Вимоги до засобів охолодження, що визначають ефективність процесів теплообміну та ерозійну безпеку, з фізичного погляду сполучаються зі структурою крапель волого-парового потоку: чим менше розміри крапель, тим, з одного боку, інтенсивніше відбувається процес тепло-знімання, а з іншого боку, зменшується ймовірність ерозійного впливу на кромки лопаток. Кордони крапельного спектру, безпечні для вхідних та вихідних кромок, визначаються фундаментальними критеріями ерозійної стійкості та показані у верхній частині рис. 1. В області зліва від ліній 1 - 3 ерозійні процеси відсутні, а в області праворуч від лінії 4 будь-яка крапля, навіть зіткнувшись з лопаткою, викликає руйнування металу. Якщо максимальну швидкість зіткнення у граничному випадку прийняти рівної окружної швидкості лопаток, то для вхідних кромок безпечний діапазон розмірів крапель обмежений 30 - 100 мкм залежно від типу турбіни. Для вихідних кромок на довжині однієї десятої від кореневого перерізу, де зазвичай спостерігається зношування, ця величина становить 80 - 170 мкм.

З нижньої частини рис. 1, де представлені результати оптичних, як найбільш достовірних в умовах натурального вакууму, вимірювань великодисперсної частини спектрів розпилювачів, що застосовуються для охолодження ЦНТ, слід зазначити, що використання принципу механічного дроблення охолоджуючого конденсату у вигляді впорскування відцентровими форсунками у вихлопну частину турбіни неминуче супроводжується іншої кількості небезпечних краплинних потоків. Вплив на процес дроблення конденсату конструктивними або режимними параметрами (зменшенням діаметра сопла форсунки, збільшенням тиску та температури конденсату) не можуть повною мірою виключити процеси руйнування країв лопаток. Це наочно підтверджує режим дроблення форсунки з найменшим із застосовуваних для охолодження ЦНТ соплом 1,2 мм та температурою конденсату від 20 до 140 °С (лінії 6 та 7 на рис. 1).

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При збільшенні тиску конденсату краплі максимальних розмірів, що визначають праву межу спектра, зміщуються в область менших значень, що спостерігається для модальної частини спектру.

Наприклад на рис. 2 вказано граничне значення розмірів крапель для кореневого перерізу лопаток останніх ступенів турбіни Т-250/300-240 (лінія А). Воно складає 200 мкм. На відстані 200 мм від кореня, де розвиваються інтенсивні ерозійні процеси, пороговий розмір крапель зменшується до 120 мкм (лінія Б). При тиску конденсату 0,8 МПа для кореневого перерізу будуть становити небезпеку 54,7% витрати рідини, що розпилюється; при збільшенні тиску до 2,0 МПа ця частка знижується до 36,6%, але залишається значною і несприятливою для режимів охолодження. У міру віддалення від кореневого перерізу маса ерозійно-небезпечної вологи зростатиме у зв'язку із зменшенням порогового значення розмірів крапель.



Малюнок. 2 - Спектральний розподіл рідини у факелі розпилу форсунки із соплом 1,2мм; 1 – тиск конденсату 0,8 МПа; 2 – 2,0; А - межа безпечних режимів у кореновому перерізі вихідних кромek лопаток турбіни 250/300-240; Б – на видаленні 200 мм від кореневого перерізу.

При цьому процеси релаксації (теплообмін між рідкою та паровою фазами) настільки відстають від динамічних процесів (рух вологи в паровому потоці), що краплі великодисперсної частини спектру, незалежно від місця врискування конденсату у вихлопну частину, якщо їх розміри перевищують 150 - 180 мкм, , згідно з розрахунками для умов потужних парових турбін, за час зменшення їх величини до безпечного значення вийти з вихлопного патрубка і, повернувшись із зворотним потоком до нього, створити небезпечне крапле-ударне навантаження на вихідні кромки лопаток.

При вприскуванні конденсату форсунками у вихлопну частину ЦНТ основним засобом доставки охолоджуючого потенціалу до останніх ступенів є зворотні потоки.

Проникнення охолоджуючого потоку всередину ступеня ускладнено через великі негативні кути при контакті з вихідними кромками робочих лопаток. При цьому перепад температур на робочих лопатках збільшується до 200 °С і більше, що різко знижує надійність лопаткового апарату та демпферних зв'язків.

При формуванні охолоджуючих потоків за принципом паро-динамічного дроблення конденсату в критичних або надкритичних режимах крапельні спектри, що утворюються, настільки дрібнодисперсні, що не в змозі створювати ерозійні рівні навантажень на кромки лопаток. Для цього при закінченні охолоджувальної пари, наприклад, вихлопну частину на пускових або теплофікаційних режимах достатньо початкового тиску 40 - 50 кПа (лінія 8 на рис. 1). Однак доставка охолодного двофазного середовища до останніх ступенів неминуче супроводжується укрупненням крапель за рахунок вторинних процесів, зокрема, при надкритичному дробленні в пароохолоджувачі байпасного охолоджуючого контуру ЦНТ турбіни Т-250/300-240 - з 40 до 4 - До 250 -420 мкм. Тому формування дрібнодисперсної структури охолоджуючого потоку слід здійснювати у безпосередній близькості від об'єкта охолодження - робочих лопаток останніх ступенів, що, по суті, і виконує загороджувальне охолодження.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При подачі вологої охолоджувальної пари в камеру паровпуска або у відбір ЦНТ крапельний спектр перед вхідними кромками - найбільш теплонапружених - робочих лопаток останніх ступенів утворюється як в результаті взаємодії з робочими лопатками попередніх ступенів і відцентрової сепарації в периферійні вологовидаючі пристрої кромкових течій у проточній частині, що сприяє формуванню локальних крупнодисперсних структур та нерівномірному розподілу по висоті лопаток. У цих умовах запобігання ерозійним ушкодженням може бути здійснено за рахунок зменшення - аж до нульової - вологості охолоджувальної пари, проте це тягне за собою погіршення не тільки економічності режимів у зв'язку зі збільшенням витрати пари охолодження, а й вібраційного стану лопаток поблизу критичної зони. Згідно з експериментальними дослідженнями на турбіні К-300-240 ЛМЗ, не кращими в ерозійному відношенні структурними характеристиками володіють охолоджуючі потоки пароприймальних і різних скидних пристроїв у паровому просторі конденсатора, коли крапельні структури утворюються як в результаті незавершеного початкового процесу дроблення, так і при наступному руху в східних до робочих лопаток зворотних парових потоках. Далі наведено основні характеристики досліджених або застосовуваних охолоджувальних пристроїв.

6.1 Охолодження ЦНТ пароприймальними пристроями

Цей спосіб охолодження застосовується на багатьох типах турбін, але для турбін ЛМЗ потужністю 300 - 800 МВт є єдиним охолоджуючим ЦНТ засобом на режимах пуску і холостого ходу.

До паро-приймальних пристроїв (ППП), як замикає ланці лінії скидання пари з котла через ПСБП в конденсатор, пред'являються ті ж вимоги рівномірного охолодження вихлопних патрубків та виключення ерозійних навантажень на вихідні кромки лопаток.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Під час роботи паро-приймальних пристроїв температурна картина у вихлопних патрубках формується як результат одночасної дії газодинамічних процесів та процесів теплообміну при русі активної пари з проточної частини ЦНТ, зворотних парових потоків з конденсатора та пари з паро-приймального пристрою в загальній системі вихлопні патрубки - патрубков конденсатора . Ерозійну небезпеку для лопаток являють крапельні структури, що піднімаються у висхідних парових потоках з конденсатора до останніх ступеням центральним і бічним каналам вихлопних патрубків. У одних областях патрубків з'являються локальні зони з великими температурними градієнтами, а інших – зони надмірного зволоження.

Структура краплинних потоків у парі, що скидається, утворюється як за рахунок подачі конденсату в пароохолоджувач ПСБП, так і за рахунок кінцевого впорскування ППП. В останньому випадку при раціональній схемі підведення конденсату пародинамічний механізм дроблення створює сприятливу для охолодження структуру, безпечну в ерозійному відношенні. Однак у ППП із упорскуванням у вихідні сопла (пристрої ТМЗ, ранні пристрої ЛМЗ) процес дроблення струменів рідини відбувається у просторі конденсатора, що супроводжується захопленням незавершених структур дроблення зворотними потоками та ерозійним навантаженням вихідних кромek лопаток. При розташуванні кінцевого впорскування всередині ППП перед колектором, що роздає, (пристрої ХТЗ, ранні пристрої ЛМЗ) струмені двофазного потоку, згідно з дослідженнями ЦКТІ і ЛМЗ на турбоагрегатах К-300-240 Литовської ДРЕС, відрізняються рівномірністю і гомогенністю охолоджуючого потоку. Цей висновок підтверджує також експлуатація пристроїв ХТЗ, що відрізняються низьким рівнем ерозійної агресії: вприскування конденсату в них здійснюється в надкритичне сопло, за яким розташовані послідовно чотири кільцеві ступені дроселювання з критичним перепадом у кожній з них.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При цьому пар, що скидається в конденсатор, на виході з пристрою знаходиться в сухому або перегрітому до 5 - 8 °С стані, а додаткове охолодження вихлопної частини виконує кільцевий колектор з форсунками за робочими лопатками останнього ступеня в їх периферійній половині.

Якщо паро-приймальний пристрій спроектовано як двофункціональний - для прийому пари від ПСБП та охолодження вихлопних частин (турбіни ЛМЗ), температурний рівень вихлопних патрубків може бути встановлений за рахунок витрати охолоджуючого конденсату в широких межах: від рівня насичення, коли температурні градієнти незначні, але вихідні кромки максимальні, до граничного, обмеженого надійністю стелітового захисту, коробленням вихлопних патрубків, погіршенням вібраційного стану та ін, але при незначній величині ерозійних навантажень на лопатки. Оптимальним режим приймають ближче до верхнього рівня, він визначений інструкцією з експлуатації, що обумовлює допустиму температуру у вихлопних патрубках (100 - 120 °С).

Якщо паро-приймальний пристрій спроектовано, головним чином, для прийому пари від ПСБП (турбіни ТМЗ, ХТЗ), охолодження вихлопних патрубків до необхідного рівня забезпечується іншими засобами - вприскуванням конденсату форсунками у вихлопні патрубки турбіни або в патрубків конденсатора. Згідно з ґрунтовними дослідженнями холостого ходу турбіни К-300-240 ЛМЗ, при оптимальних режимах охолодження встановлюються такі параметри:

- максимальна різниця температур правої та лівої сторін вихлопних патрубків – 105 °С;
- максимальна температурна нерівномірність за останніми ступенями – 100 °С;
- максимальна розбіжність між локальною та контрольованою штатною температурою – 62 °С.

6.2 Охолодження пропуском охолоджувальної пари через ЦНТ.

До переваг цього способу охолодження слід віднести досить рівномірне та глибоке зниження температури у проточній частині. Охолодження проточної частини низького тиску пропуском через неї помірно вологої, сухої або слабо перегрітої пари є традиційним для турбін ТМЗ, у тому числі Т-250/300-240. Процес теплоснімання здійснюється за схемою проточна частина - парова фаза - рідка фаза, оскільки безпосередній контакт краплинних структур з лопатками, що обертаються, слабо впливає на тепловий стан металу в силу короткочасності і тепловиділяючого характеру контакту.

Підвищення економічності охолодження як різниці витрат активної та охолоджуючої пари при допустимому тепловому стані проточної частини можливе лише до межі, поки не зростають ерозійні навантаження на вхідні кромки. Переміщаючись по проточній частині під впливом низькошвидкісної парової фази, рідка фаза укрупнюється в міжвінцевих зазорах і вихрових зонах і контактує з робочими лопатками під нерозрахунковими кутами, що супроводжується ерозійними навантаженнями на вхідні кромки і зміщенням краплинних структур в периферійну область. Отже, забезпечення надійного охолодження найбільш теплонапружених останніх ступенів зумовлює роботу попередніх ступенів в області підвищених рівнів вологості пари, що охолоджує. Запобігання ерозійним процесам за рахунок зменшення вологості пари тягне збільшення його витрати, що знижує економічний ефект такого способу охолодження на теплофікаційних режимах із закритими ресиверними засувками або регулюючими діафрагмами.

Підготовка охолоджувальної пари може бути здійснена одним із чотирьох - як результат послідовного вдосконалення - видів пристроїв. У першому, базовому варіанті конструкції ТМЗ, пара з верхнього опалювального відбору проходить послідовно первинні та вторинні ступені зволоження та сепарації та подається в камеру паровпуску ЦНТ при закритих ресиверних засувках. Система забезпечує необхідний рівень охолодження на режимах теплофікації, але не може бути використана на режимах пуску і холостого ходу.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Другий вид пристрою конструкції ЦКТИ - байпасний контур постійної витрати з зволожувачем типу труби Вентурі, що з'єднує одну з ресиверних труб до її засувки з камерою паровпуска, відрізняється від першого виду вищою (на 30 - 40%) економічністю за рахунок переведення системи з верхнього на нижній опалювальний відбір та плавного регулювання мінімально необхідної витрати пари, у п'ять разів меншим гідравлічним опором, у шість разів меншою металоємністю, відсутністю

запірної арматури по парі та високою маневреністю за рахунок автоматичного введення в роботу після закриття ресиверних засувок.

Третій вид пристрою конструкції ТМЗ, побудований за основними фізичними та компоновочними принципами байпасного контуру, відбирає пару з камери паровпуска і направляє його через запірно-регулюючий клапан і зволожувач, аналогічний трубі Вентурі, в камеру відбору за першим ступенем ЦНТ. При цьому ущільнені регулюючі діафрагми виконують функції ресиверних засувок і знаходяться в повному положенні закриття. На відміну від байпасного контуру, де камера паровпуска з частково прикритими регулюючими діафрагмами виконує роль ефективного сепаратора, третій вид пристрою, зважаючи на подачу охолоджувальної пари безпосередньо в периферійну область робочих лопаток, допускає охолодження лише слабоперегрітою парою, що знижує його економію.

Нарешті, четвертий вид пристрою конструкції ЦКТИ, випробуваний спільно з ТЕЦ-23 і ТЕЦ-26 Мосенерго на турбінах Т-250/300-240, являє собою два послідовно розташовані ступені зволоження і сепарації крупно-дисперсної частини крапельного спектру, розташовані безпосередньо в ресиверних трубах і на вході в камеру паровпуска і працюючі за принципом аеродинамічної фільтрації. На відміну від перших трьох видів цей пристрій надійно працює як на режимах теплофікації, так і на режимах пуску і холостого ходу.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На режимах холостого ходу цей пристрій надає тепловий стан ЦНТ і зокрема на температуру перед робочими лопатками останніх ступенів сильніший вплив у порівнянні з сумарним ефектом від включення штатної системи охолодження вихлопних патрубків і паро-приймального пристрою. У теплофікаційних режимах з низькими параметрами в нижньому відборі (тиск менше 35 кПа) збільшення вологості охолоджувальної пари на вході в камеру паровпуска до рівня базового пристрою тягне зниження витрати охолоджувальної пари і температури перед робочими лопатками останнього ступеня з 170 до 126 °С. Однак при високих параметрах у нижньому відборі значне прикриття регулюючих діафрагм з метою встановлення мінімальної витрати пари підсилює сепарацію в камері паровпуска і тим самим перешкоджає зниженню охолоджувальної пари, що погіршує економічність порівняно з базовим пристроєм. Технічними умовами обмежена мінімальна витрата пари через охолодний пристрій ЦНТ величиною 25 - 30 т/год. Згідно з дослідженнями ТМЗ, ЦКТІ та Мосенерго допустимий тепловий стан ЦНТ у режимі 2-ступінчастого підігріву мережної води з помірними параметрами пари в камері нижнього опалювального відбору забезпечується витратою активної пари 30 - 35 т/год, тобто в таких режимах використання зовнішньої системи охолодження виявляється недоцільним, оскільки економічний вигравш незначний, але ускладнюється експлуатація обладнання, знижується його надійність та маневреність. Слід проте відзначити, що при зазначених витратах пара лопатки останніх ступенів опиняються в критичній зоні або поблизу неї і працюють з підвищеною динамічною напругою.

6.3 Охолодження вприскуванням конденсату форсунками.

Охолодження вихлопної частини вприскуванням конденсату у вихлопний патрубок або патрубок конденсатора широко використовується на турбінах ЛМЗ, ХТЗ, ТМЗ. При цьому повинні дотримуватись основних вимог:

- виключення прямого влучення факела форсунок на робочі лопатки;

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Зниження ймовірності утворення пристінних рідинних течій з подальшою генерацією великих крапель;
- Зменшення температурних градієнтів у вихлопній частині;
- запобігання ерозійним навантаженням на вихідні кромки лопаток.

Згідно з результатами численних досліджень область охолодження обмежується простором за робочими лопатками, оскільки крапельні структури транспортуються зворотними паровими потоками і слабо проникають в проточну частину. При цьому різниця температурних рівнів перед та за робочими лопатками, як вказувалося, може перевищувати 200 °С, що знижує надійність лопаткового апарату та стелітового захисту.

У дослідженнях ЛМЗ на натурному ЦНТ з лопатками 1000 мм при вприскуванні в кореневу зону за ними форсунками конденсату в кількості 2 - 4,1 т/год з температурою від 20 до 150 °С встановлено, що охолоджуючий потенціал проникає в міжвінковий зазор ступені зони і знижує температуру лише на 10 °С при витраті пари 40 т/год і не більше 20 °С при витраті пари 13 т/год. Аналогічний результат отримано при вприскуванні конденсату в периферійну область простору за робочими лопатками. Вперше такі дослідження виконані ХТЗ у 1967-1968 рр. на турбіні К-160-130 Литовської ДРЕС. Подібні дослід з такими ж форсунками на кільцевому колекторі, зміщеному в периферійну область вихлопного патрубку, проведено ВТІ в 1978-1979 рр. на турбіні К-300-240 ЛМЗ тієї самої станції. За даними досліджень, при напрямі факела форсунок до зовнішньої межі струменя, що виходить з ЦНТ, пара максимальна різниця температур правої і лівої сторін патрубків досягала 38 °С, локальна кругова нерівномірність у кореня лопаток - 108 °С, а максимальна розбіжність між локальною і штатним контролем температури патрубка - 135 °С. Аналогічний пристрій із упорскуванням у периферійну область за робочими лопатками впроваджено ВТІ та на теплофікаційних турбінах, зокрема, на турбінах Т-180/210-130 Вільнюської ТЕЦ-3.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

У всіх згаданих випадках процес охолодження обмежувався тільки вихлопним патрубком і супроводжувався ерозійним пошкодженням різної інтенсивності вихідних кромek лопаток, яке досягало значної величини на теплофікаційних турбінах, оскільки тривалість режимів з охолодженням становила кілька тисяч годин на рік.

На турбінах Т-250/300-240, як і на турбінах Т-110/120-130 вприскування конденсату форсунками здійснено в патрубок конденсатора. Спільні дослідження ТМЗ, ЦКТІ, Мосенерго та ВТІ на турбіні Т-250/300-240 ТЕЦ-23 Мосенерго показали, що повністю виключити ерозійне навантаження на вихідні крайки лопаток навіть при нахилі групових форсунок у бік трубного пучка і скорочення їх кількості з 1 не вдається. Тому ТМЗ і Мосенерго за результатами випробувань та експлуатації теплофікаційних турбін було прийнято рішення про недоцільність використання систем охолодження уприскуванням конденсату у вихлопну частину турбін з довжиною робочих лопаток останніх ступенів понад 650 мм.

6.4 Загороджувальне охолодження.

Загороджувальне охолодження, що полягає у впливі закрученого кільцевого надзвукового струменя пари на зворотні парові потоки в області їх взаємодії з робочими лопатками, розроблено ТМЗ для теплофікаційних турбін, а пізніше - ЛМЗ і ЦКТІ для потужних конденсаційних турбін, де інші способи останніх ступенів. Водночас загороджувальне охолодження може виявитися доцільним на турбінах потужністю 200 МВт і менше, якщо у графіку їх навантажень істотна частка маловитратних чи безвитратних режимів ЦНТ.

Загороджувальне охолодження в порівнянні з іншими способами має наступні переваги:

- захист вихідних кромek від ерозійної дії зворотних потоків;
- вирівнювання режимів перебігу у вихлопах за будь-якої компоновки вихлопної частини;

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- рівномірне охолодження вихлопної частини за винятком зон локального перегріву або зволоження у вихлопних патрубках;
- надійне охолодження останніх ступенів, що працюють у теплонапружених умовах;
- Зменшення впливу на тепловий стан ЦНТ компоновок схем скидання в конденсатор;
- на теплофікаційних режимах із закритими щільними регулюючими діафрагмами - додаткове підвищення надійності робочих лопаток за рахунок зниження в них до мінімуму динамічних напруг та підвищення економічності турбоустановки внаслідок скорочення витрати пари в конденсатор та збільшення теплового вироблення. При використанні в кільцевому струмені вологої пари критичної або надкритичної швидкості розміри крапель знижуються до 30 - 80 мкм, внаслідок чого інтенсифікуються процеси теплообміну та зникають ерозійні навантаження на вихідні кромки лопаток. Загороджувальне охолодження ефективно працює як на режимах пуску та холостого ходу у всьому експлуатаційному діапазоні вакууму, так і на теплофікаційних режимах із закритими щільними регулюючими діафрагмами. На режимах пуску і холостого ходу загороджувальне охолодження використовує пар, що скидається через ПСБП в конденсатор, а на теплофікаційних режимах - пар верхнього опалювального відбору в кількості, що з протіканнями через щільні регулюючі діафрагми.

Міжвідомчі випробування турбіни Т-250/300-240 із загороджувальним охолодженням Мінської ТЕЦ-4 показали, що найбільший економічний ефект на теплофікаційних режимах досягається при закритті регулюючих діафрагм і переведенні ЦНТ на загороджувальне охолодження за фактом настання режиму нулів. При цьому одночасно виключається робота лопаткового апарату передостанніх та останніх ступенів у зоні відносних об'ємних витрат пари в ЦНТ, що призводять до екстремального зростання динамічних напруг у робочих лопатках.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Закриття регулюючих діафрагм по моменту нульової потужності ЦНТ супроводжується зниженням електричної потужності на 5,7 - 6,2 МВт та збільшенням теплового навантаження на 23 - 28 Гкал/год, що призводить до загального економічного виграшу за енергоблоком 18 - 23 Гкал/год. Закриття регулюючих діафрагм на момент нульової потужності останніх ступенів супроводжується зниженням електричної потужності на 10,5 МВт і збільшенням теплового навантаження на 51 Гкал/год, що підвищує загальний економічний ефект до 42 - 44 Гкал/год.

Разом з тим, міжвідомчі дослідження показали, що загороджувальне охолодження дозволяє додатково підвищити економічну ефективність теплофікаційних режимів за рахунок ущільнення регулюючих діафрагм зі збільшенням гнучкості поворотних кілець за технологією ТМЗ: при тиску в нижньому відборі 20 - 140 кПа протікання знизяться до 1,5,0 т/год на обидва потоки, а додатковий тепловий виробіток зросте на 1,2 - 9,2 Гкал/год. Збільшена протікання пари через закриті регулюючі діафрагми має такі негативні наслідки. По-перше, погіршується економічність теплофікаційних режимів із закритими діафрагмами, оскільки теплота протікання не використовується в підігріві мережевого ПСГ-1, а втрачається в холодному джерелі; з цієї причини знижується економічна ефективність режимів із загороджувальним охолодженням. По-друге, протікання може зміщувати роботу лопаток 31-го і 40-го ступенів в зону з підвищеною динамічною напругою: нижня межа критичної зони при тиску в конденсаторі 4 кПа відповідає величині протікання 11,8 т/год, а центральна область зони з максимальними динамічними напругами в лопатках - величині протікання 20,6 т/год; тому для запобігання підвищеним вібраційним навантаженням на лопатки теплофікаційні режими із закритими неущільненими діафрагмами повинні бути обмежені тиском у нижньому відборі не більше 70 кПа; при закритих добре ущільнених діафрагмах максимальна протікання не перевищує 6,5 т/год, що знаходиться за межами критичної зони.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Згідно з дослідженнями, на тривалих теплофікаційних режимах із закритими діафрагмами ЦНТ турбін типу Т-250/300-240 загороджувальне охолодження по економічності, величині охолоджуючого кромки і мінімальної динамічної напруги в лопатках займає лідируючу позицію.

Термін окупності витрат на впровадження загороджувального охолодження за результатами експлуатації на Мінській ТЕЦ-4 становить один рік, що дозволяє розглядати проведену модернізацію турбін як ефективного енергозберігаючого заходу.

На закінчення слід зазначити, що створення нових та оптимізація існуючих систем охолодження повинні здійснюватися не лише з урахуванням температурного стану проточної частини, але й з контролем ерозійного процесу робочих лопаток останніх ступенів. Така організація робіт дозволить приймати обґрунтовані рішення щодо широкого впровадження в експлуатацію кращих засобів та систем охолодження. Зазвичай дослідження та відпрацювання систем охолодження обмежуються температурними вимірюваннями в проточній і вихлопній частині, а ерозійні наслідки режимів охолодження виявляються зазвичай у період наступних ремонтних кампаній, що нерідко супроводжується зниженням ресурсу лопаткового апарату і необхідністю відновлювальних робіт. Звичайно, проведення багаторічних систематичних досліджень ерозійного зносу, зокрема, вхідних кромки лопаток навіть одного типу турбін є трудомістким та дорогим етапом. Однак застосування відео-комп'ютерних засобів оперативного контролю та діагностики стану вхідної кромки та спеціальних електронно-оптичних пристроїв вимірювань мікрорельєфу та аналізу зносу вихідної кромки, відпрацьованих та використовуваних на електростанціях, у тому числі на закритому ЦНТ, дозволить вже через один – півтора роки експлуатації встановлювати на ранніх стадіях зносу ефективність та безпеку охолоджуючих систем та оптимізувати умови їх роботи.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. ВИСНОВОК

Для охолодження ЦНТ останнього ступеня турбіни при пуску або на маловитратних режимах допускається використання обмеженого вприскування охолоджуючого конденсату форсунками у паровий простір вихідної труби за робочими лопатками або у трубу конденсатора, а також використання пароприймальних пристроїв з вбудованим кінцевим вприскуванням. При досягненні температурного рівня вихідної частини близького до максимально допустимого значення, ерозійні пошкодження вихідних кромek порівняно з зносом можуть бути значними.

- Вхідні кромки зазвичай не є фактором, який визначає термін служби лопаток.
- Довготривала робота ЦНТ з робочими лопатками останніх ступенів у межах 600-650 мм на режимах з низьким витратним обсягом, включаючи теплофікаційні режими з закритими діафрагмами, можлива при вприску охолоджуючого конденсату форсунками у вихідну трубу, але ці режими охолодження супроводжуватимуться ерозією вихідних кромek. З більшою довжиною лопаток глибоке та надійне охолодження останніх ступенів та вихідних трубок може бути забезпечено захисним охолодженням, яке підходить для тривалого пустого ходу.

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні вказівки до виконання розрахунково графічних робіт та курсових робіт по курсу «Економіка, організація та планування енергетики». Уклад. Є.Г. Скловська. Київ НТУУ «КПІ» 2000.
2. Рижкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1976. – 448с.
3. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1973. – 239 с.
4. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций. – М.: Энергоиздат, 1982. – 264 с.
5. Борисов Н. А. Основные проблемы развития ТЭС в Украине и пути их решения на среднесрочную перспективу // Энергетика и электрофикация. - 2002. -№5. -с.6-13.
6. Типові технічні вимоги до станційного рівня АСУ ТП ТЕС.ГДК 34.35.509-97. Міненерго України.
7. Плетнев Г.П. Автоматизированное управление объектами тепловых электростанций. – М.: Энергоиздат, 1981.-368 с.
8. Леонов А.М., Яковлев Б.В. Тепловые электрические станции. Дипломное проектирование. – Минск: Вышэйш. Шк., 1978.-231 с.
9. Ключев А.С., Глазов Б.В., Дубровский А.Х. Проектирование систем автоматизации технологических процес сов.-М.: Энергия, 1980.-512 с.
10. Гост 21.404-85. Автоматизация технологических процес сов. Обозначение условные приборов и средств автоматизации в схемах.-М.: Узд стандартов, 1985.-14 с.
11. Методические указания к выполнению курсовых и дипломных проектов по электрической части станций и подстанций. Ч.1. / Н. П. Лукаш, О. Г. Филатов. – К.: КПИ, 1993 – 72 с.
12. Методические указания к выполнению курсовых и дипломных проектов по электрической части станций и подстанций. Ч.2 / Н. П. Лукаш. – К.:КПИ, 1995 – 60 с.

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

13. Электрическая часть тепловых электростанций / А. Л. Церазов, А. П. Васильева, Б. В. Ничаев. – М.: Энергия, 1980. 328 с.
14. ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
15. ДНАОП 0.03-3.14-85. Санітарні норми допустимих рівнів шуму на робочих місцях.
16. СНиП В II-6-81. Электростанции тепловые. Нормы проектирования.
17. ДНАОП 0.00-1.03-93. Правила будови і безпечної експлуатації вантажопідйомних кранів. Держнаглядохоронпраці.
18. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
19. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації электроустановок потребителей. Держнаглядохоронпраці.
20. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. Изменения, 1987.
21. Сабарно Р. В. и др. Электробезопасность на промышленных предприятиях. – К.: Техника, 1991. – 285 с.
22. ГОСТ 12.4.026-76. Кольори сигналізацій і знаки безпеки.
23. Правила пожарной безопасности в компаниях, на предприятиях и в организациях энергетической отрасли Украины.
24. ОНТП 24-86. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности (НАПББ.07-005-86).
25. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
26. СНиП II-4-79/85. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования.
27. ДБНВ.2.5-26-2006. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
28. ДСН 3.3.6.042-99 „Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень”.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

29. Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води. Держнаглядохоронпраці.
30. ДНАОП 1.1.10-1.02-01. Правила безопасной эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей.
31. Методичні вказівки щодо опрацювання розділу „Охорона праці” в дипломних проектах і роботах студентів ТЕФ (частина 1). (Укл: М.О. Халімовський, О.М. Халімовський. – К.: НТУУ „КПІ”).
32. ДСН 3.3.6.037-99 „Допустимі параметри виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку”.
33. ДСН 3.36.039-99 „Вібрація. Загальні вимоги безпеки”.
34. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
35. РД 34.49.101-87. Інструкція по проектуванню протипожежного захисту енергетичних підприємств.
36. ПР 34-00-006-84. Правила вибухобезпечності установок при використанні мазуту і природного газу в котельних установках.
37. Ю.М. Мацевитый, Н.Г. Шульженко, П.П. Гатаровский, В.Г. Дедов, В.Н. Голощапов, А.О. Костиков, А.В. Павленко, А.В. Русанов, В.В. Соловей, В.И. Цибулько. Повышение Энергоеффективности работы турбоустановок ТЭС И ТЭЦ путем модернизации, реконструкции и усовершенствования режимов их эксплуатации. Наукова думка.
38. Методичні вказівки з техніко-економічного обґрунтування інвестиційних проектів електричних станцій. Уклад. Є.Г. Скловська, К.Г. Тодорович. – К: ІВЦ „Видавництво „Політехніка”, 2002. – 24 с.
39. Паровые котлы. Кесова Л.О., Булыгин А.А., Шелег В.Р., Київ «Політехніка» 2004 рік.
40. Перельман Р.Г., Пряхин В.В. Эрозия элементов паровых турбин. М.: Энергоатомиздат. 1986. 184 с.
41. Иванов С.Н., Хаимов В.А., Храбров П.В., Бакурадзе М.В., Воропаев Ю.А., Камнев В.И. Новая система охлаждения ЦНД турбины Т-250/300-240 // Теплоэнергетика. 1989. № 6. С. 64 - 66.

					НТУУ КПІ. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

42. Алексю А.И., Марков К.Я., Кудрявый В.В. Охлаждающие устройства ЦНД теплофикационных турбин // Теплоэнергетика. 1989. № 6. С. 67 - 71.
43. Жученко Л.А., Ермолаев В.В., Кортенко В.В. Вибрационные исследования рабочих колес части низкого давления турбин ОАО ТМЗ // Теплоэнергетика. 2001. № 4. С. 62 -67.
44. Хаимов В.А., Котляр О.Е., Мякас В.И., Гайдис И.И. Пароприемные устройства турбин К-300-240 ЛМЗ // Теплоэнергетика. 1994. № 3. С. 46 - 51.
45. Воропаев Ю.А., Хаимов В.А. О принципах оптимизации систем охлаждения ЦНД турбин Т-250/300-240 // Электрические станции. 1989. № 4. С. 83 - 86.
46. Хаимов В.А., Воропаев Ю.А., Лукин С.В. Встроенная система охлаждения ЦНД турбины Т-250/300-240 // Электрические станции. 1994. № 7. С. 32 -36.
47. Хаимов В.А., Котляр О.Е., Ломакин Б.В., Зройчиков Н.А., Лукин С.В. Охлаждение ЦНД на режимах пуска турбины Т-250/300-240 // Электрические станции. 1998. № 2. С. 16 - 22.
48. Турбина паровая Т-250/300-240-3. Технические условия ТУ 108-1017-81. ТМЗ. Свердловск. 1981.
49. Хаимов В.А., Котляр О.Е. Эрозия выходных кромок лопаток ЦНД турбины Т-180/210-130 // Теплоэнергетика. 1995. № 1. С. 38 - 42.
50. Паровая турбина К-160-130 ХТГЗ. Под ред. Соболева С.П. М.: Энергия. 1980. 167 с.
51. Симою Л.Л., Эфрос Е.И., Гуторов В.Ф., Лагун В.П. Теплофикационные паровые турбины: повышение экономичности и надежности. - СПб.: Энерготех. 2001. 208 с. (Серия «Проблемы энергетики», вып. 3).

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

52. Хаимов В.А., Кокин В.Н., Павлышев А.К., Базыленко А.А., Воронов Е.О, Ганжин В.А. Внедрение заградительного охлаждения ЦНД мощных паровых турбин К-300 и Т-250// Электрические станции. 2003. № 1. С. 29 - 35.
53. Малорасходные режимы ЦНД турбины Т-250/300-240. Энергосервис. СПб. Издательство « bhv ». 2007. 252 с.
54. Хаимов В.А., Котляр О.Е., Воропаев Ю.А. Эрозия входных кромок лопаток ЦНД турбин Т-250/300-240 // Электрические станции. 1997. № 12. С.34 -40.
55. Хаимов В.А., Кокин В.Н., Пузырев Е.И., Воронов Е.О., Ганжин В.А. Внедрение системы оперативного контроля и диагностики эрозионного износа рабочих лопаток мощных паровых турбин. //Электрические станции. 2006. № 12. С. 32 - 36.

					НТУУ КП. МД.23.144.21211.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		