

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
Навчально-науковий інститут
атомної та теплової енергетики**

Кафедра Теплової та альтернативної енергетики

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Ольга Черноусенко

« ____ » _____ 2023р.

**Дипломний проєкт
на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою «Теплоенергетика та теплоенергетичні
установки електростанцій»
спеціальності 144«Теплоенергетика»
на тему: « Опалювальна ТЕЦ для м. Чернігів »**

Виконав :

студент IV курсу, групи Тс-91

Гладенький Денис Євгенович _____

Керівник:

Проф д.т.н

Черноусенко Ольга Юріївна _____

Консультант з питань охорони праці:

Доцент,к.т.н

Каштанов Сергій Федорович _____

Рецензент:

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

Науковий керівник _____

Київ – 2023 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість	При- мітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	НТУУ “КПІ” імені Ігоря Сікорського ДПБ.23.144.Тс-91353.ТЕЦ.ПЗ	Пояснювальна записка		
3	A1	НТУУ “КПІ” імені Ігоря Сікорського ДПБ.23.144.Тс-91353.ТЕЦ.ПР	Поперечний розріз	1	
4	A1	НТУУ “КПІ” імені Ігоря Сікорського ДПБ.23.144.Тс-91353.ТЕЦ.ГП	Генеральний план	1	
5	A1	НТУУ “КПІ” імені Ігоря Сікорського ДПБ.23.144.Тс-91353.ТЕЦ. ТС	Теплова схема	1	

				НТУУ “КПІ” імені Ігоря Сікорського ДПБ.23.144.Тс-91353.ТЕЦ.ПЗ		
	ПІБ	Підп.	Дата			
Розробн.	Гладенький Д.Є			Відомість дипломног о проекту	Лист	Листів
Керівн.	Черноусенко О.Ю.				3	
Консулт.					КПІ імені Ігоря Сікорського”, ІАТЕ. Каф. ТАЕ	
Н/контр.						
Зав.каф.						

Київ - 2023 року

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
Навчально-науковий інститут
атомної та теплової енергетики**

Кафедра Теплової та альтернативної енергетики

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 144 Теплоенергетика

(код і назва)

Освітньо-професійна програма

Теплоенергетика та теплоенергетичні установки теплових електростанцій

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Ольга Черноусенко

(підпис)

(власне ім'я Прізвище)

_____ 2023р.

ЗАВДАННЯ

На дипломний проект студенту

Гладенькому Денису Євгеновичу

(прізвище ,ім'я ,по батькові)

1.Тема проекту Опалювальна ТЕЦ для м. Чернігів

Керівник проекту: Проф д.т.н. Черноусенко Ольга Юрівна

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

Затверджені наказом по університету від «__» _____ 2023р. № _____

2.Термін подання студентом проекту 14 червня 2023 року.

3. Вихідні данні до проекту: $Q_{\max} = 950$ $\gamma_B = 8\%$ $\gamma_{ГВП} = 16\%$: Основне паливо-газ

4 .Зміст пояснювальної записки : Техніко-економічне обґрунтування вибору
основного обладнання ТЕЦ.Тепломеханічна частина. Охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентаций тощо) Теплова схема турбіни Т-110/120-130, Поперечний розріз головного корпусу, Генеральний план ТЕЦ 330 МВт.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	Каштанов С.Ф. доц		

7. Дата видачі завдання 10 лютого 2023 року

Календарний план

№ з\п	Назва етапів виконання діаломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Тео проекту	17.02.2023	
2	Тепломеханічна частина	10.03.2023	
3	Охорона праці	23.03.2023	
4	Креслення теплової схеми турбіни	13.04.2023	
5	Креслення попереднього розрізу ГК	27.04.2023	
6	Креслення гегерального плану	18.05.2023	
7	Оформлення пояснювальної записки	03.06.2023	
8	Захист ДПБ	20.06.2023	

Студент _____

(підпис)

Гладенький Денис

(ініціали, прізвище)

Керівник проекту _____

(підпис)

Ольга Черноусенко

(ініціали, прізвище)

Консультантом не може бути зазначено керівника дипломного проекту

**Пояснювальна записка
до дипломного проєкту**

на тему: «Опалювальна ТЕЦ для м. Чернігів»

Київ - 2023 року

Анотація

У даній роботі було спроектовано теплоелектроцентральною, яка призначена для задоволення потреб у тепlopостачанні і гарячій воді. Запропонована ТЕЦ має встановлену потужність 330 МВт. Шляхом техніко-економічного розрахунку і порівняльного аналізу варіантів основного обладнання було обрано оптимальний варіант, який є найекономічнішим. Оптимальним варіантом виявилось встановлення парових турбін Т-110/120-130. У роботі надано детальний опис основного обладнання ТЕЦ, зроблено вибір допоміжного обладнання, проведено розрахунок теплової схеми та екологічний розрахунок. В екологічному розрахунку було визначено шкідливі викиди оксидів сірки та азоту, а також розрахована необхідна висота димової труби для безпечної роботи станції. Також у роботі описано компоновку головного корпусу і допоміжних господарств.

The summary

This work presents the design of a combined heat and power plant (CHP) intended to meet the demands for heat supply and hot water. The proposed CHP has an installed capacity of 330 MW. Through technical and economic calculations and a comparative analysis of equipment options, the optimal and most cost-effective solution was determined. The chosen option involved the installation of T-110/120-130 steam turbines.

The paper provides a detailed description of the main CHP equipment, including the selection of auxiliary equipment. It includes calculations of the thermal scheme and an environmental assessment. The environmental assessment determined the harmful emissions of sulfur and nitrogen oxides, as well as the required height of the chimney for safe operation of the plant. Additionally, the layout of the main building and auxiliary facilities is described in the paper.

Зміст

	Ст
Анотація.....	6
Умовні позначення, скорочення, індекси.....	11
Вступ.....	12
1 Техніко-економічне обґрунтування вибору основного устаткування ТЕЦ	
1.1 Варіанти систем енергопостачання	14
1.1.1 Розрахунок теплових навантажень.....	14
1.1.2 Вибір першого варіанту ТЕЦ.....	15
1.1.3 Вибір першого варіанту ТЕЦ	16
1.1.4 Вибір третього варіанту. Котельня.....	17
1.2 Порівняння варіантів теплопостачання.....	18
1.2.1 Витрата умовного та натурального палива	18
1.2.2 Витрати електроенергії на власні потреби	18
1.2.3 Визначення капіталовкладень.....	21
1.2.4 Розрахунок питомих витрат палива	22
1.2.5 Чисельність експлуатаційного персоналу.....	23
1.2.6 Заробітна плата експлуатаційного персоналу.....	23
1.2.7 Амортизаційні відрахування.....	24
1.2.8 Загальностанційні та інші витрати.....	24
1.2.9 Загальна вартість палива, яке витрачається на ТЕЦ та котельні.....	24
1.2.10 Вартість замикаючої електроенергії	25
1.2.11 Сумарні річні умовно постійні витрати.....	25
1.2.12 Приведені витрати.....	25
1.3 Проектна калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ.....	28
1.3.1 Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ.....	29

					ДПБ.23.144.Тс-91353.ТЕЦ.ПЗ									
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	<i>Опалювальна ТЕЦ на основі турбін Т-110/120-130</i>									
Розроб.	Гладенький									Літ.	Арк.	Акрушів		
Перевір.	Черноусенко											8		
Реценз.										“КПІ імені Ігоря Сікорського”, ІАТЕ.				
Н. Контр.	Середа									Каф. ТАЕ				
Затверд.														

1.3.2 Розподіл витрат палива та електроенергії для власних потреб між електроенергією та теплом.....	30
1.3.3 Розподіл річних експлуатаційних витрат між електроенергією та теплом.....	31
1.4 Розрахунок грошових потоків інвестиційного проекту.....	34
1.4.1 Розрахунок капіталовкладень в будівництво ТЕЦ.....	35
1.4.2 Розрахунок доходів від експлуатації електростанції.....	36
1.4.3 Амортизаційні витрати.....	37
1.4.4 Розрахунок річних експлуатаційних витрат.....	37
2. Тепломеханічна частина.....	43
2.1 Загальна характеристика ТЕЦ.....	43
2.2 Вибір основного обладнання.....	43
2.2.1 Парові турбіни.....	44
2.2.1.1 Парова турбіна Т-110/120-130.....	44
2.2.2 Котлоагрегати.....	48
2.2.2.1 Енергетичний паровий котел Е-500-140-ГМ.....	48
2.2.2.2 Піковий водогрійний котел КВГМ-100.....	51
2.2.3 Трубопроводи.....	53
2.3 Вибір допоміжного обладнання	55
2.3.1 Турбінне відділення.....	56
2.3.2 Котлове відділення.....	64
2.3.3 Теплофікаційна установка ТЕЦ.....	67
2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ.....	68
2.5 Компонівка головного корпусу.....	84
2.6 Допоміжне господарство ТЕЦ.....	86
2.6.1 Паливне господарство.....	86
2.6.2 Система технічного водопостачання	91
2.6.3 Хімічна водопідготовка	94
2.7 Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва.....	98
2.7.1 Розрахунок витрати натурального палива	99

					9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

2.7.2 Розрахунок концентрацій оксидів азоту.....	100
2.7.3 Розрахунок концентрацій оксидів сірки	102
2.7.4 Вибір кількості і розрахунок висоти димових труб	102
2.8 Вибір майданчика будівництва і генплан ТЕЦ.....	110
3. Охорона праці.....	115
3.1. Забезпечення безпечної експлуатації ГРП та системи газопостачання котла.....	116
3.2. Електробезпека.....	117
3.3. Виробнича санітарія.....	119
3.4. Виробниче освітлення.....	122
3.5. Виробничий шум.....	122
3.6. Виробнича вібрація.....	124
3.7. Виробниче випромінювання.....	125
3.9. Пожежна безпека.....	127
Висновок.....	131
Перелік посилань	132

						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Скорочення, прийняті в ДПБ

БРОУ – швидкодіючий редуційно-охолоджуючий пристрій

РОУ(П) – редуційно-охолоджуюча установка (пристрій)

ВСП – верхній мережний підігрівач

ГВС – гаряче водопостачання

ГРП – газорозподільний пункт

ГРС – газорозподільна станція

ККД – коефіцієнт корисної дії

НМП – нижній мережний підігрівач

ОД – охолоджувач дренажу

ОП – охолоджувач пари

ОУ – охолоджувач ущільнень

ПВТ – підігрівач високого тиску

ПВК – піковий водогрійний котел

ПВП – пароводяний підігрівач

ГПК – гранично припустима концентрація

ПК – паровий котел

ПНТ – підігрівач низького тиску

ПТС – принципова теплова схема

МП – мережний підігрівач

ТЕС – теплова електрична станція

ТЕЦ – теплоелектроцентрально

ХВО – хімоводоочисна

ЦВТ – циліндр високого тиску

ЦНТ – циліндр низького тиску

ЦСТ – циліндр середнього тиску

						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Вступ

Електроенергія має чи не першочергове значення для сучасної промисловості та виробництва, а зважаючи на те, що з кожним роком промислові потужності збільшується, і потреба в електроенергії та теплі житлово-комунальними та виробничими регіонами зростають, будівництво нових електрогенеруючих установок відіграє важливу роль у розвитку кожної держави.

На даному етапі, враховуючи нестаче фінансування енергетичної галузі зі сторони держави, Україна вже почала процес, протягом якого електрогенеруючі потужності переходять до управління певними приватними підприємствами, і це дає свої результати. За даними міністерства палива та енергетики за три місяці 2012 року обсяг виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, досяг 55 337,1 млн. кВт·г, що на 1 935,4 млн. кВт·г або на 3,6% більше порівняно з відповідним періодом 2011 року. При цьому ТЕС та ТЕЦ вироблено електроенергії на 1 932,4 млн. кВт·г, або на 8,1% більше ніж за 3 місяці 2011 року. Атомними електростанціями вироблено електроенергії на 1 139,1 млн. кВт·г, або на 4,9% більше порівняно з аналогічним показником 2011 року. Коефіцієнт використання встановленої потужності становить 81,2%, що на 2,9% більше рівня минулого року. Виробництво електроенергії ГЕС та ГАЕС становить 2 294,2 млн. кВт·г. За 3 місяці 2012 року виробництво електроенергії альтернативними джерелами (ВЕС, СЕС, біомаса) порівняно з відповідним періодом 2011 року збільшилось на 104,9 млн. кВт·г. Виробництво електроенергії електростанціями інших видів (блок-станціями та іншими джерелами) порівняно з відповідним періодом 2011 року зменшилось на 157,1 млн. кВт·г, або на 5,8%.

Виходячи з цих даних можна зробити висновки про те, що незважаючи на розвиток нових технологій, основними джерелами електроенергії в Україні є АЕС, ТЕЦ та ТЕС, і знадобиться ще дуже багато часу, для того щоб відмовитися від традиційних способів здобуття електроенергії.

Звісно традиційні способи пов'язані з певними витратами, і головним чином паливом, а враховуючи те, що протягом останніх років ціни на газ, як паливо яке достатньо екологічне щоб використовуватись на ТЕЦ у крупних містах, збільшилися у декілька разів, то Україна звісно намагається використовувати для цих цілей не імпортований, а власний газ.

Тому зараз велике значення має впровадження технологічно і економічно продуманих схем. Так, наприклад, для України централізоване теплопостачання вигідніше,

					12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

оскільки постачання тепла та пари від крупних ТЕЦ це, насамперед, значна економія палива; на ТЕЦ легше впливати і контролювати якість шкідливих викидів ніж на численних котельнях – покращення стану екології.

Розвиток теплофікації відбувається двома напрямками:

- Традиційно – будуються нові потужні ТЕЦ зі складною системою трубопроводів систем централізованого теплопостачання, а також відбувається модернізація існуючих паротурбінних теплофікаційних електростанцій, працюючих на природному газі, шляхом введення газотурбінних надбудівель і перетворення їх в ПГУ великої потужності. Будівництво ТЕЦ на базі ГТУ і ПГУ малої та середньої потужності, формування компактних систем теплопостачання.
- Нетрадиційно – використання нетрадиційних джерел теплової енергії (геотермальні котельні тощо). Потенціал нетрадиційних джерел теплопостачання порівняно з традиційними невеликий, а грошові затрати і складність технологічного процесу більші.

В даній роботі пропонується проект ТЕЦ-330 МВт на газовому паливі для покриття потреб в опаленні і гарячому водопостачанні житлово-комунального сектора міста Чернігів. На ТЕЦ проектується встановлення турбін Т-110/120-130 виходячи з практичних міркувань щодо великого практичного досвіду експлуатації турбін Т-100/120-130, модернізованим варіантом якої є турбіна Т-110/120-130. Проектується неблочна структурою ТЕЦ (з поперечними зв'язками) на базі даних турбін, що є вигіднішим для теплопостачання споживачів в аварійному режимі (в разі аварії на одному із енергетичних котлів).

						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

1. Техніко-економічне обґрунтування вибору основного устаткування ТЕЦ

У зв'язку з важливою роллю енергетики у народному господарстві, вирішальне значення для економіки країни має вибір найоптимальнішого проекту електростанції. Електростанції характеризуються високою вартістю капіталовкладень, тривалим періодом будівництва і довготривалою експлуатацією. Вимоги до них полягають у забезпеченні надійності, економічності, високої продуктивності і безпеки праці.

Подальші розрахунки здійснюються для двох варіантів проектування теплової електростанції та котельні, а потім обирається найбільш оптимальний з них.

1.1 Варіанти систем енергопостачання

1.1.1 Розрахунок теплових навантажень

При виборі варіантів енергопостачання необхідно враховувати, що електростанція має задовольняти всі потреби щодо навантаження на гарячу воду.

Таблиця 1.1–Кліматологічні дані міста Чернігів.

Температура зовнішнього повітря, °С			Число годин опалювального періоду з температурою зовнішнього повітря (°С)						
Розрахункова для опалення	Розрахункова для вентиляції	Середня за опалювальний період	-25	-20	-15	-10	-5	0	8
-20	-9	-0,7	1	8	46	243	816	2616	4392

Теплові навантаження на вентиляцію, гаряче водопостачання й опалення підлягають розрахунку. Розрахункове теплове навантаження на вентиляцію визначається за формулою:

$$Q_v = \gamma_v * Q_{max} , \quad (1.1)$$

де Q_{max} – теплове навантаження на гарячу воду яке є максимальним, МВт,
 γ_v –вентиляційна частка.

$$Q_v = 0,08 * 950 = 76 \text{ МВт.}$$

Розрахункове теплове навантаження на гаряче водопостачання в опалювальний період визначається за формулою: $Q_{гвп} = \gamma_{гвп} Q_{max} , \quad (1.2)$

						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

де

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

$$Q_{\text{ГВП}} = 0,16 \cdot 950 = 152 \text{ МВт.}$$

Навантаження на гаряче водопостачання влітку обчислюється за формулою:

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

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{літ}} = 0,7 \cdot 152 = 106,4 \text{ МВт.}$$

Розрахункове теплове навантаження на опалення обчислюється за формулою:

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

де

$Q_{\text{в}}$ – теплове навантаження на вентиляцію яке розраховується, МВт,

$Q_{\text{ГВП}}$ – теплове навантаження на гаряче водопостачання яке розраховується під час опалювального періоду, МВт.

$$Q_{\text{роз.оп}} = 950 - 152 - 76 = 722 \text{ МВт.}$$

Теплове навантаження, яке припадає на відбір турбін, обчислюється за формулою:

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

де

$Q_{\text{роз.оп}}$ – теплове навантаження на опалення яке розраховується, МВт,

$Q_{\text{в}}$ – розрахункове теплове навантаження на вентиляцію, МВт.

$$Q_{\text{відб}} = 152 + 0,5 \cdot (722 + 76) = 551 \text{ МВт.}$$

1.1.2. Вибір першого варіанта ТЕЦ

Для забезпечення необхідного навантаження в гарячій воді ми обираємо три турбіни Т-100-130. Кожна з цих турбін надає $Q_{\text{Топ}} = 186$ МВт теплофікації, при чому коефіцієнт теплофікації складає:

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

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

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

$$\alpha_{\text{ТЕЦ}} = \frac{3 \cdot 186}{950} = 0,59.$$

Коефіцієнт теплофікації для турбін типу Т-100-130 має знаходитись у діапазоні між $0,5 < \alpha_{\text{ТЕЦ}} < 0,65$, і цей діапазон виконується.

					15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Для забезпечення споживання 1350 т/год пари всі турбіни розраховані на використання трьох котлів, кожен з яких має паропроодуктивність 500 т/год. З цим розподілом:

Загальна потреба в парі складає $500 \text{ т/год} \cdot 3 = 1350 \text{ т/год}$.

Загальна генерація пари становить $500 \text{ т/год} \cdot 3 = 1500 \text{ т/год}$.

Для покриття пікової навантаження гарячою водою використовуються спеціальні пікові водонагрівальні котли. Доля пікового навантаження є наступною:

$$Q_{\text{пik}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{відб}}, \quad (1.7)$$

Тож,

$$Q_{\text{пik}} = 950 - 186 \cdot 3 = 392 \text{ МВт.}$$

Для забезпечення такого навантаження рекомендується встановити 2 котли типу КВГМ-180, кожен з яких має потужність 209 МВт.

1.1.3. Вибір другого варіанту ТЕЦ

Для другого варіанту ТЕЦ також виконується аналогічний розрахунок. Для забезпечення необхідного навантаження гарячою водою, ми обираємо три турбіни моделі Т-110/120-130.

Кожна турбіна Т-110/120-130 забезпечує $Q_{\text{Топ}} = 206 \text{ МВт}$ теплової потужності для теплофікації. Крім того, за формулою (1.6) коефіцієнт теплофікації дорівнює:

$$\alpha_{\text{ТЕЦ}} = \frac{3 \cdot 206}{950} = 0,649.$$

Коефіцієнт теплофікації повинен бути в діапазоні: $0,5 < \alpha_{\text{ТЕЦ}} < 0,65$, що виконується.

У цьому варіанті всі турбіни призначені для споживання пари у кількості 1410 тонн на годину. Щоб забезпечити цю кількість пари, можна використати 3 котли, кожен з яких здатний виробляти 500 тонн пари на годину. Таким чином:

Потреба в парі становить $470 \cdot 3 = 1410$ тонн на годину.

Виробництво пари складає $3 \cdot 500 = 1500$ тонн на годину.

Для покриття пікової навантаженості використовують пікові водонагрівальні котли. Величина пікового навантаження може бути розрахована за допомогою формули (1.7).

$$Q_{\text{пik}} = 950 - 3 \cdot 206 = 332 \text{ МВт.}$$

					16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Для задоволення цього навантаження необхідно встановити три котли типу КВГМ-100, кожен з яких має потужність 116,3 МВт.

1.1.4. Вибір третього варіанту. Котельня

Для визначення необхідної кількості водонагрівальних котлів для опалювальної котельні, використовуємо наступні формули. Щоб забезпечити потрібне навантаження ($Q_{\max} = 950$ МВт згідно завдання), ми обираємо водонагрівальні котли з паропродуктивністю 209 МВт кожен.

Кількість водонагрівальних котлів знаходиться за формулою:

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

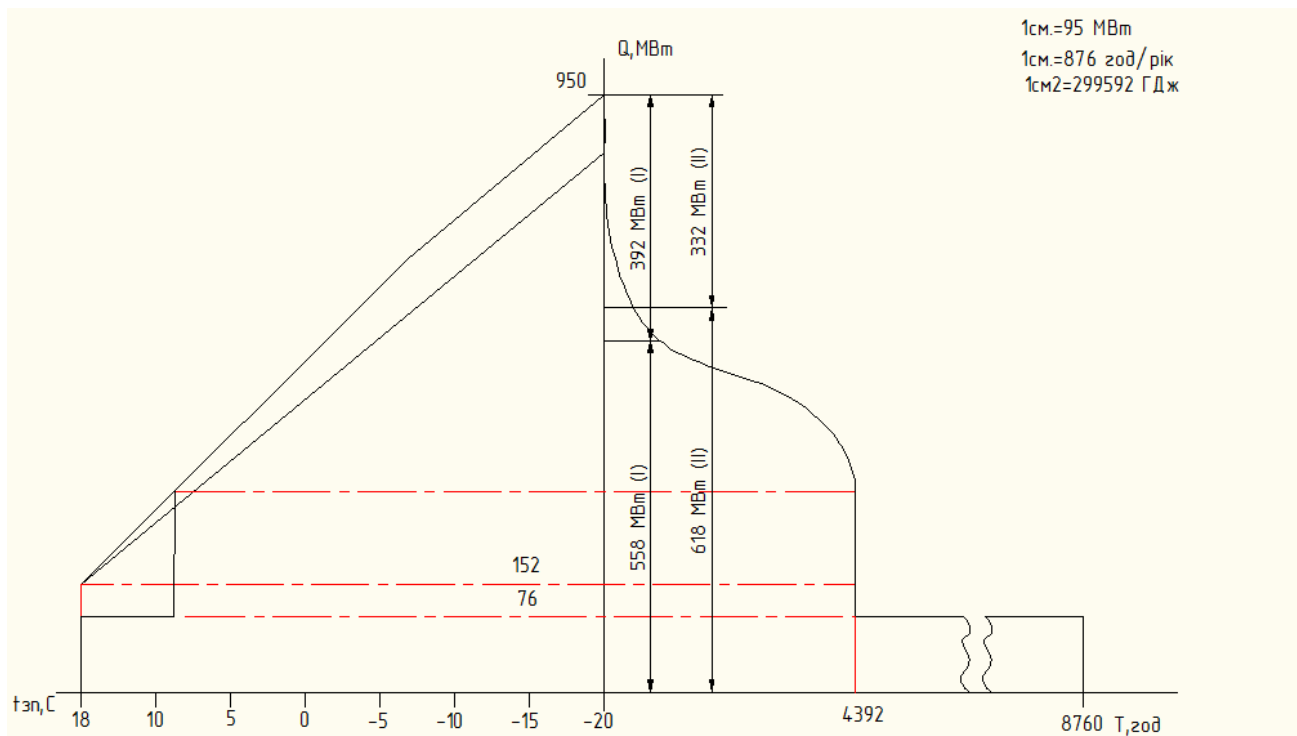
де Q_{\max} – максимальне теплове навантаження, МВт

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

Тоді: $n_{\text{вк}} = 950/209 = 4,545$.

Після округлення отримуємо $n_{\text{вк}} = 5$ шт.

Будуємо 1 котельню.



Рисинок 1.1 Річний графік відпуску теплоти від ТЕЦ

					17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

1.2 Порівняння варіантів тепlopостачання

1.2.1 Витрати умовного та натурального палива

Після проведення розрахунку на комп'ютері річного графіку теплових навантажень, отрималися дані про щорічні витрати умовного палива для енергетичних і водонагрівальних котлів у двох порівнянних варіантах ТЕЦ.

Тобто: $V_{ум}^I=785,29$ тис. т.у.п. /рік,

$V_{ум}^{II}=840,24$ тис. т.у.п. /рік.

Річні витрати умовного палива в районній котельні визначаються за формулою:

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

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 $\eta_{тп} = 0,99$);

$$V_{вк}=10147,6 \cdot 1,0526/29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99 = 404,5279 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

Таблиця 1.2–Характеристики палива

Паливо	Вартість 1т умовного палива, у.о./м ³	Теплотворна здатність, $(Q_{н})^p$, кДж/кг
Газ	250	34330

Формула визначає річні витрати натурального палива.

$$V_{нат} = V_{ум} \cdot (29309 / (Q_{н})^p), \quad (1.10)$$

де $(Q_{н})^p$ - теплотворна здатність палива, кДж/кг;

$V_{ум}$ – 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 $V_{нат} = 754,31 \cdot 29309/34330=643,98$ тис т/рік.

2.Другий варіант $V_{нат} = 822,09 \cdot 29309/34330=701,86$ тис т/рік.

3.Третій варіант $V_{нат} = 404,5279 \cdot 29309/34330=345,3629$ тис т/рік.

1.2.2 Витрата електроенергії на власні потреби

Тяго-дутьове обладнання:

					18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

$$w_{ТД}^I = w_{ТД} \cdot Q_{ен.к.}/2,59, \quad (1.11)$$

де $w_{ТД}$ – Питома витрата електроенергії на вироблення однієї тони пари енергетичними котлами вимірюється в кіловат-годинах на тону.

$Q_{ен.к.}$ – Річний виробіток тепла, здійснений енергетичними котлами, вимірюється в мільйонах гігаджоулей.

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

$$w_{ТД}^I = 3,5 \cdot 18968,5/2,59 = 25,633 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год},$$

$$w_{ТД}^{II} = 3,5 \cdot 20673,1/2,59 = 27,936 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год},$$

$$w_{ТД}^{III} = 3,5 \cdot 9052,95888/2,59 = 13,71295 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}.$$

Живильні електронасоси:

$$W_{жн} = w_{жн} \cdot Q_{ен.к.}/2,59, \quad (1.13)$$

де $w_{жн}$ – Питома витрата електроенергії на виробіток однієї тони живильної води вимірюється в кіловат-годинах на тону [1],

$$W_{жн}^I = 18968,5 \cdot 7,5/2,59 = 54,930 \text{ млн кВт}\cdot\text{год}.$$

$$W_{жн}^{II} = 20673,1 \cdot 7,5/2,59 = 59,864 \text{ млн кВт}\cdot\text{год}.$$

Циркуляційні насоси:

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

де $W_{цн}$ – Кількість електроенергії, яку використовують циркуляційні насоси, вимірюється в мільйонах кіловат-годин.

$w_{цн}$ – Відсоток електроенергії, який споживається циркуляційними насосами.

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

$W_{вир}$ -Річний обсяг виробництва електроенергії, вимірюваний у мільйонах кіловат-годин.

$$W_{цн}^I = 0,65 \cdot 1740/100 = 11,31 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год},$$

$$W_{цн}^{II} = 0,65 \cdot 1914/100 = 12,441 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год},$$

$$W_{цн}^{III} = 0.$$

Мережні насоси:

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

де $W_{мн}$ – кількість електроенергії, яку споживають мережні насоси.,млн. кВт год,

$w_{мн}$ – Питома витрата електроенергії на випуск 1 ГДж тепла через гарячу воду.

(для всіх варіантів = 3 кВт·год/ГДж),

					19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

$Q_{ГВ}$ -Річний обсяг виробництва тепла у гарячій воді, вимірюваний у мільйонах гігаджоулів.

$$W_{МН}^I = W_{МН}^{II} = W_{МН}^{III} = 3 \cdot 10147,6 = 30,443 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

Інші споживачі:

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

де $W_{ін}$ – Мільйони кіловат-годин електроенергії, які використовуються для власних потреб.

$w_{ін}$ – відсоток електроенергії, який витрачається на власні потреби.(для 1-го і 2-го варіантів 0,7%), %;

$W_{вир}$ – Річний обсяг виробництва електроенергії, вимірюваний у мільйонах кіловат-годин.

$$W_{ін}^I = 0,7 \cdot 1740 / 100 = 12,18 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.},$$

$$W_{ін}^{II} = 0,7 \cdot 1914 / 100 = 13,398 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.},$$

$$W_{ін}^{III} = 0,1 \cdot (13,713 + 30,443) = 4,416 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

Загальна оцінка витрат електроенергії на власні потреби для різних варіантів така:

$$W_{вп} = \Sigma (w_{вп})_i, \quad (1.17)$$

Таблиця 1.3–Витрати електроенергії на власні потреби по варіантах:

	Позначення	Варіант 1 ТЕЦ - 300 МВт	Варіант 2 ТЕЦ - 330 МВт	Варіант 3 Котельня	Розмірн.
Котельний цех:					
1. Паливоприготування	$W_{ппр}$	0	0	0	млн. кВт·год
2. Тяго-дугтєве обладнання:	$W_{тд}$	25,634	27,937	13,71295	млн. кВт·год
3. Живільні електронасоси	$W_{жн}$	54,930	59,865	0	млн. кВт·год

	Позначення	Варіант 1 ТЕЦ - 300 МВт	Варіант 2 ТЕЦ - 330 МВт	Варіант 3 Котельня	Розмірн.
Турбінний цех:					
1 Циркул.насоси	W _{цн}	11,31	12,441	0	млн. кВт·год
2 Мережні насоси	W _{мн}	30,443	30,443	30,443	млн. кВт·год
Інші споживачі	W _{ін}	12,18	13,398	4,416	млн. кВт·год
Сумарні витрати	W _{вп}	134,497	144,084	48,57128	млн. кВт·год
Річний відпуск електроенергії в мережі	W _{від}	1605,506	1769,9174	-48,5713	млн. кВт·год

1.2.3 Визначення капіталовкладень

Для кожного варіанта обчислимо капіталовкладення в ТЕЦ за допомогою наступної формули:

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

де $K_{\text{БС}}^{\text{I}}$ і $K_{\text{БС}}^{\text{II}}$ – витрати, пов'язані з будівлями та спорудами, які відносяться до першого блоку і кожного наступного блоку, виміряні в мільйонах одиниць облікової одиниці (у.о.)¹];

$K_{\text{ОБ}}^{\text{I}}$ і $K_{\text{ОБ}}^{\text{II}}$ – Витрати на обладнання, розподілені на перший блок та кожен наступний блок, виражаються у мільйонах одиниць облікової валюти. [1];

$K_{\text{БС(ВК)}}$ і $K_{\text{ОБ(ВК)}}$ – Витрати на будівлі та споруди, пов'язані з розміщенням одного пікового водонагрівального котла на майданчику ТЕЦ, виражаються у мільйонах одиниць облікової валюти.[1];

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

$n_{\text{ВК}}$ – кількість пікових водонагрівальних котлів.

1-ий варіант:

$$(K^{\text{I}})_{\text{ТЕЦ}} = [25,4+2*11,7+30,8+2*10,8+2*2,9] + [38,1+2*27,3+46,2+2*25,2+2*6,8] = 107+ 202,9= 309,9 \text{ млн.у.о.}$$

2-ий варіант:

					21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

$$(K^{II})_{TEЦ} = [25,4+2*11,7+31,5+2*12,5+3*1,5] + [38,1+2*27,3+47,5+2*26+3*3,5] = 109,8 + 202,7 = 312,5 \text{ млн.у.о.}$$

3-й варіант:

Капіталовкладення в районну опалювальну котельню:

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

де K_I і K_{II} – Капіталовкладення в перший та кожен наступний агрегат котельень виражаються у мільйонах одиниць облікової валюти.

n – кількість наступних котлоагрегатів.

$$K_{кот} = 21+4*4,3 = 38,2 \text{ млн.у.о.}$$

1.2.4 Розрахунок питомих витрат палива

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

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

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

$q_{тф}$ – 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 ТЭЦ у змінних режимах (приймаємо $k_2 = 1,03$),

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

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

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

Для 1-го та 2-го варіантів.

$$b_{тф}^I = b_{тф}^{II} = 3894 \cdot 1,02 \cdot 1,03 / (29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99) = 0,1549 \text{ кг/кВт·год,}$$

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

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

де q_k – питома витрата тепла на 1 кВт·год виробленої електроенергії в

					22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

конденсаційному режимі, кДж/кВт·год;

1-ий варіант

$$b_k^I = 9211 \cdot 1,02 \cdot 1,03 / (29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99) = 0,3665 \text{ кДж/кВт} \cdot \text{год}$$

2-ий варіант

$$b_k^{II} = 9211 \cdot 1,02 \cdot 1,03 / (29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99) = 0,3665 \text{ кДж/кВт} \cdot \text{год}$$

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

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

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 та 2-го варіантів:

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

$$b_{твк}^I = b_{твк}^{II} = (34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,01 / 0,9 \cdot 0,99) (1 + 0,3/100) = 39,54569 \text{ кг/ГДж.}$$

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

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

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

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

$$b_{вк} = 34,1 \cdot 1,0526 / (0,91 \cdot 0,99) \cdot (1 + 0,00\%/100) = 39,8420 \text{ кг/ГДж}$$

1.2.5 Чисельність експлуатаційного персоналу

Враховуємо кількість працівників експлуатаційного персоналу в залежності від типу палива, кількості енергоблоків на ТЕЦ та загальної потужності котлів для районної котельні. У результаті маємо:

$$R^I = 158 \cdot 0,9 = 142 \text{ осіб.},$$

$$R^{II} = 162 \cdot 0,9 = 146 \text{ осіб.},$$

$$R^{III} = 0,052 \cdot 1045 = 54 \text{ осіб.},$$

де R^I , R^{II} , R^{III} – чисельність експлуатаційного персоналу відповідно для 1,2 і 3-го варіантів, осіб.

1.2.6 Нарахування заробітної плати

$$I_{зп} = R_e \cdot \Phi, \quad (1.24)$$

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

					23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

R_c – чисельність експлуатаційного персоналу, осіб.,

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

Фонд зарплати приймається так:

– для ТЕЦ (1-ий і 2-ий варіанти): 6300 у.о./осіб. рік і 6300 у.о./осіб. рік

– для котельні (3-ій варіант): 4500 у.о./осіб. Рік

$$И_{зп}^I = 142 \cdot 6300 \cdot 10^{-6} = 0,8946 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$И_{зп}^{II} = 146 \cdot 6300 \cdot 10^{-6} = 0,9198 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$И_{зп}^{III} = 54 \cdot 4500 \cdot 10^{-6} = 0,243 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.7 Амортизаційні відрахування

$$I_a = (N_{a(BC)}/100) \cdot K_{BC} + (N_{a(OB)}/100) \cdot K_{OB}, \quad (1.25)$$

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

$N_{a(BC)}$ – норма амортизаційних відрахувань на будівелі та споруди, %.

$N_{a(OB)}$ – норма амортизаційних відрахувань на обладнання, %

$$I_a^I = 0,055 \cdot 107 + 0,2 \cdot 202,9 = 46,465 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_a^{II} = 0,055 \cdot 109,8 + 0,2 \cdot 202,7 = 46,579 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_a^{кот} = N_a \cdot K_{кот} / 100, \quad (1.26)$$

$$I_a^{III} = 15 \cdot 38,2 / 100 = 5,73 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.8 Загальностанційні та інші витрати

$$I_{ин} = \alpha_{ин} (I_a + I_{зп}) / 100, \quad (1.27)$$

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

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

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

I_a - амортизаційні відрахування, млн. у.о./рік.

$$I_{ин}^I = 50 \cdot (0,8946 + 46,465) / 100 = 23,6798 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_{ин}^{II} = 48,5 \cdot (0,9198 + 46,579) / 100 = 23,036918 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_{ин}^{III} = 70 \cdot (0,243 + 5,73) / 100 = 4,1811 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.9 Вартість палива

Сумарна вартість палива, що використовується на ТЕЦ та в районній котельні:

$$I_{п} = (B_{ен.к} \cdot C_{п.ен.к}) + (B_{вк} \cdot C_{пвк}), \quad (1.28)$$

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

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

					24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

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

1-й варіант:

$$I_{п}^I = ((754,31 \cdot 250) + (30,98 \cdot 270)) \cdot 10^{-3} = 196,94121 \text{ млн.у.о./рік.}$$

2-й варіант:

$$I_{п}^{II} = ((822,09 \cdot 250) + (18,15 \cdot 270)) \cdot 10^{-3} = 210,42382 \text{ млн.у.о./рік.}$$

3-й варіант:

$$I_{п}^{III} = (404,5279 \cdot 250) = 101,132 \text{ млн.у.о./рік.}$$

1.2.10 Вартість замикаючої електроенергії.

$$I_{зам} = \Pi_{зам} \cdot W_{зам}, \quad (1.29)$$

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

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

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

$$I_{зам}^I = 0,09 \cdot 164,411 = 14,797 \text{ млн. у.о./рік;}$$

$$I_{зам}^{II} = 0;$$

$$I_{зам}^{III} = 0,09 \cdot 1818,489 = 163,664 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.11 Сумарні річні умовно–постійні витрати:

$$I_{\Sigma} = \Sigma I_i, \quad (1.30)$$

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

$$I_{\Sigma}^I = 0,8946 + 46,465 + 23,6798 + 196,9412 + 14,797 = 282,77763 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_{\Sigma}^{II} = 0,9198 + 46,579 + 23,03692 + 210,424 = 280,95953 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_{\Sigma}^{III} = 0,243 + 5,73 + 4,1811 + 101,132 + 163,664 = 274,9501 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.12 Приведені витрати

$$Z = I_{\Sigma} + 0,1 \cdot K_{\Sigma}, \quad (1.31)$$

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

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

K_{Σ} - капіталовкладення, млн. у.о.

$$Z^I = 282,77763 + 0,1 \cdot 309,9 = 313,76763 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$Z^{II} = 280,95953 + 0,1 \cdot 312,5 = 312,20953 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$Z^{III} = 274,9501 + 0,1 \cdot 38,2 = 278,7701 \text{ млн. у.о./рік.}$$

					25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Варіант з найнижчими приведеними щорічними витратами вважається оптимальним. Всі дані, отримані в результаті техніко-економічного розрахунку, наведені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4–Порівняння варіантів енергопостачання.

Порівняння варіантів енергопостачання	ТЕЦ-300	ТЕЦ-330	Котельня
1	2	3	4
Електрична потужність, МВт	300	330	-
Теплова потужність:			
-у парі, т/год	0	0	0
-у гарячій воді, МВт	950	950	950
у тому числі відбори турбін, МВт	558	618	-
РОУ, МВт	-	-	-
водонагрівальні котли, МВт	392	332	950
Річний відпуск тепла, тис. ГДж	10147,58	10147,58	10147,58
-виробничі відбори, тис. ГДж	0	0	-
-опалювальні відбори, тис. ГДж	9364,204	9688,627	-
- РОУ і парові котли, тис. ГДж	-	-	0
- водонагрівальні котли, тис. ГДж	783,3807	458,9575	10147,58
Кількість годин використання встановленої потужності, год/рік	5800	5800	-
Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні кВт· год/ГДж:			
- виробничі відбори	0	0	-
- опалювальні відбори	129	129	-
Питомі витрати палива:			
-на виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кг/кВт год	0,1549	0,1549	-
-на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі, кг/кВт год	0,3665	0,3665	-
-на відпуск тепла від турбін, РОУ та парових котлів, кг/ГДж	39,7663	39,7663	-
-на відпуск тепла від водонагрівальних котлів, кг/ГДж	39,54569	39,54569	39,8420
Вартість палива й електроенергії:			
- газ, у.о./т.у.п.	250	250	250
- мазут	270	270	
-електроенергія, у.о./кВт год	0,09	0,09	0,09

Порівняння варіантів енергопостачання	ТЕЦ-300	ТЕЦ-330	Котельня
1	2	3	4
Чисельність персоналу, чол.	142	146	54
Середня зарплата, г.о./чол. рік	6300	6300	4500
Норма амортизаційних відрахувань, %	-	-	15
- будівлі та споруди	5,5	5,5	-
- обладнання	20	20	-
Частка загальностанційних та інших витрат, %	50	48,5	70
Капіталовкладення, млн.г.о.	309,9	312,5	38,2
- будівлі та споруди	107	109,8	-
- обладнання	202,9	202,7	-
Річний виробіток електроенергії, млн. квт год	1740	1914	-
Річна витрата умовного палива, тис. т.у.п./рік:			
-на виробіток електроенергії на тепловому споживанні	187,16142	193,64564	-
-на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі	194,98115	243,41309	-
-на відпуск тепла від турбін, РОУ та парових котлів	372,37976	385,28087	-
-на відпуск тепла від водонагрівальних котлів	30,979332	18,149791	404,3001
Загальні витрати палива У тому числі:			
-газ	754,52234	822,3396	404,3001
- мазут	30,979332	18,149791	
Витрата електроенергії на власні потреби, млн. квт год	134,497	144,084	48,57128
Відпуск електроенергії в мережу, млн. квт год	1605,506	1769,916	-48,57128
Замикаючий відпуск електроенергії, млн. квт год	164,411	-	1818,489

Порівняння варіантів енергопостачання	ТЕЦ-300	ТЕЦ-330	Котельня
1	2	3	4
Річні експлуатаційні витрати:			
-вартість палива, млн.г.о./рік	196,94121	210,42382	101,132
-амортизаційні відрахування, млн. г.о./рік	46,465	46,579	5,73
-зарплата експлуатаційного персоналу, млн. г.о./рік	0,8946	0,9198	0,243
-загальстанційні та інші витрати, млн. г.о./рік	23,6798	23,036918	4,1811
-вартість замикаючого відпуску електроенергії, млн. г.о./рік	14,797018	0	163,664
<u>Разом:</u>	282,77763	280,95953	274,9501
Сумарні приведені витрати, млн. г.о./рік	313,76763	312,20953	278,7701

Висновки: Після проведення техніко-економічного обґрунтування було встановлено, що найоптимальнішим є другий варіант, який представляє собою ТЕЦ-330 МВт. Вартість цього варіанту складає 312,20953 млн. у.о. на рік. Він включає три турбіни Т-110/120-130, три парові котли з продуктивністю 500 тонн на годину та три водонагрівальні котли типу КВГМ-100.

1.3 Проектна калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ

Собівартість продукції є одним з основних економічних показників, що відображають рівень господарської діяльності промислового підприємства. Вона відображає результати всіх заходів, спрямованих на підвищення економічності та рентабельності, поліпшення організації праці та виробництва, які реалізуються на даному підприємстві.

На етапі проектування, проектна собівартість продукції відображає, наскільки передові, технічно досконалі та економічно обґрунтовані рішення вкладені в проект. У сфері енергетики, проектна собівартість енергії на електростанціях відображає досягнутий рівень використання первинних енергоресурсів, продуктивність праці, заходи з поліпшення обслуговування та ремонту обладнання, ефективність капітальних інвестицій у конкретну електростанцію, а також її режим використання в енергосистемі.

ТЕЦ, відмінно від підприємств інших галузей промисловості, виробляють два види продукції: електричну енергію та тепло. Тому, при калькуляції собівартості електроенергії на ТЕЦ, необхідно розподілити всі щорічні експлуатаційні витрати між цими двома видами продукції: електроенергією та теплом..

					28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

У зв'язку з цим, калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ включає наступні етапи:

1. Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ.
2. Розподіл витрат палива та витрат електроенергії для 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. Заробітна плата експлуатаційного персоналу, амортизаційні відрахування, загальностанційні та інші витрати визначаються за раніше наведеними формулами.

Таким чином, калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ включає в себе ряд етапів для точного визначення вартості та структури цих продуктів.

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:

$$V_{\text{нат}} = 822.09 \cdot 10^3 \cdot 29309/34330 = 701.86 \text{ тис. т н. п./рік,}$$

$$\text{Вартість палива } 300 \cdot 701.86 \cdot 10^3 = 210556.99 \text{ тис. у. о./рік.} \quad (1.32)$$

1.3.1.1.2 Витрати натурального палива, яке спалюється водонагрівальними котлами:

$$V_{\text{нат}} = 18.15 \cdot 10^3 \cdot 29309/37800 = 14.07 \text{ тис. т н. п./рік,}$$

Вартість палива $320 \cdot 14.07 \cdot 10^3 = 4503.2994$ тис. у. о./рік.

Загалом вартість палива

$$I_{\text{п}} = 210556.99 + 4503.2994 = 215060.29 \text{ тис. у. о./рік} \quad (1.33)$$

1.3.1.2 Заробітна плата експлуатаційного персоналу

$$I_{\text{зп}} = 146 \cdot 6300 = 919.8 \text{ тис. у. о./рік}$$

1.3.1.3 Амортизаційні відрахування

$$I_{\text{а}} = (5,5/100 \cdot 109.8 + 20/100 \cdot 202.7) \cdot 10^3 = 46579 \text{ тис. у. о./рік}$$

1.3.1.4 Загальностанційні та інші витрати

$$I_{\text{ін}} = 0,485 \cdot (46579 + 919.8) = 23036.918 \text{ тис. у. о./рік}$$

1.3.1.5 Загалом експлуатаційні витрати

$$I_{\Sigma} = 215060.29 + 919.8 + 46579 + 23036.918 = 285596.01 \text{ тис. у. о./рік} \quad (1.34)$$

					29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

1.3.2 Розподіл витрат палива та електроенергії для власних потреб між електроенергією та теплом.

1.3.2.1 Витрати палива, яке споживають енергетичні котли при окремому виробництві електроенергії та тепла.

$$B_{\text{роз}} = b_k \cdot W_{\text{вир}} + b_q \cdot Q_{\text{відп}}, \quad (1.35)$$

$$B_{\text{роз}} = 0,3664938 \cdot 10^{-3} \cdot 1914 \cdot 10^6 + 39,7663 \cdot 10^{-3} \cdot (10147,585 - 458,95751) \cdot 10^3 = 1086,7499 \text{ тис. т у. п./рік.}$$

1.3.2.2 Зменшення витрат палива шляхом комбінованого виробництва електроенергії та тепла.

$$\Delta B_{\text{тф}} = (b_k - b_{\text{тф}}) \cdot W_{\text{тф}} \quad (1.36)$$

$$\Delta B_{\text{тф}} = (0,3664938 - 0,1549372) \cdot 1249,83 = 264,66 \text{ тис. т у. п./рік.}$$

Частка заощадженого палива становить::

$$\Delta b = \Delta B_{\text{тф}} / B_{\text{розд}} \quad (1.37)$$

$$\Delta b = 264,66 / 1086,7499 = 0,2435302 \text{ тис. т у. п./рік.}$$

1.3.2.3 Витрати палива, які припадають на виробництво (без врахування електроенергії для власних потреб).

а) електроенергії

$$B'_w = b_k \cdot W_{\text{вир}} \cdot (1 - \Delta b) \quad (1.38)$$

$$B'_w = 0,3664938 \cdot 10^{-3} \cdot 1914 \cdot 10^6 (1 - 0,2435302) = 530,64015 \text{ тис. т у. п./рік.}$$

б) тепла

$$B'_q = b_q \cdot Q_{\text{від}} \cdot (1 - \Delta b) \quad (1.39)$$

$$B'_q = 39,7663 \cdot 10^{-3} \cdot (10147,585 - 458,95751) \cdot 10^{-3} (1 - 0,2435302) = 291,45334 \text{ тис. т у. п./рік.}$$

1.3.2.4 Розподіл електроенергії для власних потреб між електроенергією та теплом.

а) на відпуск електроенергії відносяться:

$$W_{\text{ВП}}^w = (W_{\text{ВП}}^{\text{к.ц.}} + W_{\text{ВП}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B'_w}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{ВП}}^{\text{т.ц}} \quad (1.40)$$

$$W_{\text{ВП}}^w = (87,800894 + 13,398) \cdot \frac{530,64015}{822,09} + 12,441 + 77,762277 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год./рік}$$

					30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

б) на відпуск тепла:

$$W_{\text{ВП}}^{\text{q}} = (W_{\text{ВП}}^{\text{к.ц.}} + W_{\text{ВП}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B'_{\text{q}}}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{ВП}}^{\text{тф}} \quad (1.41)$$

$$W_{\text{ВП}}^{\text{q}} = (87.800894 + 13.398) \cdot \frac{291.45334}{822.09} + 30.442755 = 66.320372 \text{млн. кВт} \cdot \text{год./рік}$$

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 для власних потреб, які розподіляються між котельним цехом, машинним залом, електроцехом, теплофікаційною установкою та іншими споживачами, виражені у мільйонах кіловат-годин на рік.

Відношення витрат палива до виробленої електроенергії складає:

$$b_{\text{w}}^{\text{відп}} = \frac{B'_{\text{w}} \cdot 10^3}{W_{\text{вир}} - W_{\text{ВП}}^{\text{w}}} \quad (1.42)$$

$$b_{\text{w}}^{\text{відп}} = \frac{530.64015 \cdot 10^6}{1914 - 77.762277} = 0,2889823 \text{кг/(кВт} \cdot \text{год.)}$$

Витрати умовного палива, які припадають на виробництво тепла, включаючи власні потреби, складають:

$$B_{\text{q}} = B'_{\text{q}} + b_{\text{w}}^{\text{відп}} \cdot W_{\text{ВП}}^{\text{q}} \cdot 10^{-3} \quad (1.43)$$

$$B_{\text{q}} = 291.45334 + 0,2889823 \cdot 66.320372 \cdot 10^{-3} = 310.61875 \text{тис. т у. п./рік}$$

Витрати умовного палива, які припадають на виробництво та відпуск електроенергії.

$$B_{\text{w}} = B'_{\text{w}} - b_{\text{w}}^{\text{відп}} \cdot W_{\text{ВП}}^{\text{q}} \cdot 10^{-3} \quad (1.44)$$

$$B_{\text{w}} = 530.64015 - 0,2889823 \cdot 66.320372 \cdot 1 = 511.47474 \text{тис. т у. п./рік}$$

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

$$b_{\text{w}}^{\text{відп}} = \frac{B_{\text{w}} \cdot 10^3}{W_{\text{вир}} - W_{\text{ВП}}} \quad (1.45)$$

$$b_{\text{w}}^{\text{відп}} = \frac{511.47474 \cdot 10^6}{1914 - 144.084} = 0,2889823 \text{кг/(кВт} \cdot \text{год.)}$$

1.3.3 Розподіл річних експлуатаційних витрат між електроенергією та теплом

Суть фізичного методу розподілу витрат полягає у поділі всіх виробничих процесів на ТЕЦ на три фази виробництва.

Перша фаза включає виробництво пари і охоплює паливно-транспортний, котельний і хімічний цехи.

						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Друга фаза включає виробництво електроенергії і охоплює турбінний і електричний цехи.

Третя фаза включає виробництво тепла і охоплює теплофікаційні установки та водонагрівальні котли.

Всі витрати, пов'язані з фазою I, розподіляються між відпуском електроенергії та тепла, пропорційно витратам палива.

Усі витрати, пов'язані з фазою II, повністю відносяться на відпуск електроенергії

Щодо фази III, всі витрати спрямовані на відпуск тепла

Всі витрати, які включаються в розрахунок фази I, розподіляються пропорційно витратам палива на електроенергію та тепло.

$$I_{w,I} = I_I \cdot V_w / V_{\text{ен.к.}}; \quad I_{q,I} = I_I \cdot V_q / V_{\text{ен.к.}} \quad .$$

Витрати, пов'язані з фазами II і III, відносяться відповідно до виробництва електроенергії та тепла. Загальностанційні витрати, включаючи зарплату, амортизацію та інші витрати, розподіляються пропорційно витратам за трьома фазами виробництва, які вже були розподілені між електроенергією та теплом..

Інші витрати, які відносяться до конкретного виду енергії, визначаються як різниця між загальною сумою станційних витрат та сумою станційних витрат, що вже були віднесені на амортизацію та зарплату для даного виду енергії.

Потім всі розподілені витрати між електроенергією та теплом підсумовуються за фазами виробництва та статтями калькуляції собівартості.

Результати розрахунків заносять до калькуляційної таблиці 1.5.

Таблиця 1.5–Проектна калькуляція собівартості енергії на ТЕЦ

Найменування	Елементи витрат, тис у.о.				Розподіл на		
	Паливо	Зарплата	Аморт Відрахування	Інші витрати	Разом	Електроенергію	Тепло
Виробництво пари	210557	321,93	20960,55		231839,5	144241,5	87597,93
Виробництво електроенергії		321,93	20960,55		21282,48	21282,48	--
Виробництво тепла	4503,3	45,99	2328,95		6878,239	--	6878,239
Разом	215060	689,85	44250,05		260000,2	165524	94476,17

						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Найменування	Паливо	Зарплата	Аморт Відрахування	Інші витрати	Разом	Електроенергію	Тепло
Загально-станційні витрати		229,95	2328,95	23036,92	25595,82	16295,08	9300,742
Усього	215060	919,8	46579	23036,92	285596	181819,1	103776,9
Розподіл на:							
а) електроенергію							
	131000	200,2924	13040,84		144241,5		
Виробництво електроенергії	-	321,93	20960,55		21282,48		
Разом	131000	522,2224	34001,39		165524		
Загально-станційні витрати	-	174,0741	1789,547	14331,45	16295,08		
Усього	131000	696,2965	35790,94	14331,45	181819,1		
Б) тепло							
Виробництво пари	79556,6	121,6376	7919,707		87597,93		
Виробництво тепла	4503,3	45,99	2328,95		6878,239		
Разом	84059,9	167,6276	10248,66		94476,17		
Загально-станційні витрати	--	55,87587	539,403	8705,463	9300,742		
Усього	84059,9	223,5035	10788,06	8705,463	103776,9		
Собівартість а) електроенергії							
В 0,01 у.о/кВт.год.	7,4015	0,039341	2,022181	0,809725	10,27275		
Структура у %	72,05%	0,38%	19,68%	7,88%	100,00%		
Б) тепла							
В у.о./ГДж	8,28373	0,022025	1,063116	0,809725	10,22676		
Структура у %	81,00%	0,22%	10,40%	8,39%	100,00%		

										33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						Арк

1.4 Розрахунок грошових потоків інвестиційного проекту

Для визначення грошових потоків та оцінки економічної ефективності інвестиційного проекту необхідно обчислити наступні основні показники:

- Сума капіталовкладень, яка включає в себе всі витрати, пов'язані з виконанням інвестиційного проекту.
- Грошові надходження, які отримує проект у результаті його реалізації.
- Річні витрати на експлуатацію, які не включають амортизаційні відрахування.
- Амортизаційні відрахування, що представляють зменшення вартості активів проекту протягом їх корисного терміну.

Табл.1.6–Освоєння капіталовкладень і тривалість будівництва ТЕЦ

Паропроductивність котлів, т/год	Тривалість проектування та будівництва, міс				Частка засвоєних капіталовкладень, % від вартості першого блока		
	Проектування до початку будівництва	Підготовчий період	Основний період	Проміжок між пусками блоків	Проектування	Підготовчий період	Основний період (для 1-го блоку)
500	16	6	25	6	3	26	71

За даними таблиці 1.6 будується діаграма будівництва, що наведена на рис. 1.2

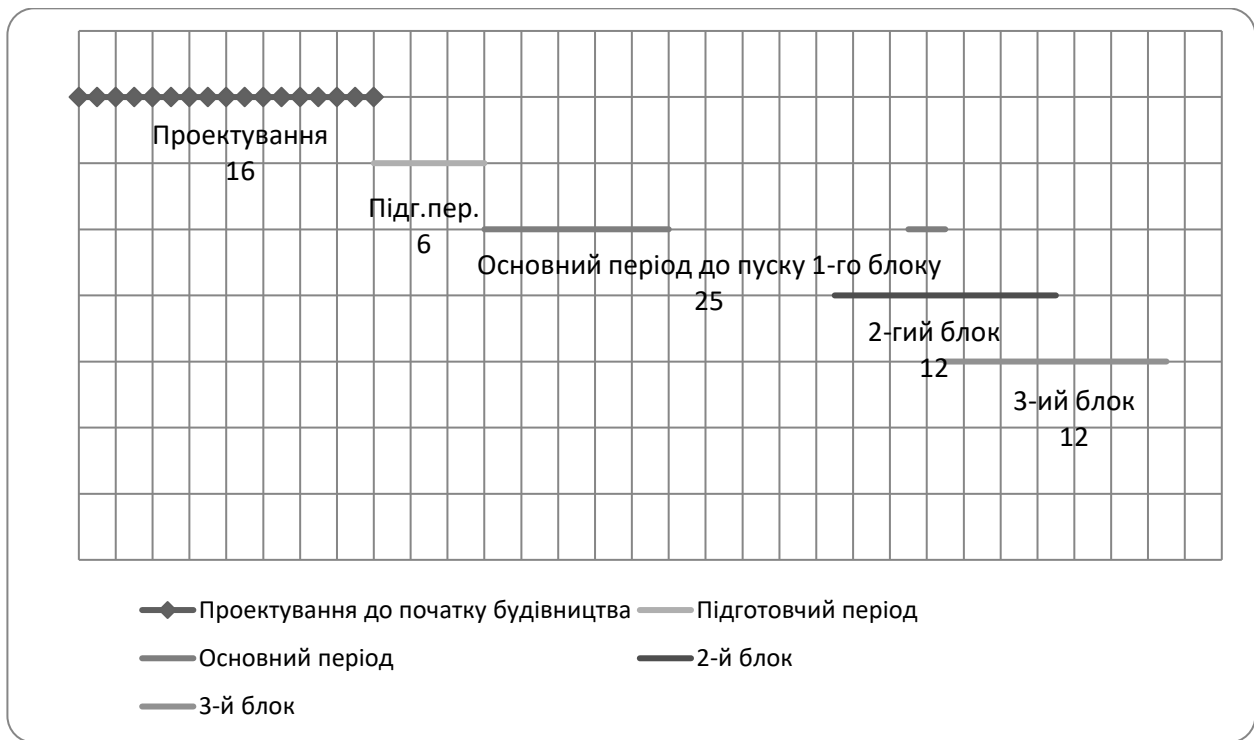


Рисунок 1.2 Етапи проектування та будівництва ТЕЦ-330 МВт

Наступні обчислення виконано у вигляді таблиці з розрахунками капіталовкладень на кожен рік будівництва (Таблиця 1.7), а також доходів, річних експлуатаційних витрат та амортизаційних відрахувань (Таблиця 1.8).

1.4.1 Розрахунок капіталовкладень у будівництво ТЕЦ

В пункті 1.2.3 наведено основні формули та сам розрахунок капіталовкладень у ТЕЦ. Для визначення загальних капіталовкладень для подальшого розрахунку грошових потоків використовується формула, що базується на капіталовкладеннях по окремим блокам

$$K_{\text{ТЕЦ}} = [K'_{\text{БЛ}} + n_{\text{ВК}} \cdot K''_{\text{ВК}}] + [(n_{\text{БЛ}} - 1) \cdot K''_{\text{БЛ}} + n_{\text{ВК}} \cdot K''_{\text{ВК}}],$$

$$\text{або } K_{\text{ТЕЦ}} = K^{\text{I}}_{\text{БЛ}} + K^{\text{II}}_{\text{БЛ}} + K^{\text{III}}_{\text{БЛ}}, \quad (1.46)$$

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

$$K_{\text{ТЕЦ}} = 312.5 \text{ млн у.о.},$$

I-ий блок: Т-110/120-130+1х500 т/год+1хКВГМ-100;

$$K_{\text{БЛ}}^{\text{I}} = 147,5 \text{ млн у.о.},$$

					35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

II-ий блок: T-110/120-130+1x500 т/год+1xКВГМ-100;

$K_{\text{БЛ}}^{\text{II}}=82,5$ млн у.о.,

III-ий блок: T-110/120-130+1x500 т/год+1xКВГМ-100;

$K_{\text{БЛ}}^{\text{III}}=82,5$ млн у.о.,

Потім отримане значення капіталовкладень, яке відноситься до першої групи агрегатів $K_{\text{БЛ}}^{\text{I}}$, розподіляється на періоди, вказані в таблиці 1.7.

1.4.2 Розрахунок доходів

1.4.2.1. Розрахунок доходів від відпуску електроенергії

$$D_w=0,88 \cdot C_{\text{ТАР}}^w \cdot W_{\text{відп}}, \quad (1.47)$$

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

$$(C_{\text{ТАР}}^w=0,11 \text{ у.о.}/(\text{кВт}\cdot\text{год})),$$

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

$$D_w=0,88 \cdot 0,11 \cdot 1769,92=171,328 \text{ млн у.о./рік},$$

Доходи від відпуску електроенергії з кожного блоку:

$$D_w^{\text{БЛ1,2,3}} = \frac{D_w}{n_{\text{БЛ}}} = \frac{171,328}{3} = 57,109 \text{ млн у.о./рік}. \quad (1.48)$$

1.4.2.2 Розрахунок доходів від відпуску тепла

$$D_Q=0,89 \cdot C_{\text{ТАР}}^q \cdot Q_{\text{відп}},$$

де $C_{\text{ТАР}}^q$ – тариф на тепло, у.о./ГДж.

$$(C_{\text{ТАР}}^q=15 \text{ у.о.}/\text{ГДж}),$$

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

$$D_Q=0,89 \cdot 15 \cdot 10148=135,47 \text{ млн у.о./рік},$$

Доходи від відпуску тепла з одного блоку:

I-ий і II-ий і III-ий блоки:

$$D_Q^{\text{БЛ(I,II,III)}} = 0,89 \cdot 15(9688.6274/3 + 458.95751/3)/1000 = 45.16 \text{ млн у.о./рік}$$

Разом доходи від відпуску електроенергії і тепла:

$$D_{\Sigma} = D_w + D_Q = 172,328 + 135,47 = 306,8 \text{ млн у.о./рік}. \quad (1.49)$$

					36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

1.4.3 Амортизаційні витрати

Розрахунок амортизаційних відрахувань проводиться для років будівництва залежно від прогресу освоєння основних фондів та кількості місяців роботи кожного агрегату (енергоблоку) після його пуску у даному році. На наступні роки амортизаційні відрахування складають повну суму амортизації від агрегатів (енергоблоків), що були введені в експлуатацію протягом попередніх років..

$$V_a = \frac{H_a}{100} \cdot K_{\text{ТЕЦ}}, \quad (1.50)$$

$$V = \frac{3,15}{100} \cdot 312,5 = 9,844 \text{ млн у.о./рік.}$$

1.4.4 Розрахунок річних витрат

До цього моменту включаються такі основні витрати: загальні витрати на паливо (вказані у пункті 1.2.9), заробітна плата персоналу ТЕЦ (пункт 1.2.6) і загальностанційні витрати (пункт 1.2.8). Загальні річні витрати (виключаючи амортизаційні відрахування),

$$V_{\Sigma} = V_{\text{п}} + V_{\text{зп}} + V_{\text{ін}} = 210,424 + 0,92 + 23,037 = 234,381 \text{ млн у.о./рік.} \quad (1.51)$$

Вартість експлуатації для кожного блоку станції узагальнено.

$$V_{\text{БЛ}} = \frac{V_{\Sigma}}{n_{\text{БЛ}}} = \frac{234,381}{3} = 78,13 \text{ млн у.о./рік.} \quad (1.52)$$

Таблиця 1.7–Розрахунок капіталовкладень по роках

Найменування	Період будівництва					Разом за рік
	Проектування	Підготовчий період	Осн. Період (до пуску 1-го бл.)	Буд. 2-го блока	Буд. 3-го блока	
Тривалість, міс.	16	6	25	12	12	
Поч. періоду	0	1р. 4міс	1р. 10міс	3р. 5міс	3р. 11міс	
Кін. періоду	1р. 4міс	1р. 10міс	3р. 11міс	4р. 5міс	4р. 11міс.	
Капіталовклад. Млн. у.о.	4,425	38,35	104,725	82,5	82,5	312,5

Освоєння капіталовкладень за роки						
1-й	3,31875					3,32
2-й	1,10625	38,35	8,378			47,83
3-й			50,268			50,27
4-й			46,079	48,125	6,875	101,08
5-й				34,375	75,625	110,00

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

Найменування	Номери блоків			Разом за рік
	1,00	2,00	3,00	
Термін пуску, міс	47,00	53,00	59,00	-
Кількість місяців роботи у 4-му році	1,00	-	-	-
5-му	12,00	7,00	1,00	-
6-му	12,00	12,00	12,00	-
Річні витрати у 4-му році	6,51	-	-	6,51
5-му	78,13	45,57	6,51	130,21
6-му	78,13	78,13	78,13	234,38
Аморт. відрах. за повний рік роботи	4,65	2,60	2,60	9,84
4-му	0,39	-	-	0,39
5-му	4,65	1,52	0,22	6,38
6-му	4,65	2,60	2,60	9,84
Доходи у 4-му році	8,52	-	-	8,52
5-му	102,27	59,66	8,52	170,44
6-му	102,27	102,27	102,27	306,80

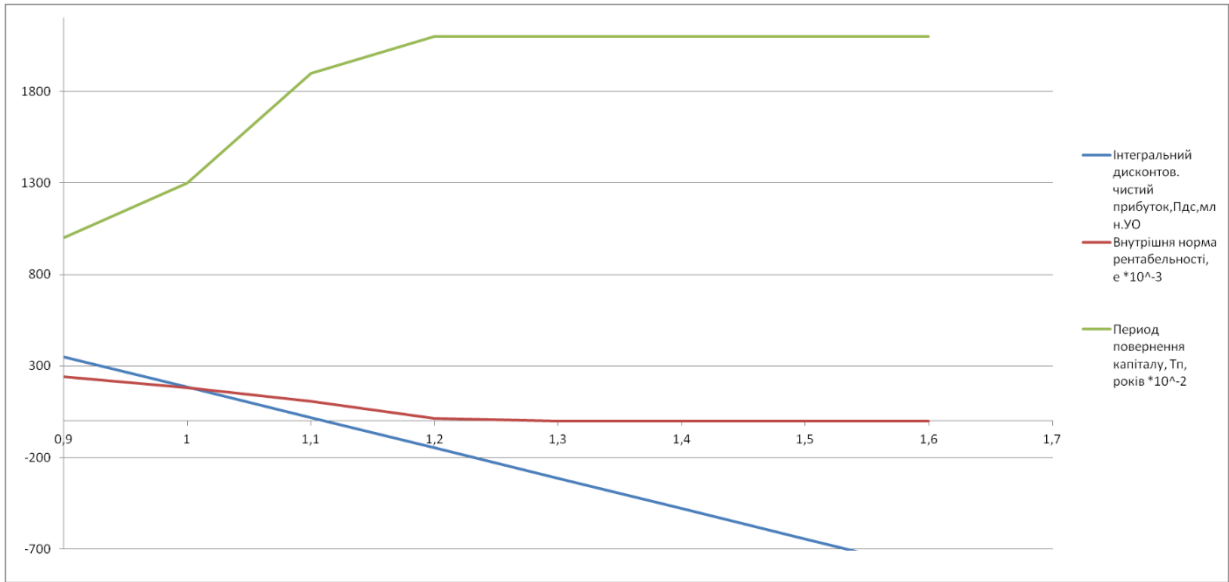


Рисунок 1.4 ВПЛИВ ЗМІНИ ВИТРАТ НА ГРОШОВІ ПОТОКИ І КРИТЕРІЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

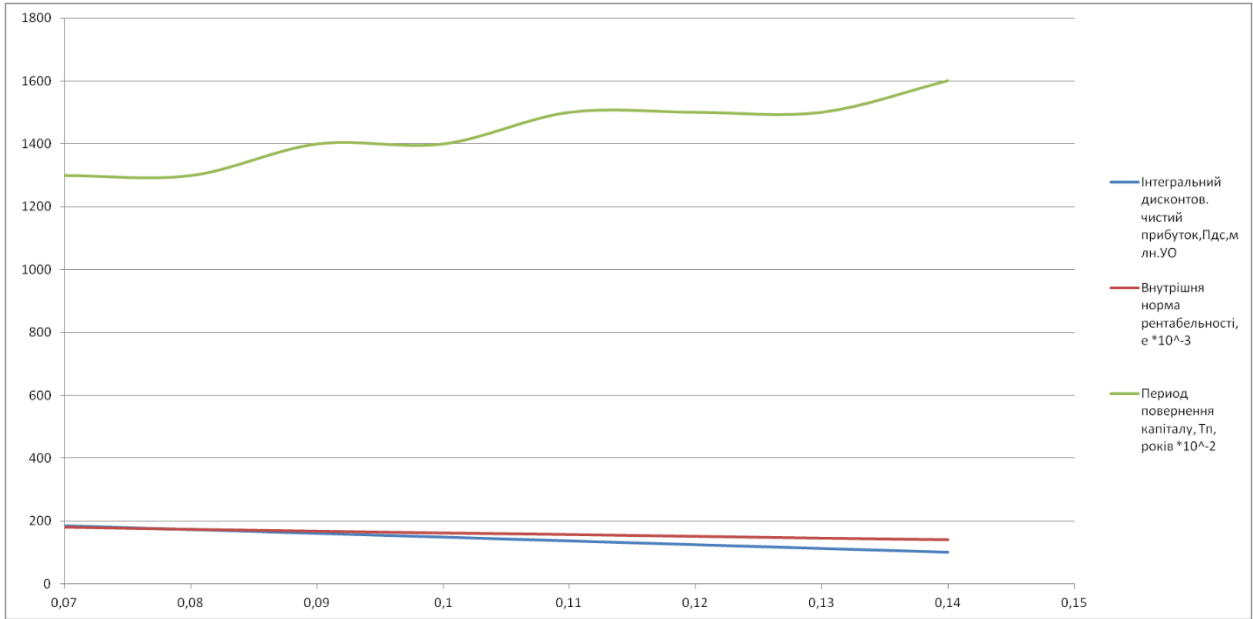


Рисунок 1.5 ВПЛИВ ЗМІНИ ВІДСОТКІВ ЗА КРЕДИТ ВПЛИВ ЗМІНИ ВІДСОТКІВ ЗА КРЕДИТ

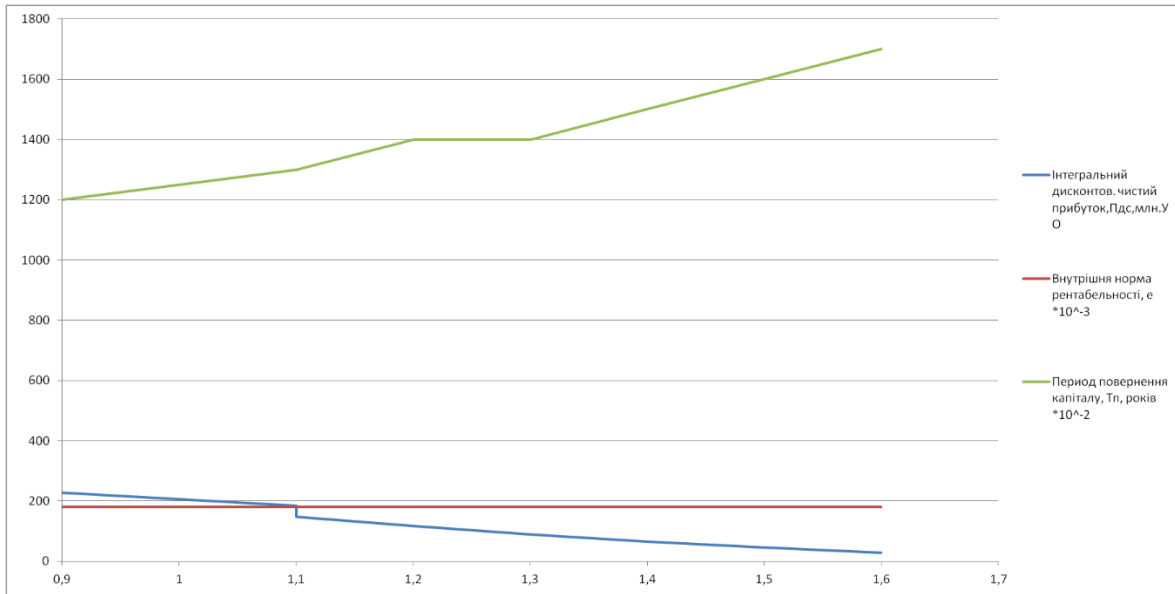


Рисунок 1.6 ВПЛИВ ЗМІНИ НОРМАТИВУ ДИСКОНТУВАННЯ НА ГРОШОВІ ПОТОКИ І КРИТЕРІЙ ЕФЕКТИВНОСТІ

ВПЛИВ ЗМІНИ ТЕМПУ ІНФЛЯЦІЇ НА ГРОШОВІ ПОТОКИ І КРИТЕРІЙ ЕФЕКТИВНОСТІ

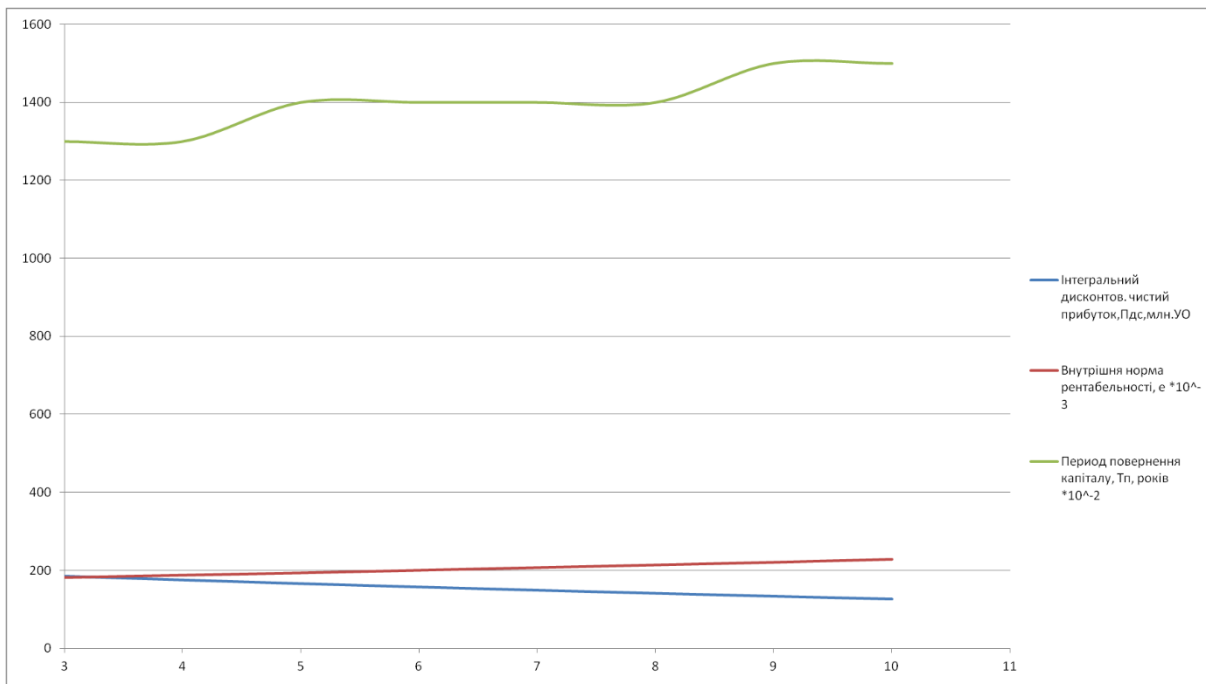


Рисунок 1.7 ВПЛИВ ЗМІНИ ТЕМПУ ІНФЛЯЦІЇ НА ГРОШОВІ ПОТОКИ І КРИТЕРІЙ ЕФЕКТИВНОСТІ

Загальний висновок з Техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) вказує на те, що при збільшенні капіталовкладень на 60%, зниженні доходів на 10% або збільшенні витрат на 20%, проект стає нерентабельним і не приносить очікуваного прибутку.

						42
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		<i>Арк</i>

2. Тепломеханічна частина

Ми проведемо вибір обладнання для другого варіанту теплопостачання, який включає ТЕЦ з потужністю 330 МВт. Цей варіант виявився економічно вигіднішим порівняно з двома іншими варіантами.

2.1 Загальна характеристика ТЕЦ

ТЕЦ, яка розробляється, призначена для постачання тепла та електроенергії житлово-комунальному сектору міста Чернігів. Навантаження ТЕЦ за годину (відповідно до поставленої задачі):

- у гарячій воді 150/70 °С: 950 МВт.

Електрична потужність ТЕЦ складає 330 МВт.

ТЕЦ підключена до енергосистеми і генерує електричну енергію з напругою 110 кВ. Техніко-економічний розрахунок показав, що оптимальною конфігурацією для ТЕЦ, яка призначена для задоволення цих навантажень, є варіант з встановленням трьох турбін Т-110/120-130.

Теплова схема запроектованої ТЕЦ була розроблена з використанням принципів схем, які були згадані раніше відносно встановлення турбін [1].

ТЕЦ має структуру з поперечними зв'язками, яка включає 3 парові котли типу Е-500-140-ГМ.

ТЕЦ використовує газ як основне паливо. Мазут використовується як аварійне паливо для енергетичних парових котлів і також для пікових водонагрівальних котлів.

Система теплофікації є закритою і має розрахункові температури води в тепломережі на рівні 150/700 С.

ТЕЦ проектується для міста Чернігів, яке характеризується наступними кліматичними умовами:

- Для опалення, розрахункова температура становить -23 0 С,
- Середньомісячна температура найхолоднішого місяця складає -5,40 С,
- Середня температура протягом опалювального періоду становить -0,7 0 С,

Система технічного водопостачання базується на оборотній системі з використанням градирень.

						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

2.2 Основне обладнання

2.2.1 Парові турбіни

2.2.1.1 Парова турбіна типу Т-110/120-130

Парова турбіна Т-110/120-130 має електричну потужність 110 МВт і розрахована на початковий тиск 12,75 МПа. Вона має трьохциліндрову конструкцію і використовується для приводу електричних генераторів типу ТВФ-100-2, а також для теплофікації великих житлових масивів та міст.

Теплова схема турбіни Т-110/120-130 включає такі елементи: охолоджувач ежекторів для підігріву головного конденсату, підігрівачі ущільнень, сальниковий охолоджувач, чотири парові нагрівальні трубки (два з яких живляться парою з регульованих відборів), деаератор з тиском 0,6 МПа та три парові нагрівальні трубки.

Теплофікаційна установка має три ступені підігріву (пучок у конденсаторі та два мережних підігрівача) та паровий водогенератор. Конденсат від нижнього та верхнього мережних підігрівачів турбіни Т-110/120-130 зливається в точках рівної теплоємності між П1 і П2, а також між П2 і П3. Регенеративні підігрівачі високого тиску мають вбудовані охолоджувачі для перегріву та дренажу. Конденсат від пару гріючих підігрівачів високого тиску зливається в мережні підігрівачі. Однопідйомна живильна установка має живильний електронасос. Перший регенеративний підігрівач високого тиску підключений до вихлопного паропроводу центральної водяної теплової мережі, а інші підігрівачі системи підключені до регенеративних та регульованих відборів.

Турбіна Т-110/120-130 має конструктивні характеристики, що аналогічні турбіні Т-100-130.ЦВТ та ЦСТ є протиточними, а ЦНТ має два потоки з двома вихлопами, які розташовані в два конденсатори. Формула проточної частини ЦВТ складається з Р+8Т. У циліндрі середнього тиску міститься 14 ступенів, з яких 8 мають цельноковані лопатки, а 6 - насадні диски. Після 21-ої ступені відбувається перший відбір для теплофікації, а після 23-ої - другий регульований відбір. Тиск у цьому відборі регулюється двома поворотними діафрагмами, розташованими на двох вхідних потоках ЦНТ. В кожному з роздвоєних потоків ЦНТ є по дві ступені (1-а - регулююча, 2-а - ступінь тиску) з насадними дисками. Висота лопаток останньої 25-ої ступені становить 550 мм, а середній діаметр - 1915 мм [1].

Турбіна регулюється за допомогою чотирьох регулюючих клапанів у сопловому виконанні. Ротори ЦВТ і ЦСТ пов'язані жорсткою муфтою і мають упорний підшипник. Всі ротори є гнучкими і мають критичну швидкість обертання між 2210 і 2425(хв⁻¹) обертів на хвилину. Головний центробіжний масляний насос встановлений безпосередньо на валу турбіни.,

					44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

У системі підігріву мережної води є два мережних підігрівачі, до яких подається зворотна мережна вода через трубопровід діаметром 1000 мм.

Після проходження турбіни, відпрацьована пара (з об'ємним потоком 520 т/год) поступає до конденсаторної групи, що складається з двох конденсаторів.

Циркуляційна вода проходить послідовно через ці конденсатори для підвищення ефективності процесу. Це дозволяє створити трохи більший тиск у другому конденсаторі порівняно з першим. Різниця тиску між ними на розрахунковому режимі становить 1,5 кПа. Конденсат, що утворюється в конденсаторі з нижчим тиском, зливається через гідрозатвор у конденсатор з вищим тиском. Щоб забезпечити цей процес, перший конденсатор розташований вище другого на висоту 0,5 метра [1].

Основні характеристики турбоустановки Т-110/120-130 наведено у таблиці 2.1, параметри парових відборів вказані в таблиці 2.2. Поверхневу структуру турбіни можна побачити на рисунку 2.1, а спрощену схему теплового потоку через турбіну можна знайти на рисунку 2.2.

Таблиця 2.1–Основні параметри парової турбіни Т-110/120-130 [7]

Найменування	Т-110/120-130
1	2
Потужність, МВт:	
- номінальна	110
- на конденсаційному режимі	120
- максимальна	120
Частота обертання ротора, с ⁻¹	3000
Номінальні параметри пари:	
- тиск свіжої пари, МПа	12,75
- температура свіжої пари, °С	555
Витрата свіжої пари, т/год:	
- максимальний	485
Межі регулювання тиску в відборах, МПа:	
- виробничому	-
- верхньому опалювальному	0,059-0,245
- нижньому опалювальному	0,049-0,196

					45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Найменування	T-110/120-130
Межі регулювання протитиску, МПа	-
Номінальна витрата пари в протитиску, т/год	-
Температура підігріву живильної води, °С	232
Кількість відборів для регенерації	7
Витрата охолоджуючої води, т/г	16000

Таблиця 2.2– Параметри пари відборів турбіни T-110/120-130 [7]

№ відбору	Підігрівач	Тиск, МПа	Температура, °С	Кількість пари, що відбирається, кг/с
I	ПВТ7	3,32	379	4,86+0,55
II	ПВТ6	2,28	337	7,72
III	ПВТ5	1,22	266	4,69
	Деаератор	1,22	266	1,83
IV	ПНТ4	0,57	190	3,16+1,72
V	ПНТ3	0,294	130	6,16
VI	ПНТ2	0,098	-	1,94
VII	ПНТ1	0,037		9,16

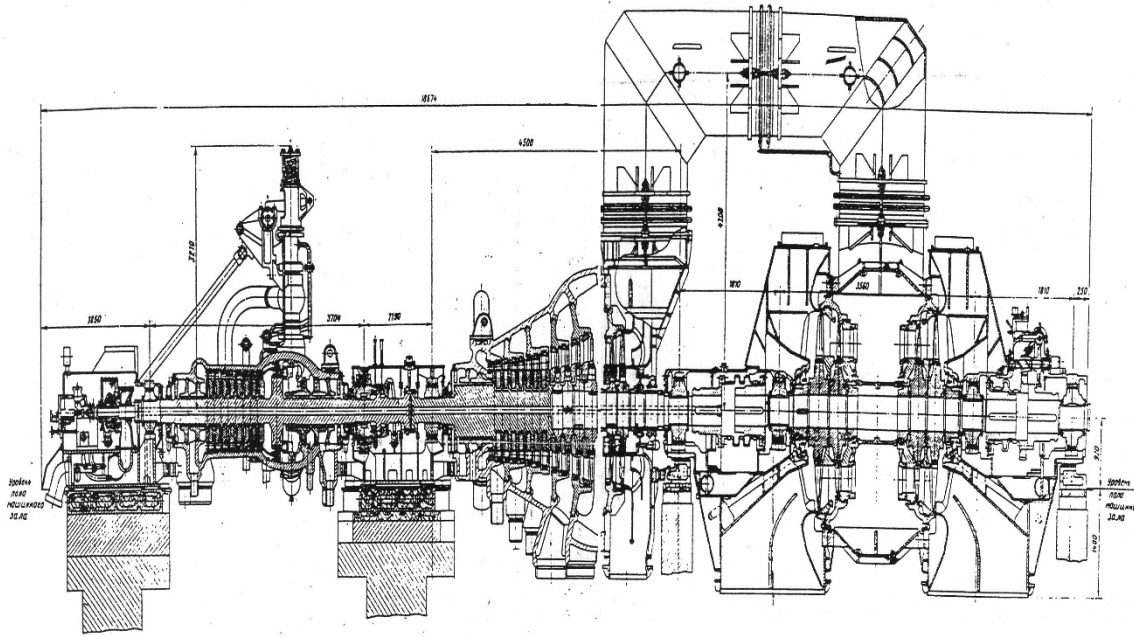


Рисунок 2.1 Повздовжній розріз парової турбіни Т-110/120-130

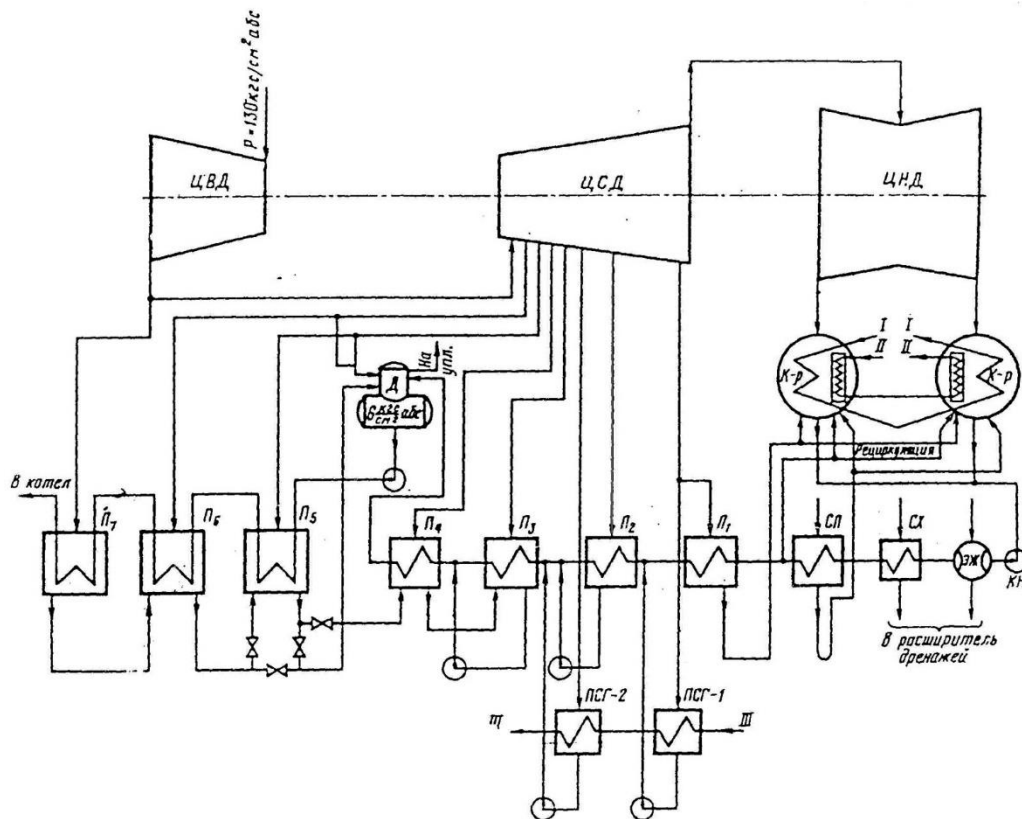


Рисунок.2.2 Спрощена теплова схема турбіни Т-110/120-130

2.2.2 Котлоагрегати

2.2.2.1 Енергетичний паровий котел Е – 500 – 140 –ГМ.

Котел Е-500-140-ГМ призначений для використання природного газу та мазуту у сполученні з теплофікаційними турбінами. Цей вертикальний водотрубний котел має один барабан і забудований за замкненою П-подібною схемою для забезпечення газощільності. Він призначений для роботи з наддувом.

Топочна камера та конвективна шахта котла обладнані мембранними панелями, які виготовлені з гладких труб. Розмір топки по осям труб становить 5,9х13,8 мм. Блоки топочної камери та конвективного газоходу підвішені на тягах, які простягаються до поточного перекриття каркасу котла, і можуть вільно опускатися вниз. Жорсткість та міцність стін топочної камери забезпечуються за допомогою поясів жорсткості.

Топочна камера має форму призми і відкритого типу. Під топкою розташовані фронтіві та задні екрани, які утворюють нахил під кутом 15°. Фронтівий екран зверху створює нахилений потолок топки, а задній екран переходить у форму трирядного фестону.

Топка оснащена восьмома комбінованими газомазутними пальниками, які розташовані у два яруси по чотири в кожному ярусі. Барабан котла має зварну конструкцію і внутрішній діаметр 1600 мм з товщиною стінки 112 мм. Вода з барабана подається до випарних екранів через стояки діаметром 219 мм з товщиною стінки 18 мм. Пароводяна суміш з екранів повертається в барабан через труби діаметром 159 x 14 мм.

Схема випаровування двохступінчаста з використанням промивання парою живильною водою. Перша ступінь випаровування безпосередньо розташована в барабані котла, а друга реалізується у контурах циркуляції, підключених до виносних сепараційних циклонів. Екрани топочної камери розділені на 15 окремих контурів циркуляції. Пароперегрівач складається з радіаційно-конвективної частини. Радіаційна частина має ширмові поверхні нагріву, а конвективна частина складається з зміювикових поверхонь, розташованих у відпускному газоході конвективної шахти. В пароперегрівачі також присутній потолок, бокові та задні стінки газохода. Температура перегрітої пари регулюється шляхом вприскування власного конденсату та рециркуляції димових газів внизу топки. Конденсат, який отримується в спеціальній установці в межах котла, використовується для вприскування. Водяний економайзер використовує кип'ячий тип, має гладкі труби та зміювикову конструкцію. Колектори економайзера розташовані у газоході. Для підігріву повітря котел має два регенеративних повітря підігрівача, які можуть обертатися. Всі зовнішні поверхні котла повністю захищені мембранними панелями, що усуває необхідність у будівельних обмуровках зовнішніх поверхонь (вони лише ізолюються). Каркас котла складається з просторової рамної конструкції, яка подібна до колон, панелей і верхнього блочного перекриття, що опирається на колони. Обмуровка котла виконана

					48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

у вигляді натрубної ізоляції, використовуючи вулканітові труби та азбестоперлизову напиляему масу. Вогнетривкі матеріали застосовуються тільки в амбразурах та гарнітурах. Котел обладнаний необхідною арматурою, стійками для відбору проб пари та води, а також контрольно-вимірювальними пристроями. Процеси живлення котла, регулювання температури перегрітої пари та горіння автоматизовані, передбачені засоби теплового захисту. Вузли котельного агрегату реалізовані у вигляді комплектних, легко транспортбельних блоків. У цих блоках поверхні нагріва обладнані щільними ущільненнями для запобігання протіканню змійовиків через газонепроникні стіни. Блоки газонепроникних стін мають відповідні стояки для збирання та зварювання продольних і поперечних з'єднань. Колектори та перепускні труби пароперегрівача розміщені на задній стіні газохода і закриті "теплим ящиком", який служить груповою ізоляцією для цих компонентів. На рисунках 2.3 і 2.4 наведені продольний і поперечний розрізи енергетичного котла типу Е-500-140-ГМ відповідно. Технічні характеристики котла можна знайти в таблиці 2.3.

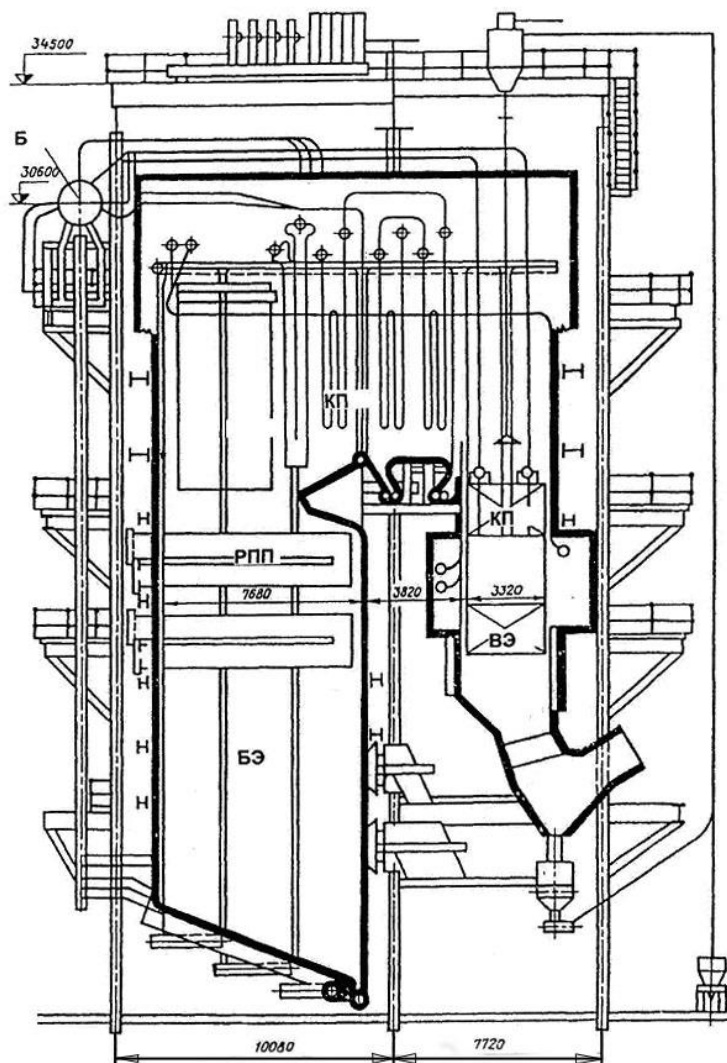


Рисунок.2.3 Повздовжній розріз парового котла типу Е-500-140 ГМ

					49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

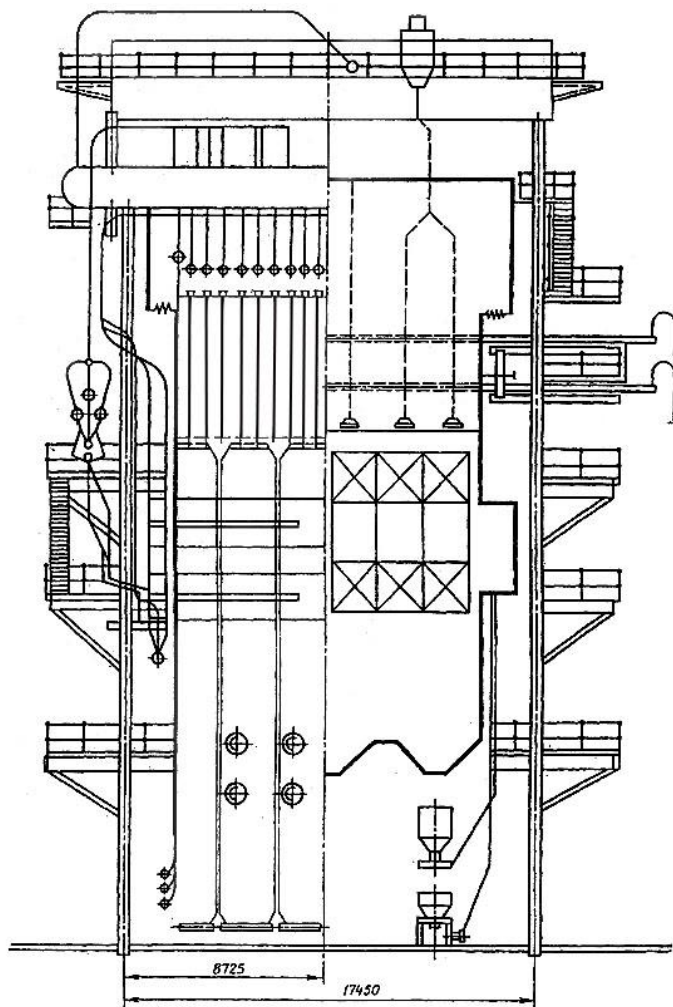


Рисунок.2.4 Поперечний розріз парового котла типу E-500-140 ГМ

Таблиця 2.3–Характеристика котла типу E-500-140 ГМ

Показник	Розмірність	Газ	Мазут
Номінальна паропроductивність	т/год	500	500
Тиск гострої пари на виході	МПа	13,73	13,73
Температура перегрітої пари	°С	560	560
Температура живильної води	°С	230	230
Температура газів на виході	°С	110	146
Температура повітря на вході в повітря-підігрівач	°С	30	70
Температура гарячого повітря	°С	227	274
Тип топчного пристрою		Камерна топка з пережимом	

Показник	Розмірність	Газ	Мазут
Втрати від хімічної(механічної) неповноти згоряння	%	0,5/0	0,5/0
Розрахунковий ККД бруто	%	94,7	93,5
Об'єм топочної камери	м ³	1427	1427
Поверхня нагріву топки	кДж/(м ³ год)	840,4	840,4
Поверхня нагріву пароперегрівача	м ²	3035	3035
Поверхня нагріву водяного економайзера	м ²	3090	3090
Поверхня нагріву повітряпідігрівача	м ²	25628	25628
Опір котла по газам	кПа	-	5,82
Опір котла по повітрю	кПа	-	-
Габаритні розміри котла по вісям колон:			
-глибина	м	14,5	14,5
-ширина	м	18,4	18,4
Габаритні розміри котельної комірки: ширина	м	24	24
Габаритні розміри котельної комірки: глибина	м	36	36
Відмітка горизонтальної вісі барабану	м	30,3	30,3
Верхня відмітка котла	м	32,4	32,4

2.2.2.2 Піковий водогрійний котел КВГМ-100

Котел КВГМ-100 має теплову потужність 116,3 МВт і призначений для забезпечення гарячою водою з температурою до 150 °С для систем опалення, вентиляції та гарячого водопостачання промислових і побутових об'єктів. Він також може бути використаний як резервне джерело тепlopостачання на ТЕЦ. Котел працює як в основному режимі, так і в піковому режимі, що означає підігрів мережної води від 70 до 150 °С або від 110 до 150 °С. Важливо, щоб котел мав постійну витрату води під час роботи.

Котел має конструкцію водотрубного прямоточного типу з Т-образним зімкнутим розташуванням поверхонь нагрівання. Топка котла є вертикальною та призматичною, а її стінки екрановані трубами діаметром 60x4 мм з кроком 64 мм. Конвективні газоходи прилягають до бічних стінок топки, а розділові стінки між газоходами і топкою є газощільними. Стеля топки і бічні стінки конвективних газоходів виконані з труб діаметром 38x4 мм з кроком 42 мм.

					51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

У топці котла розміщено шість газомазутних пальників з вихрьовим згорянням, обладнаних паромеханічними форсунками. Пальники розташовані зустрічно трикутником з вершиною вгорі на бічних стінках топки.

Для зменшення утворення оксидів азоту використовується рециркуляція димових газів з конвективного газоходу в повітряний тракт перед пальниками.

Котел може працювати зі змінною навантаженням в діапазоні від 30% до 100% від номінальної теплової потужності.

Пакети конвективних поверхонь нагрівання розташовані в двох вертикальних екранованих газоходах, які можуть опускатися. Пакети складаються з П-подібних ширм, виготовлених з труб діаметром 32x3 мм. Труби у пакетах утворюють шаховий пучок з кроком 68 і 42 мм. Бокові стінки конвективного газоходу забезпечені трубами діаметром 96x5 мм з кроком 136 мм, які одночасно виступають в ролі колекторів для ширм конвективних пакетів.

При роботі на мазуті котел працює за прямоточною схемою, де подача води відбувається до поверхонь нагрівання топкової камери, а забір відбувається з конвективних поверхонь нагрівання. При роботі тільки на газоподібному паливі включення котла здійснюється за протиточною схемою, де подача води відбувається до поверхонь нагрівання конвективних газоходів, а забір відбувається з поверхонь нагрівання топкової камери.

Ізоляція котла є полегшеною і виконана у вигляді натрубної оболонки товщиною 110 мм, яка може бути нанесена методом напилювання. Газощільність стін котла забезпечується обшиванням їх металевим листом товщиною 3 мм. Навантаження, що діють на котел, передаються через підвіски до верхньої рами несучого каркасу. Котел розрахований на роботу з урівноваженою тягою. Для видалення зовнішніх відкладень з труб пакетів конвективних поверхонь нагрівання, коли котел працює на мазуті, встановлені пристрої для дробового очищення.

Таблиця 2.4–Технічна характеристика водогрійного котла КВГМ-100

Характеристика	Розмірність	Значення
Паливо		Мазут М40, М100; Газ
Номінальна продуктивність	МВт	116,3
Розрахункова витрата води:	т/год	
в основному режимі		1235
в піковому режимі		2460

						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Характеристика	Розмірність	Значення
Мінімально дозволений тиск за котлом	МПа	0,8
Розрахункова температура води:	°С	
на вході в котел в основному режимі		70
на вході в котел в піковому режимі		110
на виході з котла		150
Гідравлічний тиск котла по газовому тракту	МПа	$120 \cdot 10^{-5}$
Температура вихідних газів	°С	180
ККД котла	%	91,3
Розрахункова витрата палива	т/год (м ³ /год)	11,5
Спосіб очищення від золи конвективних поверхонь нагріву		Дріб
Розміри котла по осях колон	м	
Глибина		18
Ширина		12
Висота		16,4

2.2.3 Трубо проводи

В залежності від характеристик та параметрів середовища, трубопроводи можна розділити на чотири категорії згідно зі зменшенням параметрів [2]. Трубопроводи перегрітої пари першої категорії виготовляються з безшовних високоякісних сталевих труб за допомогою спеціальних технологічних процесів. Трубопроводи інших категорій виготовляються зі стандартних безшовних та зварних труб. Вищезгадані трубопроводи виготовляються з різних типів сталей, таких як аустенітні, високолеговані (хромонікелеві), феритноперлітні, хромисті, перлітні низьколеговані (хромомолібденові та хромомолібденованадієві), вуглецеві. Вміст легуючих домішок у сталях може становити до 30% за масою у випадку аустенітних сталей, 10-12% у хромистих сталях та 2-4% у перлітних сталях. Легуючі елементи позначаються літерами при позначенні сталі: Х - хром, М - молібден, Ф - ванадій, Н - нікель, Т - титан, В - вольфрам, П - бор, Б - ніобій, Ю - алюміній, С - кремній, Г - марганець.

					53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Цифри, що показують вміст вуглецю в сталі, ставляться перед літерним позначенням, а у випадку, коли вміст легуючого елементу перевищує 1%, додається цифрове значення цього елементу. В таблиці 2.5 наведені допустимі температури середовища для паропроводів, що виготовлені з різних марок сталей [6].

Таблиця 2.5 – Максимально допустимі температури робочого тіла для паропроводів, що виконані з різних марок сталей.

Марка сталі	Клас сталі	Допустима температура, °C
20	Вуглецева	450
15ГС	Кремієвомарганцева	450
12МХ	Перлітна низьколегована	530
15ХМ	Перлітна низьколегована	545
12Х1МФ	Перлітна низьколегована	570
15Х1М1Ф	Перлітна низьколегована	570
12Х12В2МФ	Високохромиста феритно-мартенситна	610
10Х14Н18В2БР	Аустенітна	650

При визначенні трубопроводів враховуються робочий, умовний і пробний тиски.

Робочим $p_{роб}$, МПа, є найвищий тиск при якому допускається робота трубопроводу та його деталей при робочій температурі середовища [7].

$$p_{РОБ} = \frac{2 \cdot (s-c) \cdot \phi \cdot \sigma_{доп}}{d_3 - (s-c)} \quad (2.1)$$

де $\sigma_{доп}$ – допустиме навантаження, що приймається для сталі відповідної марки в залежності від розрахункової температури, МПа;

d_3 – зовнішній діаметр труби, мм;

s та c – товщина стінки труби та мінусовий допуск на її виготовлення;

ϕ – коефіцієнт стійкості при ослаблені труби зварним швом.

Умовний тиск $p_{умов}$ визначається як тиск, що вказує на здатність трубопроводу, арматури і фасонних частин до надійної роботи при заданих робочих параметрах середовища. Цей тиск відображає рівень стійкості різних типів трубопровідних виробів і використовується для стандартизації, вибору матеріалів та проектування трубопроводів в залежності від властивостей середовища.

Пробний тиск, позначений як $p_{пр}$, використовується під час гідравлічних випробувань арматури на заводі-виробнику для перевірки їх стійкості. Значення пробного тиску обирається залежно від умовного тиску, визначеного для виробу [6].

					54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Таблиця 2.6–Залежність пробного тиску від умовного

$p_{\text{умов}}$	10^5 Па	До 200	250-400	500	600-1000
$p_{\text{пр}}$	10^5 Па	$1,5p_{\text{умов}}$	$1,4p_{\text{умов}}$	$1,3p_{\text{умов}}$	$1,25p_{\text{умов}}$

Надійність і тривалість роботи трубопроводів, які транспортують гарячу воду та пару, залежать від правильного вибору марки сталі з урахуванням умов експлуатації, а також від технології виготовлення труб та компонентів, таких як гнучкі з'єднання, трійники, корпуси арматури (включаючи методи гнуття, зварювання та термообробки), а також від режимів експлуатації

Вуглецеві сталі застосовуються для трубопроводів, які працюють при температурі середовища, не перевищуючи $450\text{ }^{\circ}\text{C}$. Наприклад, для живильних трубопроводів з різними тисками (18,5 МПа, 23 МПа, 38 МПа) та відповідними температурами ($215\text{ }^{\circ}\text{C}$, $230\text{ }^{\circ}\text{C}$, $280\text{ }^{\circ}\text{C}$) використовується сталь 15ГС. Для паропроводів гарячої пари з тиском 4,1 МПа і температурою $570\text{ }^{\circ}\text{C}$ застосовується сталь 12Х1МФ. Для паропроводів з вищим тиском (25,5 МПа) і температурою 545 або $565\text{ }^{\circ}\text{C}$ використовується сталь 15Х1М1Ф. У разі використання паропроводів з ще вищими температурами пари (до $650\text{ }^{\circ}\text{C}$), рекомендується використовувати сталі аустенітного класу.

Існує розмаїття промислових труб, яке характеризується їх зовнішнім діаметром d_3 . На ТЕЦ найчастіше використовуються паропроводи з наступними зовнішніми діаметрами: 133 мм, 159 мм, 194 мм, 219 мм, 245 мм, 273 мм, 325 мм, 377 мм, 426 мм, 465 мм, 530 мм, 720 мм, 820 мм, 920 мм та 990 мм. Товщина стінки труби залежить від характеристик середовища, діаметра труби та марки сталі. Визначення товщини стінки проводиться шляхом розрахунку на стійкість та уточнюється відповідно до вимог ГОСТ або ДСТУ.

2.3 Вибір допоміжного обладнання

У процесі компенсації втрат у циклі використовується вакуумний деаератор для деаерації додаткової води, яка складається з виробничого конденсату та знесоленої води. Цей деаератор живиться парою з теплофікаційних відборів турбін. Використання вакуумного деаератора дозволяє максимально ефективно використовувати теплофікаційні відбори турбін, оскільки робочим середовищем у таких деаераторах є пара з низьким тиском, який відповідає температурному режиму тепломережі. Застосування атмосферних деаераторів призводить до недовиробітку

					55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

електроенергії, оскільки вони обмежують зниження тиску у теплофікаційному відборі турбін до 0,12 МПа.

Вакуумний деаератор має ще одну значну перевагу - можливість працювати без перегріву знесоленої води під час процесу деаерації. У розглянутій схемі ТЕЦ вакуумний деаератор працює при тиску 0,04 МПа, що дозволяє проводити процес деаерації при температурі близько 75°C. При цьому не потрібно попереднього підігріву знесоленої води, яка вводиться в деаератор з температурою приблизно 38°C.

Підживлення тепломережі здійснюється за допомогою води, яка пройшла деаерацію у вакуумному деаераторі, що працює під тиском 0,0075 МПа, що відповідає температурі деаерованої води 40°C. Протягом опалювального періоду, підживлювальна вода має температуру 40°C, а влітку, перед подачею в тепломережу, її нагрівають до 65°C..

Перед подачею на ХВО підживлювальної води, сира вода, яка має питну якість, підігрівається до 40°C. Підігрів вихідної сирової води до 25°C, який необхідний як для підживлення тепломережі, так і для підживлення парогенераторів, здійснюється у відповідних ПВП.

Вакуум в конденсаторах підтримується шляхом використання триступінчастих парострумних ежекторів. Для ефективного використання продувної води парогенераторів використовується одноступінчаста сепарація, яка дозволяє виділити продувну воду, а концентрат продувки охолоджується у теплообміннику.

2.3.1 Турбінне відділення

2.3.1.1 Система регенеративного підігріву

Схема регенеративного підігріву живильної води в значній мірі визначає теплову схему турбоустановки. Цей метод підігріву води використовує пару, яка частково пройшла через турбіну і була відведена з неї через регенеративні відбори до підігрівачів. Це сприяє підвищенню термічного коефіцієнта корисної дії циклу, що вказує на його ефективність.

У кожній турбіні ТЕЦ регенеративні підігрівачі встановлюються окремо, без наявності резервних пристроїв. В цьому випадку кожна ступінь підігріву має свій власний корпус, і застосовується "одноточна" схема підігріву, що означає, що вода проходить через підігрівальний пристрій в один напрямок без розгалужень.

СРП живильної води складається із:

- охолоджувача сальникових підігрівачів;
- охолоджувача ежекторів ущільнень;
- ПНТ;

					56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

- Деаератора;
- ПВТ.

Також до СРП входить допоміжне обладнання:

- зливні насоси (від ПНТ);
- паропроводи відборів із зворотними клапанами.

Конденсат, який підводиться в СРП із конденсатних насосів послідовно проходить через ежектори ущільнень, сальникові підігрівачі, ПНТ і потрапляє в деаератор 0,6 МПа. Із деаератора живильна вода живильними насосами прокачується через ПВТ і поступає в котел.

Конденсат, який подається в СРП з конденсатних насосів, проходить послідовно через ежектори ущільнень, підігрівачі з використанням сальників ПНТ і потрапляє в деаератор з тиском 0,6 МПа. Живильна вода з деаератора насосами живлення прокачується через ПВТ і подається до котла.

Підігрівачі високого тиску

У СРП, ПВТ виконані в однопотоковому режимі, де вода нагрівається в одній групі пристроїв, які розташовані послідовно між котлом і живильними насосами. ПВТ використовує теплоту пари, яка відбирається з відведеної турбіни ЦВТ. Робочий тиск у трубних системах визначається за повним напором ЖЕН. Система теплообміну ПВТ складається з одного корпусу, а для більш повного використання теплоти, яка подається парою, вона розділяється на зони.

- охолодження пари - ОП;
- конденсації пари – КП;
- охолодження конденсату пари, що гріє – ОК.

У даній ПВТ застосована послідовна схема підключення всіх зон - ОК, КП і ОП- за допомогою живильної води.

Підігрівачі низького тиску

СРП низького тиску організована у вигляді однопотокової системи, де вода нагрівається в одній групі прокладених послідовно ПНТ та проходить через деаератор. Рух води в цих системах здійснюється під тиском, створеним КН.

						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Таблиця 2.7–Технічні характеристики підігрівачів низького тиску турбіни Т-110/120-130

№ підігрівача	ПНТ-1	ПНТ-2	ПНТ-3	ПНТ-4
Типорозмір	ПН-250-16-7-III _{CB}	ПН-250-16-7-IV _{CB}	ПН-250-16-7-IV _{CB}	ПН-250-16-7-IV _{CB}
Площа поверхні теплообміну, м ²	250	250	250	250
Номінальна масова витрата води, кг/с	208,3	208,3	208,3	208,3
Розрахунковий тепловий потік, МВт	26,7	26,7	26,7	26,8
Максимальна температура пари, °С	400	400	400	400
Гідравлічний опір при номінальній витраті води, МПа	0,045	0,045	0,045	0,045
Габаритні розміри, мм	Висота	5655	5655	5655
	Діаметр корпусу	1624	1624	1624
Маса підігрівача, т	Без води	12,4	12,4	12,3
	З водою	21,9	21,9	23,8

Регенеративні підігрівачі ТЕЦ повинні відповідати високим стандартам надійності і забезпечувати задані параметри підігріву води. Вони повинні бути герметичними та забезпечувати можливість доступу до окремих їх компонентів для очищення поверхонь нагріву від утворення відкладень.

Для уникнення кипіння нагрівального середовища і гідравлічних ударів на поверхнях нагріву, тиск грючої пари повинен бути меншим за тиск води. Дренажні насоси конденсату з регенеративних підігрівачів встановлюються без резерву, при цьому створюється резервна лінія каскадного зливу дренажу до сусіднього регенеративного підігрівача з меншим тиском.

На турбоагрегат Т-110/120-130 встановлюють такі зливні насоси:

- на ПНТ-2 один насос Кс-80-155;
- на ПНТ-3 два насоси Кс-80-155.

2.3.2.2 Деаератор ДСП-500

У конденсаті живильної та додаткової води містяться гази, які можуть призвести до корозії обладнання та трубопроводів електричної станції. З метою запобігання газовій корозії застосовується процес термічної деаерації води.

Деаератор призначений для:

Видалення корозійно-активних газів (кисню, вільного двоокису вуглецю і зв'язаного двоокису вуглецю) з живильної води шляхом термічного розкладу бікарбонатів, які розчинені в ній.

Створення робочого резерву живильної води у баці-акумуляторі для компенсації невірноваженості між споживанням живильної води в котлі і основним конденсатом турбіни з урахуванням додаткової води.

Підігрів живильної води.

Ємність баку деаератора становить 100 м³ і забезпечує запас води на 6 хвилин у випадку аварії, максимального навантаження котла, а також для прийому дренажів від ПВТ. Деаератор розташований на висоті 21,6 метра, що забезпечує безкавітаційну роботу ЖН і створює гідравлічний підпір води на всмоктуванні ЖН. На ТЕЦ встановлюються два деаератори ДП-500М2 для кожного турбоагрегату Т-110/120-130;

2.3.2.3 Живильна установка

Живильна установка забезпечує надійне постачання живильною водою котла типу ТГМ-96А на всіх режимах роботи блоку. Розрахунки проводяться з урахуванням подачі достатнього обсягу живильної води при максимальній потужності ТЕЦ з додатковим запасом не менше 5% [1].

Для цього встановлюється:

Живильні електронасоси, зазначені як тип ПЕ-580-185/200, мають продуктивність 580 м³/год і напір 18,34 МПа. У цих насосах використовується двигун, який оснащений гідромуфтою.

У ТЕЦ неблочної структури, яка входить до енергосистеми, загальну подачу води забезпечують живильними насосами таким чином, щоб в разі виходу з ладу найбільш потужного насоса інші насоси забезпечували подачу води на всі встановлені парові котли з їхньою номінальною паропроductивністю.

					59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

При відключенні одного з насосів на ТЕЦ, яка є частиною енергосистеми, інші насоси повинні забезпечити подачу води таким чином, щоб ТЕЦ могла випускати повну кількість виробничої пари і надавати необхідну кількість тепла, визначену середньою температурою найхолоднішого місяця, при припустимому зниженні електричного навантаження на потужність одного турбоагрегату.

Тиск живильного насосу:

$$P_{\text{ПН}} = (1,25 \dots 1,35) \cdot P_0 = 1,35 \cdot 13 = 17,55 \text{ МПа},$$

де $P_0 = 13 \text{ МПа}$ - тиск на виході пароперегрівача.

2.3.2.4 Конденсаційна установка

Конденсаційна установка має на меті відведення конденсату зі збірника конденсату конденсатора та його подачу через всі ПНТ до деаератора.

Пара, що була відпрацьована в турбіні, потрапляє в міжтрубний простір, де вона охолоджується за допомогою циркуляційної води. Створений конденсат стікає до конденсатозбірника, звідки його конденсатним насосом прокачують через систему регенерації низького тиску турбіни та подається в деаератор.

У даній тепловій схемі використовується конденсатор КГ2-6200-III, який призначений для процесу конденсації відпрацьованої пари в турбіні. Цей конденсатор виконує такі завдання, як створення необхідного рівня вакууму і отримання чистого конденсату.

Таблиця 2.8–Технічні характеристики конденсатора типу КГ2-6200

Тип конденсатора	КГ2-6200-III
Поверхня охолодження, м ²	12000
Витрата циркуляційної води, м ³ /год	25000
Гідравлічний опір, кПа	58
Маса без води, т	310

Вибір конденсатних насосів здійснюється враховуючи декілька варіантів. Перший варіант - один насос з повною подачею (100%), другий варіант - два робочих насоси з розподілом подачі на кожний на 50%, і третій варіант - один резервний насос з повною або 50% подачею. Розподіл спільної подачі визначається на основі аналізу максимального пропуску пари в конденсаторі з урахуванням регенеративних відборів.

Для теплофікаційних турбін конденсатні насоси обирають в залежності від режиму конденсації, при цьому виключаючи теплофікаційні відбори для зовнішнього споживача. Конденсат прокачується насосами через всі підігрівачі низького тиску. В

					60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

даному випадку використовуються насоси типу КСВ-320-160-2, які мають два робочих насоси та один резервний. Кожний насос має продуктивність 320 м³/год і напір 1,6 МПа.

Таблиця 2.9–Технічні характеристики конденсаційного насосу типу КСВ-320-

160

Параметр	Значення
Подача, V, м ³ /ч	320
Напір, Н, м	160
Допустимий кавітаційний запас, м	2,0
Частота обертання, хв. ⁻¹	1500
Потужність, кВт	186
ККД насоса, %	75

В тепловій схемі передбачений основний ежектор, який має завдання забезпечити нормальний процес теплообміну в конденсаторі і теплообмінних апаратах, що перебувають під вакуумом. Додатково, існує ще один основний ежектор, який призначений для використання у разі потреби, як резервний.

Ежектор - це пароструменевий компресор трьохступінчастого стиснення, який включає проміжне охолодження пароповітряної суміші. Пусковий ежектор призначений для швидкого створення вакууму при запуску турбоустановки..

Циркуляційний ежектор використовується для видалення повітря з верхніх точок циркуляційних водоводів та водяних камер конденсатора під час їх заповнення.

Ежектор, який встановлений з охолоджувачами, призначений для відсмоктування пароповітряної суміші з кінцевих камер лабіринтових ущільнень і штоків клапанів турбіни. Він також використовує тепло, яке міститься у пароповітряній суміші, для функціонування системи регенерації турбіни.

Для турбіни Т-110/120-130 використовується охолоджувач пари із кінцевих ущільнень (з ежектором) ХЕ-90-550.

						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

2.3.2.5 Мережна підігрівальна установка

На ТЕЦ мережні підігрівачі встановлюються окремо біля турбін без наявності резервних корпусів. Ці підігрівачі працюють лише під час опалювального сезону, і тільки деяка частина з них використовується влітку для покриття частини гарячого навантаження. Більшість мережних підігрівачів залишаються в резерві влітку, і як резерв використовується ПВК

Для Т-110/120-130 передбачено ряд обладнань, включаючи мережні підігрівачі №1 ПСГ-2300-2-8-ІІ, ПСГ-2300-3-8-ІІ, сальниковий підігрівач, повітровидаляючий пристрій, конденсаційні насоси, мережні насоси, а також трубопроводи з необхідною арматурою.

При двоступеневому підігріві, пара з регулюючого опалювального відбору направляється до верхнього підігрівача, тоді як пара з відбору з меншим тиском подається до нижнього підігрівача. Це завжди має переваги з точки зору термодинаміки, і додаткові ускладнення в схемі завжди виправдовують себе.

У теплофікаційних установках турбін, підігрів мережної води в верхньому та нижньому підігрівачах в розрахунковому режимі вважається майже однаковим. Проте, в реальних умовах співвідношення між значеннями нагріву в обох підігрівачах може змінюватися залежно від режиму роботи та температури зворотної мережної води.

Дозволяється працювати з відключеним верхнім підігрівачем, при цьому регулюється тиск пари, яка надходить до нижнього підігрівача. Проте, робота з одним лише верхнім підігрівачем не допускається. Підігрівачі горизонтального типу розташовуються під турбіною, між колонами фундаменту, аналогічно розташуванню конденсатору.

З метою спрощення конструкції водяних камер і трубних дощок, перевищення тиску води в підігрівачах обмежено значенням 0,78 МПа, тоді як тиск у мережі становить 1,8-2,2 МПа. Щоб врахувати це, передбачається використання двоступеневого насосного перекачування мережної води. Напір насосів першої ступені вибирається таким чином, щоб тиск у їхньому випускному патрубку не перевищував допустиме значення для підігрівачів, але залишався достатнім для запобігання кавітації на всмоктуванні насосів другої ступені. Знижений тиск мережної води у підігрівачах під час двоступеневого перекачування зменшує протікання в паровий простір, що є важливим для підтримки водного режиму котлів ТЕЦ.

Корпус ПМВ має суцільнозварну конструкцію, а теплообмінна поверхня утворена прямими трубками, кінці яких закріплені в трубних дошках. Перший ряд трубок у трубному пучку, який знаходиться з боку входу пари,

						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

складається зі сталевих трубок (відбійників), які разом з іншими заходами виконують функцію захисту теплообмінної поверхні від ерозії. Докладну характеристику ПМВ можна знайти в Таблиці 2.13..

У теплопідготовчих системах ТЕЦ встановлюються пікові водогрійні котли. Заміна деяких енергетичних котлів на простіші водогрійні котли суттєво зменшує потребу в капіталовкладеннях для ТЕЦ. Наявність водогрійних котлів розширює асортимент обладнання, яке використовується, але для великих електростанцій це не має вирішального значення, оскільки ТЕЦ мають достатню ремонтну базу та кваліфікований персонал, необхідний для експлуатації.

На кожен турбін до встановлення приймаємо по два мережних підігрівача:

- нижній ПСГ-2300-2,5-8-II;
- верхній ПСГ-2300-3,5-8-II.

Таблиця 2.10–Технічні характеристики підігрівачів мережевої води

Типорозмір	Розрахункові параметри пари		Розрахункові параметри води					Розрахунковий тепловий потік, МВт
	Тиск, МПа	номінальна витрата, кг/с	Тиск, МПа	Максимальна температура на	номінальна витрата, кг/с	швидкість в трубах, м/с	гідравлічний тиск, МПа	
ПСГ-2300-2-8-I	0,03-0,15	41	0,88	115	85	2,22	0,097	191,9
ПСГ-2300-3-8-II	0,06-0,2	41	0,88	115	85	2,22	0,097	191,9

2.3.2.6 Циркуляційні насоси

Для циркуляційних насосів вибирається один або два насоси на кожен турбін. В машинному залі насоси встановлюються індивідуально, де по два насоси призначені для можливого відключення одного з них для зменшення витрати води (особливо взимку). У центральних (берегових) насосних станціях зручніше встановлювати насоси охолодженої води по одному на турбін. Для циркуляційних насосів не передбачається резервне обладнання. Їх продуктивність обирається з орієнтацією на літній режим, коли температура охолодженої води є високою і потрібна найбільша

						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

кількість води. Проте взимку, при низькій температурі води, її витрата суттєво знижується (приблизно вдвічі), тому деякі насоси фактично виступають як резервні.

Для встановлення приймаємо один ЦН типу Оп2-145

Таблиця 2.11–Технічні характеристики циркуляційного насосу типу Оп2-145

Назва параметра	Значення
Подача, V, м ³ /ч	21940 - 37160
Напір, Н, м	16,3-9,4
Допустимий кавітаційний запас, м	10-12,5
Частота обертань, хв. ⁻¹	365
Потужність, кВт	820-1550
ККД, %	80

2.3.2 Котлове відділення

Димососи та повітрядутьтєві вентилятори відносяться до тягодутьтєвих машин. подача димових газів, забезпечувана роботою цих машин, повинна забезпечувати повну продуктивність парогенератора з додатковим запасом 10% [1].

При переміщенні повітря в газовому тракті парогенератора від пароперегрівача до димососа, відповідно до ПТЕС, необхідно дотримуватись обмеження: при використанні трубчатого повітрепідігрівача, присоси повітря не повинні перевищувати 20%, а в електрофільтрі - 10% від теоретично необхідної кількості повітря.

Для димососів і дутьтєвих вентиляторів необхідно вибрати напір з запасом 15%. Потужність споживача, приводима тягодутьтєвою машиною, визначається таким чином:

$$W=(VH)/(3600\eta), \quad (2.2)$$

де: V- об'ємна витрата середовища, м³/год,

H-напір, створюваний машиною, кПа,

η - ККД машини.

					64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Димососи і вентилятори мають привід, який забезпечується електродвигуном. При виборі потужності двигуна необхідно враховувати інерцію (маховий момент) ротора тягодуттєвої машини при запуску. Втрати енергії на привідний двигун включають в себе втрати в самому двигуні, які враховуються його коефіцієнтом корисної дії (ККД). Для димососів і вентиляторів при номінальному навантаженні парогенератора необхідно мати ККД не нижче 90% від його максимального значення.

Роботу центробіжних димососів і дуттєвих вентиляторів керують апаратами, які мають поворотні лопатки та подвійні швидкісні електродвигуни у парогенераторах енергоблоків. Застосування дросельного регулювання для димососів і дуттєвих вентиляторів не дозволяється.

Загальна потужність, яка використовується для приводу дуттєвих вентиляторів і димососів, становить до 15% від потужності енергоблоку.

Дуттєві вентилятори служать для подачі холодного повітря в повітропідігрівач котла. Вони забирають повітря з вулиці взимку або з верхньої частини котельні влітку. Цим самим частково використовується тепло, яке виділяється зовнішніми частинами поверхні котла. Водночас цей процес забезпечує певну вентиляцію приміщення.

При розрахунку об'єму повітря перед вентиляторами враховується запас у 5% відносно продуктивності.

Кожному блоку призначено по два вентилятори ВДН-18-П.

Технічні характеристики цих вентиляторів наведені в таблиці 7.12 [7].

Димососи призначені для відведення димових газів через димар у атмосферу. Продуктивність димососа визначається з урахуванням присосів повітря вздовж газового тракту з боку всмоктування та температури газів, які проходять через нього. Продуктивність обирається з запасом у 10%. Розрахункова продуктивність димососів вибирається з додатковим запасом у 5%.

До встановлення використовуємо два димососи типу ДОД-24 на кожен котлоагрегат. Технічні характеристики димососа ДОД-24 наведені в таблиці 7.12 [7].

						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Таблиця 2.12–Теплообмінне обладнання, що комплектує ПТУ.

Устаткування	Т-110/120-130	
	Типорозмір	Завод-виготовлювач
Конденсатор	КГ2-6200-2	Констар
Основний ежектор конденсаційного пристрою (з холодильником)	ЕП-3-2А (2 шт.)	Констар
Охолоджувач пари з концевих камер ущільнень (з ежектором)	ХЕ-90-550	
Охолоджувач пари з проміжних камер ущільнень	ПН-100-16-4-III (ПНТ1)	Констар
Підігрівачі низького тиску: ПНТ1 ПНТ2 ПНТ3 ПНТ4	ПН-250-16-7-IIIсв ПН-250-16-7-Iсвсв ПН-250-16-7-Iсвсв ПН-250-16-7-Iсвсв	
Деаератор	ДП-500М2	БКЗ
Підігрівачі високого тиску: ПВТ-5 ПВТ-6 ПВТ-7	ПВ-425-230-13-I ПВ-425-230-25-I ПВ-425-230-37-I	Констар Констар Констар
Підігрівачі мережної води: основний (нижній) піковий (верхній)	ПМГ-2300-2-8-1 ПМГ-2300-3-8-1I	«КалушСтальБуд»
Конденсатні насоси	КСВ-320-160	НасосЕнергомаш
Живильні насоси	ПЭ-580-185/200	НасосЕнергомаш
Дренажні насоси (ПНТ-3)	КС-80-150	НасосЕнергомаш
Мережні насоси	МЕ-5000-160	НасосЕнергомаш
Конденсатні насоси мережних підігрівачів	КМВ-320-160	НасосЕнергомаш
Маслоохолоджувачі	МБ-63-90 (3 шт.)	«Червоний гідропрес»

					66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

2.3.3 Теплофікаційна установка ТЕЦ

У випадку двоступеневого основного підігріву мережної води, пара з регульованого опалювального відбору направляється до верхнього підігрівача, тоді як пара з відбору з меншим тиском підводиться до нижнього підігрівача..

У теплофікаційних установках, при роботі турбін, підігрів мережної води в верхньому і нижньому підігрівачах зазвичай приймається приблизно однаковим у розрахунковому режимі. Однак, в реальних умовах співвідношення між ступенями нагрівання в обох підігрівачах змінюється залежно від режиму роботи і температури зворотної мережної води. У деяких випадках може бути прийнято рішення про відключення верхнього підігрівача, при цьому регулюється тиск пари, що подається до нижнього підігрівача.

Робота з одним верхнім підігрівачем не дозволяється. Підігрівачі горизонтального типу розміщуються під турбіною в прорізах між колонами фундаменту, аналогічно конденсатору. З метою спрощення конструкції водяних камер і трубних дощок, надлишковий тиск води в підігрівачах обмежений до 0,78 МПа, тоді як тиск у мережі складає 1,8-2,2 МПа.

У зв'язку з цим, передбачається використання двоступеневого насосного перекачування мережної води. При виборі напірного тиску насосів першої ступені, ми забезпечуємо, щоб тиск у напірному патрубку не перевищував дозволений для підігрівачів, але при цьому не був менше необхідного для уникнення засмоктування насосів другої ступені при всмоктуванні.

При використанні двоступенчатого насосного перекачування знижений тиск мережної води в підігрівачах допомагає зменшити витоки води в паровий простір, що має велике значення для підтримки відповідного водного режиму в котлах ТЕЦ. Корпус підігрівачів мережної води має монолітну сварну конструкцію. Поверхня теплообміну формується за допомогою прямих трубок, кінці яких ввальцьовані в трубні дошки. По всій довжині підігрівача, у його паровому просторі, розміщені перегородки, які додатково підтримують труби. В першому ряді трубного пучка, з боку входу пари, встановлені сталеві трубки, відомі як відстойники. Відстойники, разом з іншими заходами, захищають теплообмінну поверхню від ерозії.

Конденсатор турбіни Т-110/120-130 має вбудований теплофікаційний пучок, який може використовуватися для таких цілей, як підігрів мережної або підживлювальної води, а також конденсація вихлопної пари за допомогою циркуляційної води. Режими роботи пучка визначаються відповідно до технічних умов, які застосовуються для даної турбіни.

У теплопідготовчих системах ТЕЦ встановлюються пікові водонагрівальні котли. Використання більш простих водонагрівальних котлів замість складних

						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

енергетичних котлів помітно зменшує капіталовкладення в ТЕЦ. Водонагрівальні котли розширюють перелік обладнання, що експлуатується, але для великих електростанцій це не є значущим фактором, оскільки вони мають власну ремонтну базу і персонал з відповідною спеціалізацією.

ибір допоміжного обладнання був здійснений на підставі [1].

Для складання парового балансу та оцінки ефективності встановлення турбоагрегатів у ТЕЦ, проводиться розрахунок теплової схеми. Цей розрахунок дозволяє визначити необхідну потужність котлів та витрату пари, яку турбіни використовують для генерації електроенергії, а також для задоволення потреб зовнішніх споживачів та внутрішніх потреб ТЕЦ.

Витрата свіжої пари, яка пропускається через турбіни, повинна відповідати заводським діаграмам режимів, що представляють собою залежність

$$\Sigma D_o = \Sigma D_o^T \quad (2.3)$$

2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Перед початком проектування ТЕЦ, основними вихідними даними є теплові та електричні навантаження, характеристики палива і кліматичні умови району, де буде розташована ТЕЦ. Однак, також необхідно враховувати сумарну електричну потужність, яку має розвивати ТЕЦ, а також допустиме зниження цієї потужності у випадку аварійного відключення одного з встановлених турбоагрегатів.

Для вибору турбоагрегатів у тепловій частині проекту ТЕЦ враховуються задані теплові та електричні навантаження. Основні положення, які стосуються принципів вибору обладнання та теплових схем ТЕЦ, є [4]:

1. Одиначна потужність та тип теплофікаційних агрегатів, які входять в енергосистему ТЕЦ, вибираються з урахуванням характеру та очікуваних величин теплових навантажень в районі.
2. Якщо на ТЕЦ вже є пікові водогрійні котли, то не потрібно встановлювати пароводяний підігрівач мережної води.

Вбудовані пучки в конденсаторах теплофікаційних турбін можуть бути використані для підігріву вихідної (сирої) води перед установками ХВО.

Для попереднього підігріву дуттєвого повітря парових і водогрійних котлів рекомендовано використовувати повітряні калорифери, які нагріваються за допомогою мережної води.

Розрахунок теплової схеми ТЕЦ проводиться з метою встановлення теплового балансу, що дозволяє оцінити взаємозв'язок та ефективність встановлених турбоагрегатів (відповідно до теплових навантажень). Свіжа пара використовується

					68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

виключно турбінами та РОУ. Витрата пари турбінами повинна бути визначена залежно від заводських діаграм режимів, які враховують такі фактори як:

$$D_0 = f(N_E, \Sigma D_{мп})$$

Розрахунок теплової схеми здійснюється для 4-х характерних режимів роботи ТЕЦ:

У першому режимі, який є максимально-зимовим, враховується розрахункова зовнішня температура для опалення. Цей режим визначає максимальну виробку пари на ТЕЦ та загальну потужність встановлених котлоагрегатів, як основних, так і пікових. Навантаження на опалювання і вентиляцію, а також навантаження по технологічній парі в цьому режимі приймаються максимальними на добу, а навантаження на гаряче водопостачання - середньогодинними протягом тижня.

Другий режим, який є розрахунково-контрольним, відповідає середній температурі зовнішнього повітря в найхолодніший місяць і розраховується з урахуванням аварійного відключення одного з найбільш зовнішніх котлоагрегатів на ТЕЦ. При цьому, відповідно до норм технологічного проектування електростанцій, повинні забезпечуватися [4]:

- Максимальна тривалість віддачі пари для виробництва.
- Середня віддача тепла на опалення за найхолодніший місяць.
- Середньодобові витрати тепла на сантехнічні потреби (для гарячого водопостачання(ГВП) - середньотижневі).

Другий режим визначає кількість та потужність кожного з установлених на ТЕЦ парових і водогрійних котлів.

III режим - середньоопалювальний, відповідає середній температурі зовнішнього повітря протягом опалювального періоду та враховує відповідні опалювальні навантаження.

IV режим - літній, в якому ТЕЦ працює без опалювальних навантажень. В цьому режимі, навантаження по технологічній парі приймаються на рівні, що відповідає зимовим значенням, а навантаження на ГВП складають 70% від зимового режиму [4].

Характеристичні температури для кожного режиму наведені в джерелі [8]. Порядок розрахунку теплової схеми ТЕЦ для першого режиму наведений нижче. Детальні розрахунки для інших режимів можна знайти у таблиці 2.13, а пароводяний баланс ТЕЦ - у таблиці 2.14.

-2.4.1. Навантаження зовнішніх споживачів по гарячій воді

У опалювальний період навантаження на гаряче водопостачання становлять 16%.

$$Q_{ГВП}^{зим} = \gamma_{ГВП} \cdot Q_{max} \cdot \quad (2.4)$$

					69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{ЗИМ}} = 0,16 \cdot 950 = 152 \text{ МВт},$$

влітку - 70 % зимового:

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{ЛІТ}} = 0,7 \cdot Q_{\text{ГВП}}^{\text{ЗИМ}}. \quad (2.5)$$

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{ЛІТ}} = 0,7 \cdot 152 = 106,4 \text{ МВт}.$$

Розрахункова величина навантаження вентиляції та опалювального навантаження визначаю із рівняння:

$$Q_{\text{о,в}} = Q_{\text{тм}} - Q_{\text{ГВП}}^{\text{ЗИМ}}. \quad (2.6)$$

де $Q_{\text{тм}} = Q_{\text{max}}$ МВт (для I-го режиму).

$$Q_{\text{о,в}} = 950 - 152 = 798 \text{ МВт}.$$

2.3.1.2 Температура води у тепломережі

Обрано якісний метод регулювання навантаження в тепломережі, при якому практично не змінюється витрата мережної води, а регулювання здійснюється шляхом зміни температури води в тепломережі. Температура води визначається за допомогою температурного графіка (див. рис. 2.4).

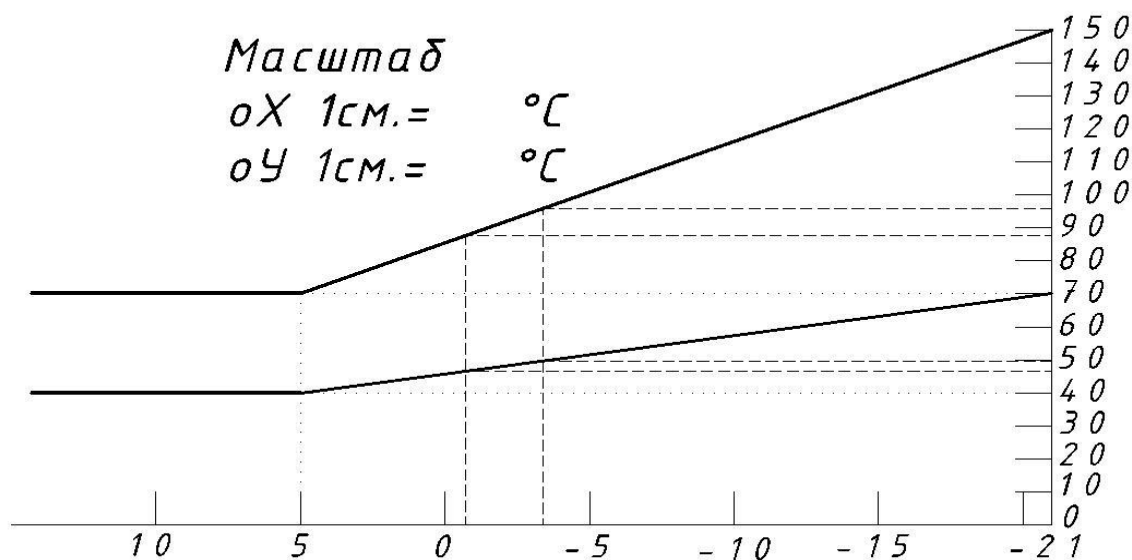


Рисунок 2.4 Температурний графік для м. Чернігів

						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Подавальна лінія: $t_{\text{под}} = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Зворотна лінія: $t_{\text{звор}} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Середня температура води в тепломережі:

$$t_{\text{ТМ}}^{\text{сер}} = 0,6 \cdot t_{\text{под}} + 0,4 \cdot t_{\text{звор}} \quad (2.7)$$

$$t_{\text{ТМ}}^{\text{сер}} = 0,6 \cdot 150 + 0,4 \cdot 70 = 118 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Температура вихідної (сирої) води приймається:

$$t_{\text{вих}} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ (зимою)}, t_{\text{вих}} = 15 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ (влітку)}.$$

Втрати води з тепломережі:

$$G_{\text{втр}}^{\text{ТМ}} = 0,15 \cdot Q_{\text{мах}} \quad (2.8)$$

$$G_{\text{втр}}^{\text{ТМ}} = 0,15 \cdot 950 = 142,5 \text{ т/год.}$$

Сумарна витрата підживлюючої води:

$$G_{\text{підж}}^{\text{ТМ}} = G_{\text{втр}}^{\text{ТМ}} \quad (2.9)$$

$$G_{\text{підж}}^{\text{ТМ}} = 142,5 \text{ т/год.}$$

Теплова втрата з втратою з теплової мережі:

$$Q_{\text{втр}}^{\text{ТМ}} = \frac{G_{\text{втр}}^{\text{ТМ}} \cdot c_p \cdot (t_{\text{ТМ}}^{\text{сер}} - t_{\text{вих}})}{3600} \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{втр}}^{\text{ТМ}} = \frac{142,5 \cdot 4,19 \cdot (118 - 5)}{3600} = 18,74 \text{ МВт.}$$

Тепло, яке вноситься з підживлюючою водою:

$$Q_{\text{підж}}^{\text{ТМ}} = \frac{G_{\text{підж}}^{\text{ТМ}} \cdot c_p \cdot (t_{\text{ХВО}} - t_{\text{вих}})}{3600} \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{підж}}^{\text{ТМ}} = \frac{142,5 \cdot 4,19 \cdot (30 - 5)}{3600} = 4,15 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ (мережні підігрівачі та ПВК):

						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

$$Q_{\text{ТЕЦ}} = Q_{\text{ТМ}} + Q_{\text{ВТР}}^{\text{ТМ}} - Q_{\text{Підж}}^{\text{ТМ}} \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{ТЕЦ}} = 950 + 18,74 - 4,15 = 964,6 \text{ МВт.}$$

Витрата мережної води:

$$G_{\text{М.В.}} = \frac{3600 \cdot Q_{\text{ТЕЦ}}}{c_p \cdot (t_{\text{под}} - t_{\text{звор}})} \quad (2.13)$$

$$G_{\text{М.В.}} = \frac{3600 \cdot 964,6}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 10359,6 \text{ т/год.}$$

2.4.2. Розрахунок турбоустановки

Середнє теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т:

$$Q_{\text{МП}}^{\text{Т}} = 206 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбін Т:

$$\sum Q_{\text{МП}}^{\text{Т}} = n \cdot Q_{\text{МП}}^{\text{Т}} \quad (2.14)$$

$$\sum Q_{\text{МП}} = 3 \cdot 206 = 618 \text{ МВт.}$$

Середня витрата гострої пари на турбіну типу Т:

$$D_0^{\text{Т}} = 470 \text{ т/год (визначається за діаграмою режимів).}$$

Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Т:

$$\sum D_0^{\text{Т}} = n_{\text{Т}} \cdot D_0^{\text{Т}} \quad (2.15)$$

$$\sum D_{\text{П}}^{\text{Т}} = 3 \cdot 470 = 1410 \text{ т/год.}$$

Середня електрична потужність турбіни типу Т:

$$N_{\text{Е}}^{\text{Т}} = 110 \text{ МВт (за діаграмою режимів).}$$

Сумарна електрична потужність турбін типу Т:

$$\sum N_{\text{Е}}^{\text{Т}} = n_{\text{Т}} \cdot N_{\text{Е}}^{\text{Т}} \quad (2.16)$$

$$\sum N_{\text{Е}}^{\text{Т}} = 3 \cdot 110 = 330 \text{ МВт.}$$

						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Сумарні витрати пари на турбіни:

$$\sum D_0 = \sum D_0^T. \quad (2.17)$$

$$\sum D_0 = 1410 \text{ т/год.}$$

Сумарна електрична потужність турбін:

$$\sum N_E = \sum N_E^T. \quad (2.18)$$

$$\sum N_E = 330 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбін Т:

$$\sum Q_{мп} = \sum Q_{мп}^T. \quad (2.19)$$

$$\sum Q_{мп} = 618 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження пікових водонагрівальних котлів:

$$Q_{пвк} = Q_{тец} - \sum Q_{мп}. \quad (2.20)$$

$$Q_{пвк} = 964,6 - 618 = 346,6 \text{ МВт.}$$

Сумарне виробництво пари енергетичними котлами:

$$\sum D_{ЕК} = \sum D_0 + G_{втр} + D_{в.п.}. \quad (2.21)$$

$$\sum D_{ЕК} = 1410 + 18,23 + 15 = 1443,23 \text{ т/год.}$$

Сумарна витрата живильної води енергетичних котлів:

$$\sum D_{жв} = \sum D_{ЕК} + D_{прод}. \quad (2.22)$$

$$\sum D_{жв} = 1443,23 + 15 = 1458,23 \text{ т/год.}$$

2.4.3. Енергетичні показники ТЕЦ

Повна сумарна витрата тепла на турбоустановку:

$$\sum Q_{ту} = [\sum D_0(h_0 - h_{пв}) + \sum D_{вп}(h''_{вп} - h'_{вп})]/3600, \quad (2.23)$$

					73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

де $h_0, h_{жв}$ – відповідно ентальпії гострої пари і живильної води ($h_0=3520$ кДж/кг, $h_{жв}=1010$ кДж/кг);

$$\sum Q_{ТУ} = \frac{1410 \cdot (3520 - 1010) + (0.8 + 0.7) \cdot 2610 + 1.7 \cdot 2840 + 15 \cdot 2970 + 8.2 \cdot 4.19 \cdot 118}{3600} = 999.07 \text{ МВт.}$$

Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів:

$$\sum Q_{зс} = \sum Q_c + \sum Q_{мп}. \quad (2.24)$$

$$\sum Q_{зс} = 0 + 618 = 618 \text{ МВт.}$$

Витрата тепла на турбоустановки на виробітку електроенергії:

$$\sum Q_{ТУ}^E = \sum Q_{ТУ} - \sum Q_{зс} - \frac{G_{дв} \cdot (h_{жв} - c_p \cdot t_{ХВО})}{3600}. \quad (2.25)$$

$$\sum Q_{ТУ}^E = 999.07 - 618 - \frac{23.2 \cdot (1010 - 4.19 \cdot 30)}{3600} = 375.38 \text{ МВт.}$$

ККД турбоустановок по виробництву електроенергії:

$$\eta_{ТУ}^E = \frac{\sum N_E}{\sum Q_{ТУ}^E}. \quad (2.26)$$

$$\eta_{ТУ}^E = \frac{330}{375.38} = 0,826.$$

Питома витрата тепла на виробництво електроенергії:

$$q_{ТУ}^E = \frac{1}{\eta_{ТУ}^E}. \quad (2.27)$$

$$q_{ТУ}^E = \frac{1}{0,826} = 1,2101.$$

Теплове навантаження енергетичних котлів:

$$\sum Q_{ЕК} = \frac{\sum D_{ЕК} \cdot (h_{пп} - h_{жв}) + D_{прод} \cdot (h_{прод} - h_{жв})}{3600}, \quad (2.28)$$

де $h_{прод}=1600$ кДж/кг, $h_{пп}=h_0+5$ кДж/кг.

$$\sum Q_{ЕК} = \frac{1443.3 \cdot (3520 - 1010) + 15 \cdot 590}{3600} = 1010.75 \text{ МВт.}$$

					74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

ККД трубопроводів:

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{\sum Q_{\text{ТУ}}}{\sum Q_{\text{ЕК}}} \quad (2.29)$$

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{999.07}{1010.75} = 0,988.$$

ККД ТЕЦ по виробництву електроенергії:

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{Е}} = \eta_{\text{ТУ}}^{\text{Е}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ЕК}} \quad (2.30)$$

де $\eta_{\text{ЕК}}$ - ККД енергетичних котлів ($\eta_{\text{ЕК}} = 0,92$).

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{Е}} = 0,826 \cdot 0,988 \cdot 0,92 = 0,751.$$

ККД ТЕЦ по виробництву і відпуску тепла на опалення, вентиляцію і ГВП:

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{Т}} = \eta_{\text{ТФ}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{ЕК}} \quad (2.31)$$

де $\eta_{\text{ТФ}}$ - ККД теплофікаційної установки ($\eta_{\text{ТФ}}=0,99$).

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{Т}} = 0,99 \cdot 0,988 \cdot 0,92 = 0,900.$$

Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії:

$$b_{\text{у}}^{\text{Е}} = \frac{123}{\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{Е}}} \quad (2.32)$$

$$b_{\text{у}}^{\text{Е}} = \frac{123}{0,751} = 163.68 \text{ г/кВт}\cdot\text{год.}$$

Питома витрата умовного палива на виробництво та відпуск теплової енергії:

$$b_{\text{у}}^{\text{Т}} = \frac{34.1}{\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{Т}}} \quad (2.33)$$

$$b_{\text{у}}^{\text{Т}} = \frac{34,1}{0,900} = 37,88 \text{ кг/ГДж}.$$

					75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Таблиця 2.13–Розрахунок теплової схеми по чотирьох режимах

Параметри	Позначення	Розмірність	Режими			
			I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7
Витрати пара 1,4 МПа промисловму споживачеві	$D_{п}$	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Частка виробничого конденсату, що втрачається на виробництві	$\square_{o.k.}$	%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%
Витрата виробничого конденсату, що втрачається на виробництві	$\square G_{o.k.}$	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Витрата зворотного конденсату, що повертається на ТЕЦ	$G_{o.k.}$	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Температура зворотного конденсату	$t_{o.k.}$	°C	100,0	100,0	100,0	100,0
Температура додаткової води після ХВО	t_{XBO}	°C	30,0	30,0	30,0	30,0
Максимально можлива паропродуктивність енергетичних котлів	$\square D_{EK}^{ном}$	т/ч	1500,0	1000,0	1500,0	1500,0

						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Параметри	Позначення	Розмірність	I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7
Безперервне продування енергетичних котлів	$D_{\text{прод}}$	т/ч	15,0	10,0	15,0	15,0
Витрата пари 0,6 МПа після розширювача безперервного продування в деаератор 0,6 МПа	$D'_{\text{прод}}$	т/ч	6,8	4,6	6,8	6,8
Витрата концентрату безперервного продування	$G_{\text{к.п.}}$	т/ч	8,2	5,5	8,2	8,2
Частка внутрішньоциклових станційних витоків пари та конденсату	$\square_{\text{вит}}$	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Внутрішньоциклові станційні витоки пари та конденсату	$G_{\text{вит}}$	т/ч	15,0	10,0	15,0	15,0
Витрата додаткової хімічної. знесоленої води Д-0,12 МПа	$G_{\text{д.в.}}$	т/ч	23,2	15,5	23,2	23,2
Температура концентрату продування перед охолоджувачем безперервного продування (ОКП)	$t_{\text{к.п.}}$	°С	158	158	158	158
Температура концентрату продування після ОКП	$t_{\text{к.п.}}^{\text{ОКП}}$	°С	40,0	40,0	40,0	40,0

121

						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Параметри	Позначення	Розмірність	I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7
Температура додаткової води після ОКП	$t_{\text{в}}^{\text{ОКП}}$	°С	71,6	71,6	71,6	71,6
Температура додаткової хімії. обезсоленої води після ПВП-0,12	$t_{\text{дв}}$	°С	90,0	90,0	90,0	90,0
Витрата пари 0,12 МПа на ПВП-0,12 додаткової води	$D^{\text{ПВП-0,12}}$	т/ч	0,8	0,6	0,8	0,8
Температура додаткової води та зворотного конденсату після Д-0,12 МПа	$t_{\text{в}}^{\text{Д-0,12}}$	°С	104,0	104,0	104,0	104,0
Сумарна витрата додаткової води та зворотного конденсату після Д-0,12 МПа	$G_{\text{в}}^{\text{Д-0,12}}$	т/ч	24,7	16,5	24,7	24,7
Витрата пари 0,12 МПа на атм. деаер. додаткової води та зр. конденсату	$D^{\text{Д-0,12}}$	т/ч	0,7	0,5	0,7	0,7
Температура додаткової води та зворотного конденсату після ПВП-0,6 (перед Д-0,6МПа)	$t_{\text{в}}^{\text{ПВП-0,6}}$	°С	140,0	140,0	140,0	140,0
Витрата пари 0,6 МПа на ПВП додаткової води та зворотного конденсату	$D^{\text{ПВП-0,6}}$	т/ч	1,7	1,2	1,7	1,7

						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Параметри	Позначення	Розмірність	I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7
Сумарна витрата пари на власні потреби ТЕЦ (ПВП, Д-0,12, мазутогосподарство)	$D_{с.н.}$	т/ч	18,3	11,2	15,3	9,3

Таблиця 2.14—Навантаження зовнішніх споживачів по гарячій воді

Параметри	Позначення	Розмірність	I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7
Гаряче водопостачання	$Q_{гвп}$	МВт	152,0	152,0	152,0	106,4
опалення та вентиляція	$Q_{ов}$	МВт	798,0	520,6	416,0	0,0
Опалення	$Q_{оп}$	МВт	722,0	444,6	355,3	0,0
Вентиляція	$Q_{вен}$	МВт	76,0	76,0	60,7	0,0
Сумарне теплове навантаження споживачів по гарячій воді	$Q_{тс}$	МВт	950,0	672,6	568,0	106,4
Температури води в тепломережі (лінія, що подає)	$t_{под}$	°С	150,0	103,3	88,2	70,0
Температури води у тепломережі (зворотна лінія)	$t_{звор}$	°С	70,0	52,5	46,8	40,0
Середня температура води у тепломережі	$t_{тм}^{cp}$	°С	118,0	83,0	71,7	58,0
Температура вихідної (сирої) води	$t_{всх}$	°С	5	5	5	15

Параметри	Позначення	Розмірність	I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7
Гаряче водопостачання	$Q_{гвс}$	МВт	152,0	152,0	152,0	106,4
Витік води з тепломережі	$G_{ут}^{ТС}$	т/ч	142,5	142,5	142,5	47,5
Сумарна витрата підживлювальної води	$G_{подп}^{ТС}$	т/ч	142,5	142,5	142,5	47,5
Теплова втрата з витіканням із тепломережі	$Q_{ут}^{ТС}$	МВт	18,74	12,93	11,06	2,38
Тепло, що вноситься з підживлювальною водою	$Q_{подп}^{ТС}$	МВт	4,15	4,15	4,15	0,83
Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ (мережевих підігрівачів та ПВК)	$Q_{ТЕЦ}$	МВт	964,60	681,38	574,95	107,95
Витрата мережної води	$G_{св}$	т/ч	10359,6	11524,4	11932,1	3091,6

Таблиця 2.15–Розрахунок турбоустановок

Параметри	Позначення	Розмірність	I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7
Температура мережної води	$t_{сет}$	°С	110,0	92,5	86,8	80,0
Індекс	-	-	4	2	1	1
Тиск мережної води	$P_{сет}$	бар	1,433	0,779	0,629	0,474

Параметри	Позначення	Розмірність	I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7
Середнє теплофікаційне навантаження мережевих підігрівачів турбіни Т	$Q_{сп}^T$	МВт	206,00	151,00	206,00	37,50
Середнє теплофікаційне навантаження мережевих підігрівачів турбіни Т	$Q_{сп}^T$	Гкал/час	176,99	129,74	176,99	32,22
Сумарне теплофікаційне навантаження мережевих підігрівачів турбін Т	$\Sigma Q_{сп}^T$	МВт	618,00	453,00	618,00	112,50
Середня витрата гострої пари на турбіну типу Т	D_0^T	т/ч	470,0	333,0	470,0	370,0
Сумарна витрата гострої пари на турбіни типу Т	ΣD_0^T	т/ч	1410,0	999,0	1410,0	1110,0
Середня електрична потужність турбіни типу Т	N_E^T	МВт	110,00	75,00	110,00	120,00
Сумарна електрична потужність турбін типу Т	ΣN_E^T	МВт	330,00	225,00	330,00	360,00
Витрата пари 1,4 МПа технологічному споживачеві від РОУ	D_{II}^{POY}	т/ч	0,0	0,0	0,0	113,0

						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Параметри	Позначення	Розмірність	I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7
Сумарна витрата пари на турбіни	ΣD_0	т/ч	1410,0	999,0	1410,0	1110,0
Сумарна електрична потужність турбін	ΣN_3	МВт	330,00	225,00	330,00	360,00
Сумарне теплофікаційне навантаження мережевих підігрівачів турбін Т та ПТ	$\Sigma Q_{сп}$	МВт	618,00	453,00	618,00	112,50
Сумарне теплофікаційне навантаження пікових водогрійних котлів	$Q_{пвк}$	МВт	346,60	228,38	0,00	0,00
Сумарна паропроодуктивність енергетичних котлів	$\Sigma D_{ЕК}$	т/ч	1443,3	1020,2	1440,3	1134,3
Сумарна витрата живильної води енергетичних котлів	$\Sigma D_{пв}$	т/ч	1458,3	1030,2	1455,3	1149,3

Таблиця 2.16–Енергетичні показники ТЕЦ

Параметри	Позначення	Розмірність	I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7
Повна сумарна витрата тепла на турбоустановки	$\Sigma Q_{ТУ}$	МВт	999,07	706,36	996,60	782,48
Витрата тепла на виробничих споживачів	$\Sigma Q_{п}$	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00

Параметри	Позначення	Розмірність	I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2	3	4	5	6	7
Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів	$\Sigma Q_{\text{вн}}$	МВт	618,00	453,00	618,00	112,50
Витрата тепла на турбоустановки з виробництва електроенергії	$\Sigma Q_{\text{ТУ}}^{\text{E}}$	МВт	375,38	249,56	372,90	664,29
ККД турбоустановок з виробництва електроенергії	$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{E}}$	–	0,826	0,847	0,832	0,509
Питома витрата тепла виробництва електроенергії	$q_{\text{ТУ}}^{\text{E}}$	–	1,2101	1,1800	1,2021	1,9630
		кДж/кВт·ч	4356,4	4247,9	4327,7	7066,9
Теплове навантаження енергетичних котлів	$\Sigma Q_{\text{ЕК}}$	МВт	1010,75	714,35	1008,66	794,88
ККД трубопроводів	$\eta_{\text{тр}}$	–	0,988	0,969	0,968	0,965
ККД ТЕЦ з виробництва електроенергії	$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{E}}$	–	0,751	0,756	0,741	0,452
ККД ТЕЦ з виробництва та відпуску тепла на опалення, вентиляцію та ГВП	$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{T}}$	–	0,900	0,883	0,882	0,879

Таблиця 2.17–Пароводяний баланс енергетичних котлів

Сумарна витрата живильної води енергетичних котлів		т/ч	1458,3	1030,2	1455,3	1149,3
	Всього	т/ч	1458,3	1030,2	1455,3	1149,3
- сумарна витрата гострої пари на турбіни		т/ч	1410,0	999,0	1410,0	1110,0
- внутрішньостанційні втрати пари та конденсату на ТЕЦ		т/ч	15,0	10,0	15,0	15,0

- Витрата пари на власні потреби ТЕЦ		т/ч	18,3	11,2	15,3	9,3
- безперервне продування енергетичних котлів		т/ч	15,0	10,0	15,0	15,0
	Всього	т/ч	1458,3	1030,2	1455,3	1149,3

2.5 Компоновка головного корпусу

Під терміном "компоновка головного корпусу електростанції" розуміють організацію розміщення обладнання, будівельних конструкцій та окремих приміщень у головному корпусі електростанції.

Теплова електростанція має головний корпус, який представляє собою основну будівлю станції. Усередині цього корпусу знаходиться основне енергетичне устаткування, а також пов'язане з ним допоміжне обладнання, яке здійснює головний технологічний процес перетворення теплоти, що виникає при спалюванні палива, в електричну енергію [1].

Головний корпус електростанції є центральним елементом серед усіх виробничих установок та споруд, що є на станції. Він займає ключове положення, до якого спрямовуються різноманітні технологічні потоки, а також з якого відбувається відведення цих потоків.

Головний корпус служить входом для подачі палива та води, яка використовується для охолодження пари турбін та для інших потреб. Також з головного корпусу виводиться готова продукція електростанції - електрична енергія а на ТЕЦ крім того, і тепла енергія (з парою чи гарячою водою).

Головний корпус електростанції складається з трьох основних відділень: котлового відділення, турбінного відділення (машинний зал) і проміжного приміщення (деаераторне відділення), які розташовані відповідно до розстановки основних енергетичних агрегатів, таких як парові котли і турбоагрегати. Проміжне приміщення зазвичай має багатоповерхову структуру, нагадує "етажерку" і розташоване між котловим і турбінним приміщеннями. Це проміжне приміщення є важливим для забезпечення стійкості будівельних конструкцій головного корпусу, включаючи колони зовнішніх (фасадних) стін машинного залу та відділення парових котлів. (Лист 2)

У проміжному приміщенні головного корпусу розташовані баки з деаераторами. Крім того, тут розміщуються РОУ і БРОУ, трубопроводи, електричний розподільний пристрій для внутрішніх потреб, а також теплові щити. Ці щити розташовуються на

						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

рівні основного обслуговування, що зазвичай становить 9-11 метрів і збігається з рівнем котло-турбінного приміщення.

До комплектуючих допоміжного обладнання парових котлів входять повітряпідігрівачі регенеративного типу.

У всіх кліматичних районах, де використовується газ або мазут, дуттєві вентилятори встановлюються на відкритому повітрі. Димарі, які є залізобетонними спорудами, будуються поблизу головного корпусу, з боку котлового відділення.

При компонуванні головного корпусу необхідно дотримуватися наступних техніко-економічних вимог:

1. Передбачення необхідної висоти розташування баків для живильної води над живильними насосами (зазвичай близько 20 метрів) та інші вимоги. Забезпечення надійної ізоляції пожежонебезпечних речовин, стійкості будівельних конструкцій до вібрацій, які викликаються роботою обертових механізмів.
2. Економічність у спорудженні та експлуатації.
3. Зручність у експлуатації, спорудженні та монтажі обладнання головного корпусу, можливість механізації та автоматизації процесів.
4. Гарантування відповідних санітарно-гігієнічних умов праці для персоналу електростанції та забезпечення життя населення в районі ТЕЦ.

Конфігурація головного корпусу залежить від наступних факторів:

1. Виду палива, методу його подачі та підготовки.
2. Типу електростанції за енергетичним критерієм, типу та кількості турбоагрегатів і парових котлів, а також технологічної структури, чи то блочної чи неблочної.
3. Економічних вимог щодо спорудження, зручності експлуатації та відповідності санітарно-гігієнічним нормам.
4. Кліматичних та метеорологічних умов, що панують в районі розташування електростанції.

Турбоагрегати у машинному залі розташовуються в поперечному напрямку, де поздовжня вісь кожного турбоагрегату перпендикулярна поздовжній осі машинного залу..

Враховуючи вищезазначене, для даного типу проекту ТЕЦ використовується закрита компоновка з центральним розташуванням деаераторного відділення. Це означає, що основні та допоміжні приміщення машинного залу знаходяться поблизу один одного, без будівельних проміжків.

Турбінне відділення має ширину 38925 мм, а розташований на відмітці 25550 мм козловий кран обслуговує його разом з основним і допоміжним обладнанням.

						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Турбіни Т-110/120-130 розміщені поперечно. Деаераторне відділення і котельне відділення об'єднані, і його ширина становить 50200 мм. Деаератор розміщено на відмітці 27356 мм. Висота котельного відділення становить 57000 мм.

2.6 Допоміжне господарство ТЕЦ

2.6.1 Паливне господарство

2.6.1.1 Газове господарство

На проєктованій ТЕЦ основним видом палива є газ. Використання газу як палива є найзручнішим і найбільш екологічно чистим з усіх доступних видів палива для промислових енергоустановок. Газове господарство ТЕЦ є простим в обслуговуванні, відносно недорогим з точки зору капітальних витрат і надійним у експлуатації. Для забезпечення ТЕЦ використовується природний газ.

Система газопостачання ТЕЦ включає в себе газорозподільчий пункт (ГРП) і систему газопроводів. Перед спалюванням газ піддається підготовці, що включає очищення газу від пилу і забезпечення необхідного тиску перед пальниками

У складі газорозподільчого пункту (ГРП) передбачається встановлення волокнистого фільтру для очищення газу від пилу. Також у складі ГРП будуть присутні автоматичний регулятор тиску газу "після себе", прилади для вимірювання тиску та витрати газу, а також запірна арматура. Додатково, в схемі ГРП передбачається обводна лінія, яка використовується для подачі газу в котельню під час ремонтних робіт у ГРП.

Газ до газорозподільчого пункту (ГРП) подається з розподільної станції (ГРС), яка знаходиться поза межами ТЕЦ та з'єднана з магістральним газопроводом. Тиск газу перед ГРП становить від 1 до 1,2 МПа. Для зниження тиску газу до значення 0,13-0,2 МПа перед форсунками парового котла, в ГРП передбачається використання дроселів. Кількість ступенів дроселювання може бути один або два, залежно від загального перепаду тиску газу. Оскільки дроселювання газу супроводжується значним шумом, ГРП зазвичай розміщують в окремому приміщенні на території ТЕЦ.. [Лист 3]

Газопроводи на території ТЕЦ прокладаються наземно на залізобетонних естакадах. Для транспортування газу від ГРП до магістралі котельні та від магістралі котельні до котлів використовується по одному газопроводу. На відводах до котлів встановлюються запірні та регулюючі арматури з можливістю дистанційного керування, а також пристрій для вимірювання витрати газу. На всіх кінцевих точках газопроводів встановлюють або передбачають продувочні лінії з надійною арматурою, які використовуються для видалення газу з трубопроводу під час проведення ремонтних робіт. На основних газопроводах використовується виключно стальна арматура.

					86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Газопроводи перед та після ГРП обладнані засувками, які оснащені електроприводом. З метою запобігання підвищенню тиску поза допустимі межі, на газопроводах встановлюється запобіжний клапан, що регулюється. Це забезпечує надійний контроль тиску газу за регулюючими клапанами, щоб уникнути перевищення допустимих значень.

На кожному газопроводі, що подає газ до котла, встановлюються різноманітні компоненти для забезпечення безпечної та ефективної роботи. Зокрема, на газопроводі встановлюються запірні засувки, яка дозволяє регулювати потік газу, шайба вимірювача витрат для вимірювання кількості газу, регулятор витрати газу для контролю потоку газу, імпульсний швидкодіючий клапан, який автоматично реагує на падіння тиску повітря біля пальників та підтримує його на заданому рівні. Керування регулятором витрати газу здійснюється виконавчим механізмом системи автоматики горіння за допомогою двох імпульсів: тиску пари в паровому котлі та перепаду тиску в діафрагмі пароміру.

Для газопроводів використовуються сталеві труби безшовної конструкції, а їх діаметр вибирається залежно від витрат газу та швидкості його переміщення. Рекомендовані значення швидкості складають 60-80 м/с для магістральних газопроводів і 40-60 м/с для відводів до котлів..[10]

Газопровід, що пролягає від ГРП до котельного відділення, розміщується на залізобетонній естакаді. Для компенсації теплових розширень використовуються компенсатори. Газопровід також обладнаний тепловою ізоляцією, що забезпечує його тепловий захист.

Обсяг газу, який надходить на ТЕЦ, визначається в м³/год при стандартних умовах із використанням самопишучих газомірів. Ці газоміри встановлюються як на загальному магістралі котельного відділення, так і на газопроводах до кожного парового котла.

Нижче на рисунку 2.5 приведена принципова схема газового господарства. м³/год

					87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

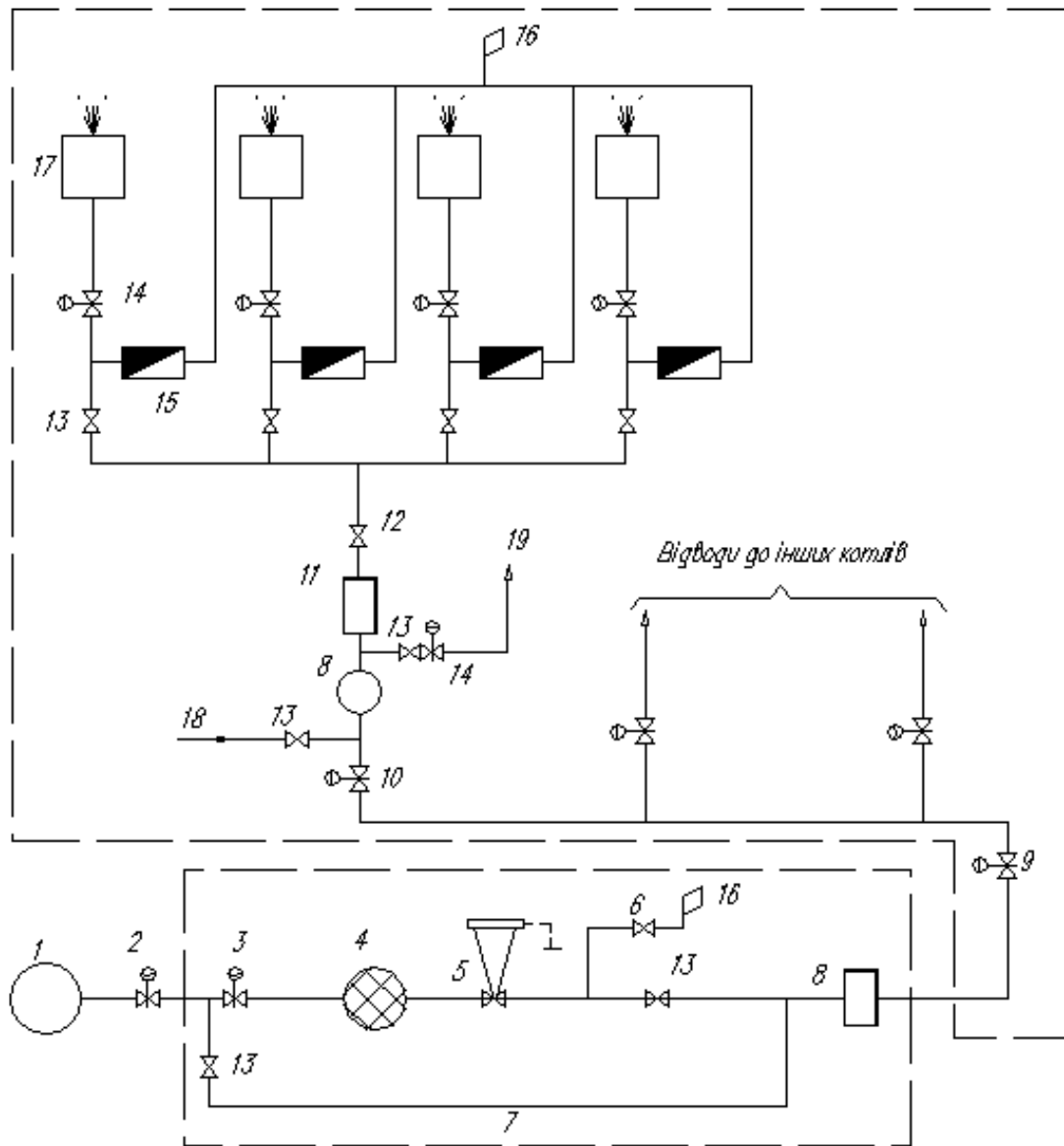


Рисунок.2.5 – Технологічна схема газового господарства.

1-газова магістраль; 2,3,9,10-засувки з електроприводом; 4-фільтр; 5-регулятор тиску; 6-запобіжний клапан; 7-байпасна лінія; 8-витратомір; 11-швидкодіючий клапан; 12-регулюючий клапан; 13,14-запірні засувки на лінії до пальників; 15-корковий кран; 16-свічка; 17-пальники котла; 18-подача свіжого повітря для продувки газопровода; 19-запальник.

2.6.2 Мазутне господарство

Мазут на проєктованій ТЕЦ використовується як резервне паливо, забезпечуючи резервну можливість для енергопостачання. Мазутне господарство на ТЕЦ складається з комплексу пристроїв і споруджень, які призначені для прийому, збереження, підготовки і подачі мазуту в котельню. [1,11]. Однак, основним паливом на цій ТЕЦ є газ. Мазут використовується в періоди, коли газ недоступний, а також як паливо для потужної водяної котельної в зимові місяці.,

					88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Елементи мазутного господарства на ТЕЦ, яке отримує мазут по залізниці, включають наступне основне обладнання: приймально-зливальний пристрій, мазутосклад, мазутоперекачувальні насоси і паромазутопроводи. Приймально-зливальний пристрій призначений для прийому мазуту з цистерн, його розігріву, зливу і подальшого перекачування до резервуарів-сховищ. Споруджений приймально-зливальний пристрій розрахований на прийом цистерн з різними вантажопідйомностями, такими як 50, 60, 90 і 120 тонн. Для зливу мазуту необхідно передбачити його попередній розігрів в цистернах до температури 600 °С.

Для збереження необхідного обсягу мазуту на ТЕЦ передбачається мазутосклад з металевими резервуарами ємністю: 1000м³ та 2000м³ для розтопочних мазутного господарств. Резервуари для розтопочних мазутного господарств мають наземне розташування з обвалуванням. Кожен резервуар обладнаний пристроями для прийому, підігріву і видачі мазуту, приладами для вимірювання рівня, забору проби мазуту та іншими необхідними пристроями

Для підготовки мазуту до спалювання та його подачі до парових котлів буде споруджено мазутонасосну станцію. У цій станції буде розміщено необхідне обладнання для розігріву та подачі мазуту в котлове відділення ТЕЦ. Вибір схеми подачі мазуту залежатиме від необхідного тиску мазуту перед форсунками парових котлів, і в даному випадку буде використовуватися однопідйомна схема подачі мазуту.

Ззовні уздовж стін і торця мазутонасосної станції будуть розміщені підігрівачі мазуту, фільтри для очищення резервуарів, резервуари для збору конденсату, розширювач, мазутоуловлювач, приймальні системи для дренажу та бак для зберігання забруднених мазутом дренажів.

Паромазутопроводи і конденсатопроводи прокладаються на естакадах або в каналах. Усі мазутопроводи, що проходять через відкрите повітря або холодні приміщення, обладнані паровими супутниками, які входять до загальної ізоляції. Мазутопроводи використовують сталеву арматуру з нержавіючими поверхнями для забезпечення герметичності.. [10]

Для нагрівання мазуту в підігрівачах, резервуарах мазутоскладу, приймальній ємкості, зливальних каналах і цистернах використовується пара з тиском 1,4 МПа і температурою 250°С. Конденсат, що утворюється внаслідок охолодження цієї пари, піддається контролю та очищується від мазуту, після чого використовується в процесі роботи ТЕЦ.

Для підготовки мазуту до спалювання та його подачі до парових котлів буде споруджено мазутонасосну станцію. У цій станції буде розміщено необхідне обладнання для розігріву та подачі мазуту в котлове відділення ТЕЦ. Вибір схеми подачі мазуту залежатиме від необхідного тиску мазуту перед форсунками парових котлів, і в даному випадку буде використовуватися однопідйомна схема подачі мазуту. Ззовні уздовж стін і торця мазутонасосної станції будуть розміщені підігрівачі мазуту, фільтри для очищення резервуарів, резервуари для збору конденсату, розширювач,

						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

мазутоуловлювач, приймальні системи для дренажу та бак для зберігання забруднених мазутом дренажів.

Паромазутопроводи і конденсатопроводи прокладаються на естакадах або в каналах. Усі мазутопроводи, що проходять через відкрите повітря або холодні приміщення, обладнані паровими супутниками, які входять до загальної ізоляції. Мазутопроводи використовують сталеву арматуру з нержавіючими поверхнями для забезпечення герметичності.. [10]

Для нагрівання мазуту в підігрівачах, резервуарах мазутоскладу, приймальній ємкості, зливальних каналах і цистернах використовується пара з тиском 1,4 МПа і температурою 250°C. Конденсат, що утворюється внаслідок охолодження цієї пари, піддається контролю та очищується від мазуту, після чого використовується в процесі роботи ТЕЦ.

Температура мазуту в парогенераторному приміщенні, яка знаходиться в діапазоні 125-135°C, відповідає його в'язкості, яка не перевищує 2,5° ВУ . На ТЕЦ використовується високосірчаний топковий мазут марки М-100.

Таблиця 2.18– Середній елементарний склад горючої маси мазуту[7].

Марка	C ^Г	H ^Г	N ^Г +O ^Г	S ^Г
М-100	86,3	10,3	0,6	2,8

Кількості резервуарів в мазутосховищі:

Для забезпечення роботи ТЕЦ необхідно використовувати певну кількість мазуту., кг/с:

$$B = \frac{n \cdot N}{\eta_k \cdot Q_n^p}, \quad (2.34)$$

де n – кількість котлів,

N – продуктивність котлів МВт,

η_k – ККД котла,

Q_n^p – теплотворна здатність палива.

$$B_1 = \frac{3 \cdot 500 \cdot 10^6}{0,9305 \cdot 37800 \cdot 10^3} = 42,6 \text{ кг/с} = 153,36 \text{ т/год},$$

$$B_1 = 122,82 \cdot 120 = 18403,2 \text{ т} - \text{для енергетичних котлів (запас 5 діб)},$$

$$B_2 = \frac{3 \cdot 116,3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 37800 \cdot 10^3} = 10,14 \text{ кг/с} = 36,5 \text{ т/год},$$

$$B_2 = 36,5 \cdot 240 = 8760,96 \text{ т} - \text{для ПВК (запас 10 діб)},$$

$$B = B_1 + B_2 = 18403,2 + 8760,96 = 27164,16 \text{ т}.$$

					90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Таким чином, необхідно мати один резервуар мазуту об'ємом 20 000 м³ і ще один об'ємом 10 000м³.

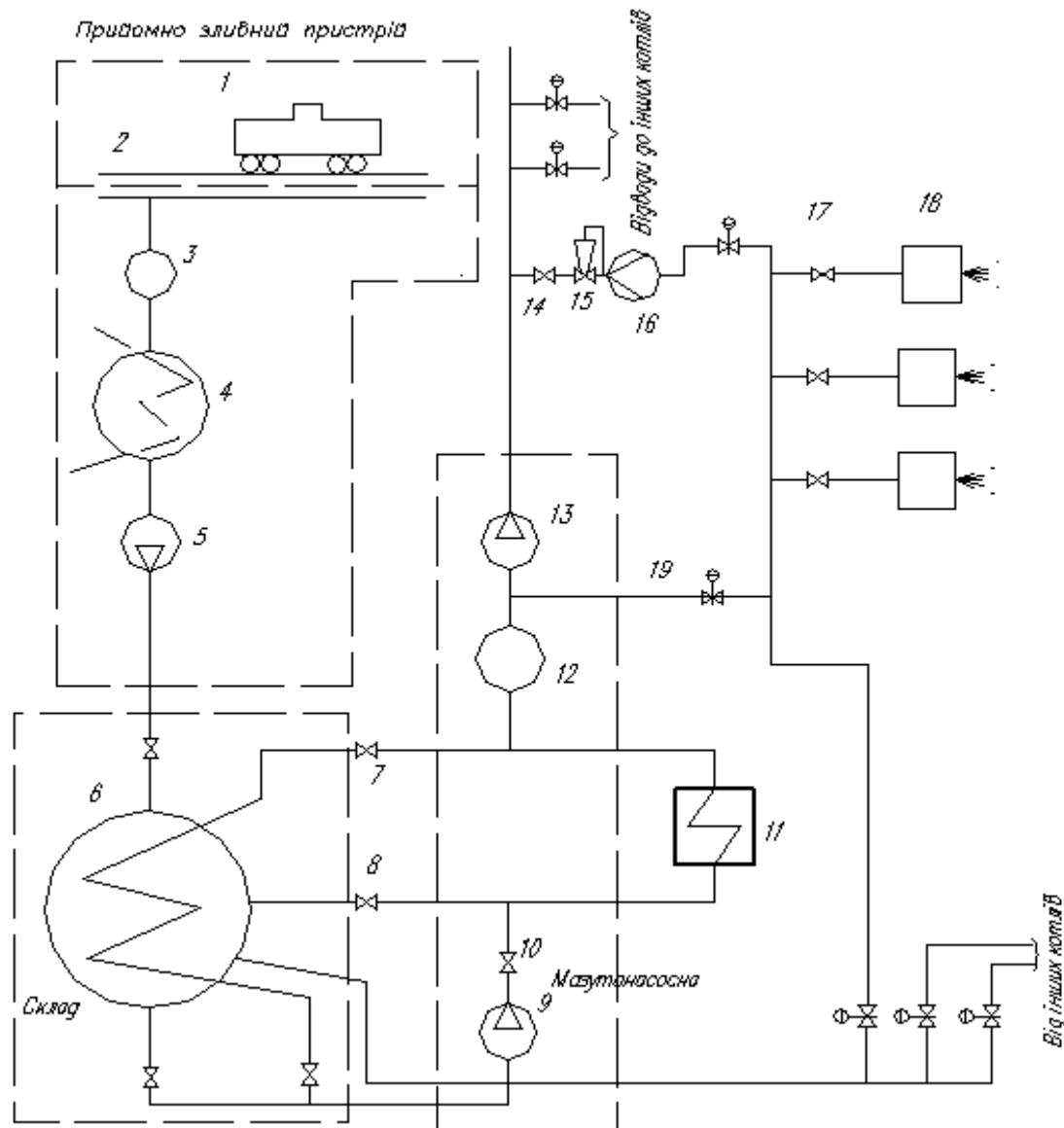


Рисунок 2.6. Технологічна схема мазутного господарства

1-цистерна; 2-зливний пристрій; 3-фільтр грубої очистки; 4-приймний резервуар; 5-перекачуючий насос; 6-основний резервуар; 7,8,19-лінії рециркуляції мазуту; 9-насос першого підйому; 10-зворотній клапан; 11-підігрівач мазуту; 12-фільтр тонкої очистки; 13-насос другого підйому; 14-запірна засувка; 15-регулятор витрати; 16-витратомір; 17-зadвижка; 18-форсунки котла.

2.6.2 Система технічного водопостачання

2.6.2.1 Споживачі технічної води

Для безперервної та надійної роботи ТЕЦ необхідно надійне забезпечення водою [1]. На ТЕЦ вода використовується для різних цілей, таких як охолодження конденсаторів турбін, систем охолодження підшипників обладнання, допоміжних теплообмінників та інших систем. Загальні витрати води складаються з окремих витрат різних

					91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

споживачів і повинні відповідати обсягу, який надається джерелом водопостачання, вибраним для ТЕЦ.

Основними споживачами води на ТЕЦ є конденсатори турбін. Для цього використовуються одноходові конденсатори.

Кратність охолодження (m) конденсатора визначається як співвідношення між витратами циркуляційної води і витратами пари, які поступають в конденсатор.

Для забезпечення вакууму в конденсаторі необхідно, щоб температура вихідної води була на $5-10^{\circ}\text{C}$ нижчою, ніж температура насичення в конденсаторі. [1]

Витрата охолоджуючої води залежить від її початкової температури. При проектуванні систем водопостачання, розрахункова витрата приймається на літній період, коли температура води досягає свого максимального значення.

Витрата води на газоохолоджувачі генераторів прямопропорційна кількості тепла, що виділяється в їх обмотках. При цьому температура нагріву води в обмотках газоохолоджувачів не перевищує 50°C .

Маслоохолоджувачі використовуються для зниження температури масла, яке циркулює в системі охолодження турбін. Вода, яка використовується для охолодження газоохолоджувачів та маслоохолоджувачів, постачається з напірної лінії конденсаторів турбін.

На ТЕЦ вода для системи охолодження допоміжного обладнання подається з напірної лінії конденсаторів турбін. У випадку недостатнього напору, встановлюються додаткові насоси з резервом в 100%. Забір води з напірної лінії можливий лише під час роботи основних циркуляційних насосів. Використання такої схеми подачі води на ТЕЦ є повністю обґрунтованим, оскільки допоміжні механізми, які потребують охолодження, запускаються та зупиняються з незначною різницею в часі.

Водопідготовка та газоочистка виконуються за допомогою допоміжних насосів після лінії конденсаторів турбін. Загальна витрата води, необхідна для забезпечення роботи циркуляційних насосів, включає витрати на охолодження конденсаторів, газоохолоджувачів, маслоохолоджувачів та систем охолодження допоміжного обладнання.

Приблизно 85-90% з загальної витрати води використовується для охолодження конденсаторів турбін..

Умови експлуатації можуть призвести до збільшення витрати води через утворення відкладень у трубках конденсаторів турбін та інших теплообмінників. Ці відкладення негативно впливають на роботу конденсаторів, призводячи не лише до збільшення витрати води, але й до погіршення вакууму, що знижує потужність турбін. Для боротьби з відкладеннями використовуються хімічна обробка води та механічне очищення трубок шомполіруванням. З метою очищення трубок конденсаторів "на ходу", без зупинки турбіни, розроблена та впроваджена система очищення з використанням гумових кульок.

В проекті прийнята оборотня система водопостачання з градирнями. В системі оборотного водопостачання вода використовується повторно, здебільшого потребуючи лише невеликих добавок кількостей для компенсації втрат у циклі. Цей тип системи використовується на всіх ТЕЦ, розташованих в районах з обмеженими природними водними ресурсами.

						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Оборотна система водопостачання на ТЕЦ складається з градирень, циркуляційних насосів та водопроводів і функціонує як замкнутий контур. Градирні виступають у ролі охолоджувачів в цій системі, забезпечуючи необхідне охолодження води. З огляду на обсяг циркулюючої води, необхідного для охолодження конденсаторів, який становить $3 * 16\ 000$ тис. м³, при використанні щільності зрошення приблизно 6, ми отримуємо площу зрошення приблизно 8000 тис. м². Для охолодження зазначеного об'єму води будемо використовувати дві градирні моделі БГ-2600-70[7]. У таблиці 2.19 наведено основні характеристики обраної градирні.

Таблиця 2.19–Основні характеристики Башенної градирні БГ-2600-70[7]

Площа зрошення, м ²	Щільність зрошення, м ³	Висота підйому води, м	Башта				
			Каркас	Обшивка	Висота башні, м	Внутр. діаметр, мм	
						Верхньої частини	Нижньої частини
2600	6-8	9,5	Сталь	Азбоцемент, Алюміній	72	37	58,3

В бризгальному басейні буде охолоджуватись залишковий об'єм води, що складає $(8000 - 2 * 2600) * 6 = 16800$ м³. Схема з використанням градирень широко застосовується на електростанціях, особливо в міських областях і на обмежених територіях, незалежно від типу станції. В останні роки спостерігається збільшення використання систем з градирнями, незважаючи на те, що середньорічна температура охолодженої води після проходження через градирні приблизно в 1,5 рази вища, ніж у системах з водоймами, що працюють на оборотній основі.

При використанні градирень враховується не тільки економія простору, але й той факт, що градирні дозволяють розсіювати тепло у повітрі, уникнувши при цьому негативного впливу на водні ресурси.

Головною робочою частиною градирні є зрошувальний пристрій, який використовується для розподілу охолоджуваної води, що надходить після конденсаторів турбін, на струмочки або краплі. Ця вода потім стікає вниз по щитах у вигляді тонкої плівки. Вода, яка знаходиться у формі крапель або плівки, охолоджується шляхом зіткнення з повітрям, яке входить у зрошувальний пристрій через вікна. Після цього нагріте повітря, яке насичене водяними парами, піднімається вгору через витяжну вежу, діючи під впливом самотяги.

В Україні застосування отримали градирні з протиточною системою з природньою тягою. Ця система включає насоси, які перекачують циркуляційну воду через конденсатори турбін і трубопроводи, що приводять її до розподільних труб над

						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

зрошувальним пристроєм градирні. На цих трубах встановлені сопла, через які вода під тиском 0,015 - 0,018 МПа розприскується і потрапляє на асбесто-цементні або алюмінієві щити, по яких стікає у вигляді плівки до басейну. Між щитами залишаються проміжки, які служать коридорами для руху повітря. Повітря входить через вікна, розташовані по периметру вежі і мають висоту від 3 до 12 метрів.

Відповідно до вимог, витяжна вежа градирень має металевий зовнішній каркас і обшивку з асбесто-цементу й алюмінію, і має форму багатокутника. Одним з основних розмірів градирні є площа зрошувального пристрою, що визначається в горизонтальному перетині.

Вода подається до зрошувального пристрою на висоту 10 м, а глибина басейну становить 2 м. Висота витяжної вежі градирень складає 81 м, а її вихідний діаметр становить 45 м. Зазвичай, в цеху розташовують два циркуляційні насоси для кожної турбіни.

На ТЕЦ рекомендується використовувати градирні великого розміру, при цьому загальна продуктивність градирень обирається відповідно до літнього режиму роботи турбін та розрахункових відборів пари для теплових систем.

Велику увагу приділяють зимовому режиму роботи градирень на ТЕЦ, оскільки в цей період витрати охолодженої води зменшуються, що може призвести до утворення льоду на градирнях у вікнах для входу повітря. Для запобігання цьому, температуру охолодженої води підтримують не нижче 10-12 °С по всьому периметру градирень, створюючи водяну теплову завісу. Також передбачається можливість закриття вікон щитами для додаткового захисту.

2.6.3 Хімічна водопідготовка

2.6.3.1 Організація водно-хімічного режиму електростанції

У процесі роботи ТЕЦ неминуче відбуваються втрати пари, конденсату і води. Серед них найбільш значну частку становлять втрати конденсату, який віддається виробничим споживачам пари. Обсяг втрат залежить від характеру технологічних процесів, в яких використовується пара, і може коливатися від 30% до 100%.

Причинами цих втрат є різні фактори, такі як витоки в теплових мережах і паропроводах, продувки казанів, а також несистематичні випадкові втрати. Для забезпечення безперебійного ходу технологічних процесів на ТЕЦ необхідно компенсувати ці втрати шляхом додаткового введення води або пари.

Забезпечення надійної та економічної експлуатації устаткування електростанцій є важливим аспектом, який залежить від ефективності водопідготовки та організації воднохімічного режиму. Основними цілями водопідготовки та організації воднохімічного режиму на ТЕЦ є запобігання утворенню шуму та відкладень на поверхнях теплообмінників, уникнення утворення шламу в устаткуванні та трубопроводах, запобігання корозії внутрішніх поверхонь теплового устаткування та утворенню відкладень в проточних системах турбін.

					94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Для заміщення втрат вода, яка використовується, повинна бути підготовлена. Сирі води з міського водопроводу, артезіанські або річкові води не придатні для цієї мети, оскільки вони містять розчинені солі, які при випарюванні утворюють відкладення на поверхні нагрівальних елементів котлів. Це може призвести до порушення процесів теплообміну і вплинути на нормальну роботу всієї установки.

Тому на всіх установках з паровими котлами використовується спеціальне обладнання, яке змінює хімічний склад сирі води, відповідаючи встановленим вимогам. Для котлоагрегатів високого тиску цим обладнанням є системи знесолення, які дозволяють видалити розчинені солі з води.

Для забезпечення надійної й економічної роботи ТЕЦ, враховуючи їх тип, основне устаткування, режим роботи, початкові параметри пари й інші фактори, застосовуються різні воднохімічні режими. Серед них використовуються гідразінно-аміачний режим, окисний режим, комбінований режим і комплексний режим. Ці режими створюються з метою стабілізації хімічного складу води і підтримки оптимальних умов для роботи установок. Обробка води і схема водоочищення обираються в залежності від якості початкової води, вимог, що ставляться до води для живлення котлів та подачі в тепломережу, а також враховуючи кількість і якість повернутого конденсату, а також специфічні особливості проектуваної ТЕЦ і техніко-економічні вимоги.

Заради оптимізації воднохімічного режиму на теплових станціях, проводиться нормування якості пари і води.

Положеннями технічної експлуатації електростанцій визначені вимоги до якості живильної води і пари, які повинні виконуватися відповідно до нормативів.

- Загальна твердість не перевищує 1 мкг-екв / кг.
- Вміст кремнію становить 40 мкг/кг.
- Вміст кисню:
 - Перед деаератором - не більше 30 мкг/кг.
 - Після деаератора - не більше 10 мкг/кг.
- Вміст вільного сульфіту перед економайзером не перевищує 2 мкг/кг.
- Вміст гідразину перед економайзером знаходиться в межах 20-60 мкг/кг.
- Вуглекислий газ (CO₂) у воді після деаератора повинен бути відсутній.
- Рівень рН живильної води при температурі 25°C становить 9,1±0,1.
- Вміст аміаку і його з'єднань (у перерахунку на NH₃) не перевищує 1000 мкг/кг.
- Сумарний вміст нітратів і нітритів не перевищує 20 мкг/кг.
- Вміст з'єднань заліза не перевищує 30 мкг/кг.
- Вміст з'єднань міді не перевищує 5 мкг/кг.
- Вміст масла і нафтопродуктів не перевищує 0,3 мг/кг.
- Вміст з'єднань натрію не перевищує 15 мкг/кг.

					95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

- Вміст кремнієвої кислоти не перевищує 25 мкг/кг.

Для забезпечення встановлених норм водно-хімічного режиму на ТЕЦ використовуються наступні методи:

- підготовка обладнання перед пуском;
- постійне продування циркуляційних колів при постійних режимах і посилене продування під час переходових режимів;
- видалення солей з конденсату турбін;
- видалення солей і кремнію з додаткової води;
- видалення повітря з конденсату турбін і живильної води (за винятком режимів з дозуванням кислотних речовин);
- автоматичне дозування регулюючих добавок для корекції водного режиму;
- проведення експлуатаційних промивок (деактивацій) обладнання;
- консервація обладнання під час простоїв;
- застосування антикорозійного покриття для конденсатно-живильного тракту.

2.6.3.2 Методи хімводопідготовки

Результативність процесу хімічного очищення води визначається шляхом обчислення теплової схеми ТЕЦ і має забезпечувати достатню кількість хімічно очищеної води, щоб компенсувати втрати власних резервів хімічної очистки.

Устаткування хімічної очистки розташоване на відкритій площадці. Під час процесу хімічної очистки необхідний наявний запас реагентів, який може забезпечити достатню кількість протягом 30 діб. Для постачання цих реагентів використовуються вагони з вантажопідйомністю 60 тонн..

Установки, які використовують кислоту в технологічних процесах, повинні мати зручний спосіб для спуску цієї кислоти з резервуара об'ємом 50 тонн. Технологічні процеси хімічної очистки повинні бути повністю автоматизовані.

Подача сирі води на процес хімічної очистки здійснюється з головного корпусу ТЕЦ після попереднього підігріву до температури в діапазоні 30-40 °С.

Підігрів води необхідний згідно технологічних вимог для процесу водопідготовки, а також для запобігання конденсації вологості на трубопроводах та обладнанні системи хімічної очистки.

У підігрівниках, розташованих у головному корпусі, підігрів води здійснюється за допомогою пару, який відбирається з турбін.

Вода сира, після підігріву, подається на хімводоочистку через однолінійний трубопровід. Як запасний джерело подачі сирі води на хімводоочистку використовується друге підключення з господарсько-протипожежного водопроводу на території ТЕЦ.

						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Хімічно очищена вода з ХВО подається в головний корпус ТЕЦ за допомогою двох трубопроводів. Кожен з цих трубопроводів розрахований на 100% подачу хімічно очищеної води. Трубопроводи, що з'єднують головний корпус і ХВО, прокладаються в каналі або на наземній естакаді. Крім трубопроводу для подачі води, з головного корпусу до приміщення ХВО прокладається ще один трубопровід для стиснутого повітря. Наявність цього трубопроводу є необхідною на всіх сучасних водоочисних установках.

Окрім процесу хімічного очищення води, який відбувається у хімводоочисній установці перед входом до котлів, сучасні котли також вимагають майже повного видалення розчинених газів, таких як кисень і вуглекислий газ, з живильної води.

Після проходження через хімводоочисну установку, вода містить значні кількості розчинених газів. Тому перед тим, як вона надходить до котлоагрегатів, вся хімічно очищена вода проходить процес деаерації у спеціальних пристроях, які називаються деаераторами. Деаерації також піддаються виробничий конденсат і конденсат з мережних підігрівників.

Сучасні котлоагрегати працюють з високими тепловими навантаженнями на поверхні нагрівання. Навіть незначний шумовий відмітник на екранних трубах може призвести до неприпустимого підвищення температури металу, пошкодження труб і відмови котла. Для запобігання цього ризику використовується фосфатування котлової води. Додавання фосфату проводиться централізовано в тракті живильної води перед живильними насосами або безпосередньо в барабан кожного котла за допомогою індивідуальних насосів-дозаторів, які встановлюються в котельні ТЕЦ.

Для котлоагрегатів високого тиску, де екранні поверхні викладені великими тепловими навантаженнями при температурах 300 °C і вище, присутність значних кількостей залізних окисів у живильній воді є небезпечним явищем. Ці окиси заліза можуть спричинити утворення залізоокисних відкладень (шумовиння), що може негативно вплинути на роботу цих котлів і потребує усунення.

Крім окисів заліза, в конденсаті, що повертається з виробництва, можуть бути присутні забруднення, такі як масла, органічні сполуки і солі твердості. Цей конденсат перед подачею в деаератори для живильної води повинен пройти відповідну очистку.

На ТЕЦ з барабанними котлами використовуються хімічні методи обробки додаткової води і підживлювальної води тепломережі, такі як зм'якшення, видалення кремнію та знесолення.

Перед поступленням на ТЕЦ, проводиться процес видалення механічних домішок з води. Для ефективною очистки від колоїдних і грубодисперсних домішок застосовується метод коагуляції. В якості коагулянтів використовуються реагенти,

						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

такі як $Al_2(SO_4)$ чи $FeSO_4$ Хімічна обробка води ґрунтується на використанні методу іонного обміну.

За допомогою катіонітних установок здійснюється процес зм'якшення води, що ґрунтується на властивості деяких мінеральних і органічних речовин, які нерозчинні у воді, заміщувати свої обмінні катіони на катіони води під час фільтрування через шар катіоніту..

Основним методом зм'якшення додаткової води є комбіноване Н-На-катіонування, за якого застосовуються спеціальні катіонітні матеріали, що здатні видалити іони кальцію і магнію з води. Цей процес дозволяє значно знизити залишкову твердість води до рівня 10 мкг/кг.

Знесолення додаткової води здійснюється шляхом використання методів іонного обміну, і це досягається шляхом фільтрування води через послідовно розміщені Н-катіонітовий та ОН-аніонітовий фільтри. Цей процес дозволяє знизити загальний вміст солей в воді до рівня 50 - 100 мкг/кг. Для катіонітового фільтру використовуються речовини КУ-2 і сульфовугілля, а для аніонітового фільтру - АВ-17 і АІ-31.

Для підготовки води для випарників використовуються передочистка та катіонітові фільтри знесолюючої установки. Щодо підживлювальної води для закритих теплових мереж, вона очищається шляхом протиточного На-катіонування з передочисткою.

На ТЕЦ встановлюється один дренажний бак об'ємом 15 м³, який має два насоси, призначених для двох турбін.

На кожні чотири котлоагрегати встановлюють бак об'ємом від 40 до 60 м³ для зливу води. В цьому баку працює один насос.

На ТЕЦ передбачена спеціальна апаратура, включаючи насоси, трубопроводи та інші пристрої, для проведення передпускових і експлуатаційних водно-хімічних промивань. Також на ТЕЦ встановлюється пристрій для запобігання стояночній корозії котлоагрегатів, турбін, устаткування та трубопроводів. [5].

2.7 Охорона навколишнього середовища від викидів електростанції

Токсичні речовини, що викидаються в атмосферу з димарів ТЕЦ, мають вплив на всі аспекти живої природи. Значна частина шкідливих викидів, які потрапляють в атмосферу, становить приблизно 27%, що перевищує показники інших галузей промисловості. Забруднення атмосфери найбільшою мірою спричиняють процеси спалювання мінерального палива, особливо на теплових електростанціях.

Для різних токсичних речовин встановлено ГПК в повітрі, які відповідають стандартам якості повітря.

						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

При проектуванні електростанцій згідно з санітарними нормами передбачається встановлення санітарно-захисних зон між електростанцією та житловими районами, з метою захисту населення від шкідливих викидів. Довжина цих зон визначається залежно від кількості викидів, таких як оксиди сірки й азоту, а також враховує напрямок вітрів. Метою цього заходу є забезпечення того, щоб концентрація шкідливих речовин у повітрі не перевищувала допустимих норм, забезпечуючи захист здоров'я населення.

При будівництві ТЕЦ у районах з розвинутою промисловістю великих міст виникають додаткові труднощі у забезпеченні припустимих концентрацій забруднюючих речовин у повітрі. Це пояснюється тим, що фонові рівні цих забруднюючих речовин вже досить високі і наближаються до гранично припустимих значень.

Одним з основних способів зменшення забруднення атмосфери шкідливими речовинами, які викидаються через димові труби ТЕЦ, є поліпшення розсіювання димових газів. Цьому сприяють такі заходи, як зменшення кількості димових труб на ТЕЦ та збільшення їхньої висоти. Крім того, важливим є збільшення швидкості газів на виході з труби, що запобігає відхиленню потоку димових газів вниз.

Завдяки великій висоті димових труб, димові гази, які виводяться в високі шари атмосфери, продовжують поширюватися в цих шарах, що призводить до різкого зниження концентрації шкідливих речовин у нижньому шарі повітря.

Мета цього обчислення полягає визначенні концентрації шкідливих речовин на наземному рівні у районі будівництва та встановленні оптимальної висоти та кількості димових труб. [15].

2.7.1 Розрахунок витрати натурального палива:

$$\text{- для газу: } V_{\text{нат}}^{\text{газ}} = \frac{V^{\text{газ}} \cdot 29309}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \quad \text{тис.т/рік} \quad (2.35)$$

де- $V^{\text{газ}}$ -річна витрата палива енергетичними котлами, тис.т.у.п.;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ -нижча теплота згорання (для газу $Q_{\text{н}}^{\text{р}}=34330$ кДж/кг);

$$V_{\text{нат}}^{\text{газ}} = \frac{822.09 \cdot 29309}{34330} = 701.86 \text{тис.} \frac{\text{т}}{\text{рік}}$$

$$\text{- для мазута: } V_{\text{нат}}^{\text{маз}} = \frac{V^{\text{маз}} \cdot 29309}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \quad \text{тис.т/рік}, \quad (2.36)$$

де- $V^{\text{маз}}$ -річна витрата палива водонагрівальними котлами, тис.т.у.п.;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ -нижча теплота згорання (для мазута $Q_{\text{н}}^{\text{р}}=37800$ кДж/кг);

					99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

$$B_{\text{нат}}^{\text{маз}} = \frac{18.15 \cdot 29309}{37800} = 14.07 \text{ тис. т/рік}$$

2.7.2 Розрахунок концентрації оксидів азоту (для газу).

У процесі спалювання органічних палив утворюються різні оксиди азоту, такі як N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2 , N_2O_4 , N_2O_5 . З них найбільш стійким є NO_2 . Тому при розрахунку викидів оксидів азоту звичайно перераховують їх у викиди NO_2 для зручності та точності аналізу.

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

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot k \cdot B \cdot (Q_H)^P \cdot (1 - q_4/100) \cdot (1 - \varepsilon_1) \cdot (1 - \eta_{NO}(\tau_{no} \setminus \tau_{ka})) \cdot \beta_1 \beta_2 \beta_3 \varepsilon_2, \quad (2.37)$$

де k – враховує тип котла та його продуктивність;

$$k_1 = (12 \cdot D_{\phi}) / (200 + D_H) \text{ – для енергетичних котлів}, \quad (2.38)$$

$$k_2 = (2,5 \cdot Q_{\phi}) / (84 + Q_H) \text{ – для ПВК}, \quad (2.39)$$

D_{ϕ} , D_H – фактична і номінальна паропроductивність енергетичних котлів;

$$D_{\phi} = T_{\text{уст}} \cdot D_H / 8760 = 580 \cdot (n_{\text{котлів}} \cdot D_{\text{котла}}) / 8760 = 1070,21 \text{ т/год},$$

$T_{\text{уст}}$ – кількість годин використання електричної потужності ТЕЦ:

$$T_{\text{уст}} = 5800 \text{ год/рік},$$

B – витрати натурального палива, г/с:

$$B = 22701,88 \text{ г/с},$$

$(Q_H)^P$ – нижча теплота згорання на робочу масу,

$$(Q_H)^P = 34330 \text{ кДж/кг},$$

q_4 – втрати тепла з механічним недопалом, $q_4 = 2\%$,

ε_1 – коефіцієнт, що характеризує ефективність впливу рециркуляції димових газів,

					100
					Арк
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

r – степiнь рециркуляції димових газів у топку, $r=0\%$,

η_{NO} – ефективність установки для очищення димових газів від оксидів азоту,

τ_{NO} – час роботи азотоочистки,

$\tau_{ка}$ – час роботи котла,

В даний час азотоочистки в енергетиці України немає, отже вираз $\eta_{NO}(\tau_{NO} \setminus \tau_{ка})=0$,

β_1 – коефіцієнт, що враховує якість палива, для газоподібного палива $\beta_1=1$,

β_2 – коефіцієнт, що враховує конструкцію пальників. Для вихрових пальників $\beta_2=1$,

β_3 – коефіцієнт, що враховує вид шлаковидалення, $\beta_3=1,0$,

ε_2 – коефіцієнт, що враховує зниження викидів NO_x при багатоступінчатому спалюванні. Так як спалювання одноступінчатє, то $\varepsilon_2=1,0$.

Кількість викидів оксидів азоту енергетичних котлів:

$$k_1 = (12 \cdot 993,15) / (200 + (500 \cdot 3)) = 7,55,$$

$$M_{NO_2}^{ек} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 7,01 \cdot 22255,63 \cdot 34330 \cdot 1,588 \cdot 1,0 = 289,19 \text{ г/с.}$$

Кількість викидів оксидів азоту ПВК:

$$Q_{\phi} = T_{уст} \cdot Q_H / 8760 = 5800 \cdot (116,3 \cdot 3) / 8760 = 231,01 \text{ МВт,}$$

$$k_2 = (2,5 Q_{\phi}) / (84 + Q_H)$$

$$k_2 = (2,5 \cdot 231,01) / (84 + 116,3) = 2,88,$$

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot k \cdot B \cdot (Q_H)^p \cdot (1 - q_4 / 100) \cdot (1 - \varepsilon_1 r) (1 - \eta_{NO}(\tau_{no} \setminus \tau_{ка})) \beta_1 \beta_2 \beta_3 \varepsilon_2,$$

$$M_{NO}^{ПВК} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 2,88 \cdot 22255,63 \cdot 34330 \cdot 1,588 = 118,94 \text{ г/с.}$$

Сумарна кількість викидів оксидів азоту енергетичних котлів та ПВК:

$$M_{NO} = M_{NO}^{ек} + M_{NO}^{ПВК}, \quad (2.40)$$

$$M_{NO} = 289,19 + 118,94 = 408,13 \text{ г/с.}$$

					101
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

2.7.3 Розрахунок концентрації оксидів сірки (для мазута).

Кількість викидів оксидів сірки в грамах на секунду визначається шляхом розрахунку за допомогою відповідного рівняння.

$$M_{SO_2} = 0.02 \cdot B \cdot S^P \cdot (1 - \eta_{SO_2})(1 - \eta_{SO_2}^c \cdot \frac{\tau_c}{\tau_{ка}})(1 - \eta_{SO_2}^c), \quad (2.41)$$

де B - витрати натурального палива , г/с , $B= 446,25$ г/с,

Q_H^P - нижча теплота згорання на робочу масу, $Q_H^P=37800$ кДж/кг,

$$M_{SO_2} = 24,49 \text{ г/с}$$

2.7.4 Вибір кількості та розрахунок висоти димових труб.

Загальна характеристика димової труби

Димова труба, як висотна споруда, працює в надзвичайно вимогливих умовах. Вона піддається сильному впливу вітрового навантаження та власної ваги. Крім того, вона виконує функцію замикаючого елемента газоповітряного технологічного тракту ТЕЦ і піддається впливу агресивних нагрітих димових газів, які містять вологу, залишкову золу і, для більшості видів палива, оксиди сірки. Зокрема, найбільш небезпечним забруднюючим речовиною є оксид сірки SO_3 .

Для забезпечення надійності та тривалої роботи, сучасні конструкції димових труб складаються з двох основних елементів: оболонки, яка сприймає вітрові та вагові навантаження і передає їх на фундамент, і газовідвідного ствола, який витримує вплив агресивного середовища димових газів. Усі великі вітчизняні димові труби мають подібну конструкцію оболонки: це монолітний залізобетонний кільцевий ствол конічної форми, з товщиною стінки, яка зменшується від низу догори, і який опирається на фундамент з того ж матеріалу.

Газовідвідний ствол, який прилягає до внутрішньої поверхні оболонки, також має конічну форму. Для захисту від агресивних дій сіркового палива, використовується кислотостійка цегла для його виготовлення. Футеровка ствола проводиться ділянками висотою 10 м, і вона підтримується кільцевими виступами оболонки (консолями).

З метою підвищення надійності труби при роботі з агресивними газами, між оболонкою і футеровкою застосовується вентиляційний зазор товщиною 200-400 мм. Цей зазор використовується для постачання повітря, яке нагрівається в парових калориферах до температури 60-80 оС, за допомогою вентилятора.

Під час емісії через димові труби електростанцій до атмосфери потрапляють різні забруднюючі речовини, залежно від типу палива, яке використовується. При спалюванні природного газу утворюються оксиди азоту, а при спалюванні мазуту виділяються ванадієві сполуки, солі натрію, коксит і частки сажі, які збираються з поверхні нагрівання під час їх обдування.

У світлі цього, збереження чистоти повітряного басейну та поліпшення санітарно-гігієнічних умов у промислових містах і робочих селищах є важливою завданням, якому приділяється велика увага з точки зору економічного розвитку.

					102
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Висота димової труби визначається по рівнянню, м:

$$H = \sqrt{A \cdot F \cdot n \cdot m \cdot \left(\frac{M_{NO_2}}{\Gamma_{DK_{NO_2}}} + \frac{M_{SO_2}}{\Gamma_{DK_{SO_2}}} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V_T \cdot \Delta T}}} \quad (2.42)$$

де А – Коефіцієнт А, який становить 160, відображає вплив температурної стратифікації атмосфери в даному районі на умови вертикального і горизонтального розсіювання шкідливих речовин.

F-Коефіцієнт F, який дорівнює 1,0, є безрозмірним коефіцієнтом, що враховує швидкість осідання шкідливих речовин в атмосфері, зокрема для газоподібних речовин.

m,n – коефіцієнти, що враховують фактори, що впливають на процес виходу димових газів з джерела:

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{f} + 0.34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (2.43)$$

де f – параметр, що визначаємо по формулі :

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T}, \quad (2.44)$$

ω_0 – швидкість димових газів на зрізі димаря, м/с:

$$\omega_0 = 2.6 \cdot \sqrt{\frac{\Delta T \cdot D_0}{100 \cdot \lambda + 8 \cdot i}}, \quad (2.45)$$

де i – звуження труби, приймаємо i = 0,012 (в межах i = 0,01 - 0,015);

λ – коефіцієнт тертя, $\lambda = 0,05$;

D_0 – внутрішній діаметр устя димової труби, м²;

H – геометрична висота димової труби, м;

ΔT – різниця температур димових газів і навколишнього повітря, °С :

$$\Delta T = T_{\text{вих.г.}} - T_{\text{навк.пов}}, \quad (2.46)$$

					103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

де $T_{\text{вих.г.}}$ – температура димових газів на виході із котла, $T_{\text{вих.г.}} = 135 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

$T_{\text{навк.пов.}}$ – середня температура опівдні найбільш жаркого місяця,

$$T_{\text{навк.пов.}} = 23,7 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

V_{Γ} – об'ємні витрати димових газів, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi \cdot D_0}{4} w_0. \quad (2.47)$$

n – параметр, що визначається в залежності від величини:

$$U_n = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}{H}}. \quad (2.48)$$

ГДК – гранично допустима концентрація шкідливих викидів:

$$\text{ГДК}_{\text{NO}_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3, \quad \text{ГДК}_{\text{SO}_2} = 0,5 \text{ мг/м}^3.$$

Приймаємо в першому наближенні $h = 120 \text{ м}$, $D_0 = 6 \text{ м}$, $z = 1$ (число димарів).

$$\Delta T = 135 - 23,7 = 111,3 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$w_0 = 2,6 \cdot \sqrt{\frac{111,3 \cdot 6}{100 \cdot 0,05 + 8 \cdot 0,012}} = 19,43 \text{ м/с},$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 19,43 \cdot 6}{120^2 \cdot 111,3} = 1,41$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,41} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,41}} = 0,8543$$

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi \cdot 6^2}{4} \cdot 19,43 = 0,549 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$U_n = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{549,38 \cdot 111,3}{120}} = 5,19 \quad U_n = 5,19 > 2, \text{ тоді } n = 1.$$

Визначаємо висоту димової труби, м :

$$H = \sqrt{160 \cdot 2 \cdot 0,45 \cdot 1 \cdot \left(\frac{700}{0,085} + \frac{200}{0,5} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{549,38 \cdot 111,3}}} = 245 \text{ м}.$$

					104
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Задавали $H_0 = 120\text{м}$, а отримали $H_1 = 245\text{м}$, отже розрахунок для 2 димарів $z=2$

Далі перераховуємо з параметрами труби $H=245\text{м}$, $D_0=6\text{м}$:

$$w_0 = 2,6 \cdot \sqrt{\frac{87,3 \cdot 8,4}{100 \cdot 0,05 + 8 \cdot 0,012}} = 31,18,$$

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi \cdot 8,4^2 \cdot 31,18}{4} = 1727,5,$$

$$f = \frac{19,43^2 \cdot 6}{245^2 \cdot 111,3} * 10^3 = 0,339,$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,339} + 0,34 \sqrt[3]{0,339}} = 1,035,$$

$$U_H = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{549,38 \cdot 111,3}{245}} = 4,09, U_n = 4,09 > 2, \text{ тоді } n = 1,$$

$$H = \sqrt{160 \cdot 2 \cdot 0,45 \cdot 1 \cdot \left(\frac{700}{0,085} + \frac{200}{0,5}\right) \cdot \sqrt[3]{\frac{2}{549,38 \cdot 111,3}}} = 302,56\text{м}.$$

Похибка

$$\Delta H = \frac{302,56 - 245}{245} * 100 = 23,49 > 5\%$$

Отже , проведемо 3 перерахунок для $H=303\text{м}$, $D_0=6\text{м}$

$$f = \frac{19,43^2 \cdot 6}{303^2 \cdot 111,3} * 10^3 = 0,221,$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,221} + 0,34 \sqrt[3]{0,221}} = 1,08,$$

$$U_H = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{549,38 \cdot 111,3}{303}} = 3,81, U_n = 3,81 > 2, \text{ тоді } n = 1,$$

$$H = \sqrt{160 \cdot 2 \cdot 1,08 \cdot 1 \cdot \left(\frac{700}{0,085} + \frac{200}{0,5}\right) \cdot \sqrt[3]{\frac{2}{549,38 \cdot 111,3}}} = 310\text{м}.$$

					105
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

$$\Delta H = \frac{310 - 302,56}{302,56} * 100 = 2,14 < 5\%$$

Отже ,отримали 2 труби $H_1 = 150\text{м}, H_2 = 160\text{м}$

Для вищої труби H_2 проводимо наступні розрахунки.

ВИЗНАЧЕННЯ РОЗПОДІЛУ ПРИЗЕМНИХ КОНЦЕНТРАЦІЙ NO_x ТА ПОБУДОВА ВІДПОВІДНИХ ЕПЮР

Відстань від джерела забруднень до місця появи максимальної приземної концентрації C_m обчислюється по формулі

$$X_m = d * h$$

де: d – безрозмірний параметр, який обчислюється по формулі:

$$d = 7 \sqrt{V_M} (1 + 0,28 * \sqrt[3]{f}) = 7 \sqrt{3,81} (1 + 0,28 * \sqrt[3]{0,221}) = 15,97$$

Значення небезпечної швидкості вітру обчислюється по формулі

$$U = V_M (1 + 0,12 \sqrt{f}) = 3,81 (1 + 0,12 \sqrt{0,221}) = 4,024$$

$$X_m = 15,97 * 160 = 2556,239$$

Перевірка максимальної приземної концентрації:

$$C_m = \frac{A * M_{\text{nox}} * m * n}{h^2 * \sqrt[3]{V_2 * \Delta T}} = \frac{160 * 700 * 1,083 * 1}{160^2 * \sqrt[3]{549,38 * 111,3}} = 0,1203 \text{ Мг/м}^3$$

Таблиця 2.17 :Результати розрахунку димової труби

$H_{\text{тр}}$	D_0	W_0	V	X_m
160	6	19,43	4,024	2556,239

Приземна концентрація по осі факела на будь-якій відстані від джерела забруднень визначається по формулі:

$$C_x = S_1 * C_m$$

де S_1 – безрозмірний параметр, який визначається по формулах при $(X/X_m) \leq 1$; при $1 < (X/X_m) \leq 8$; при $(X/X_m) > 8$; C_m – максимальна приземна концентрація NO_x

$$S_1 = 3\left(\frac{X}{X_m}\right)^4 - 8\left(\frac{X}{X_m}\right)^3 + 6\left(\frac{X}{X_m}\right)^2$$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13\left(\frac{X}{X_m}\right) + 1}$$

$$S_1 = \frac{1}{3,18 * \left(\frac{X}{X_m}\right)^2 + 3,52\left(\frac{X}{X_m}\right) + 12}$$

Задаючись відстанню від джерела забруднення проводжу розрахунок приземної концентрації по осі факела, результати розрахунку наведені в таблиці 2. Значення приземних концентрацій в напрямку, нормальному до осі викидів розраховую для значення $X = X_m$, розрахунок проводиться по формулі

$$C_x = S_1 C_m$$

де S_2 – величина, яка визначається в залежності від швидкості вітру (U) та відносної координати (y/x) по формулі.

$$S_2 = \frac{1}{(1 + 8,4U\left(\frac{Y}{X_m}\right)^2)(1 + 28,2U^2\left(\frac{Y}{X_m}\right)^4)}$$

Задавшись рядом значень відстаней Y проводиться розрахунок за формулами, результати розрахунку наведені в таблиці 3

Графічне зображення розподілу концентрацій в просторі зображене на рис.1 та рис.2, по напрямку поширення димової хмари та в перпендикулярному до нього напрямку відповідно.

					107
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Таблиця 2.20–Величина приземної концентрації та параметра S1 в залежності від відстані від джерела забруднення

X	300	600	1000	1500	4940,27 9	8000	12000	25000	50000
S1	0,069 8	0,235 0	0,509 1	0,804 2	0,9011	0,803 3	0,701 7	0,002 8	0,0007
Cx	0,008 3	0,028 2	0,061 2	0,096 0	0,1086	0,096 6	0,084 4	0,000 3	8,421* 10 ⁻⁵
X/X m	0,117	0,234	0,391	0,586	1,932	3,128	4,694	9,779	19,559

$$C_x = S_1 C_m$$

$$\text{При } \frac{X}{X_m} \leq 1$$

$$S_1 = 3\left(\frac{X}{X_m}\right)^4 - 8\left(\frac{X}{X_m}\right)^3 + 6\left(\frac{X}{X_m}\right)^2$$

$$S_1 = 3(0,117)^4 - 8(0,117)^3 + 6(0,117)^2 = 0,0698$$

$$S_1 = 3(0,234)^4 - 8(0,234)^3 + 6(0,234)^2 = 0,2350$$

$$S_1 = 3(0,391)^4 - 8(0,391)^3 + 6(0,391)^2 = 0,0509$$

$$S_1 = 3(0,586)^4 - 8(0,586)^3 + 6(0,586)^2 = 0,8042$$

$$\text{При } 1 \leq \frac{X}{X_m} \leq 8$$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13\left(\frac{X}{X_m}\right) + 1}$$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13(1,932) + 1} = 0,9031$$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13(3,128) + 1} = 0,8033$$

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13(4,694) + 1} = 0,7017$$

$$\text{При } \frac{X}{X_m} \geq 8$$

$$S_1 = \frac{1}{3,18 * \left(\frac{X}{X_m}\right)^2 + 3,52\left(\frac{X}{X_m}\right) + 12}$$

$$S_1 = \frac{1}{3,18 * (9,779)^2 + 3,52(9,779) + 12} = 0,0028$$

$$S_1 = \frac{1}{3,18 * (19,559)^2 + 3,52(19,559) + 12} = 0,0008$$

Таблиця 2.21–Величина приземної концентрації в перпендикулярному напрямку до осі викидів та параметра S2 в залежності від відстані від максимуму концентрацій

y	900	800	300	200	100	0
S2	0,0126	0,0189	0,0973	0,1043	0,1062	0,1063
Cy	0,0015	0,0022	0,0117	0,0125	0,0127	0,0128
y/x	0,3520	0,3129	0,1173	0,0782	0,0391	0

$$S_2 = \frac{1}{(1 + 8,4U\left(\frac{Y}{X_m}\right)^2)(1 + 28,2U^2\left(\frac{Y}{X_m}\right)^4)}$$

$$C_y = S_2 C_m$$

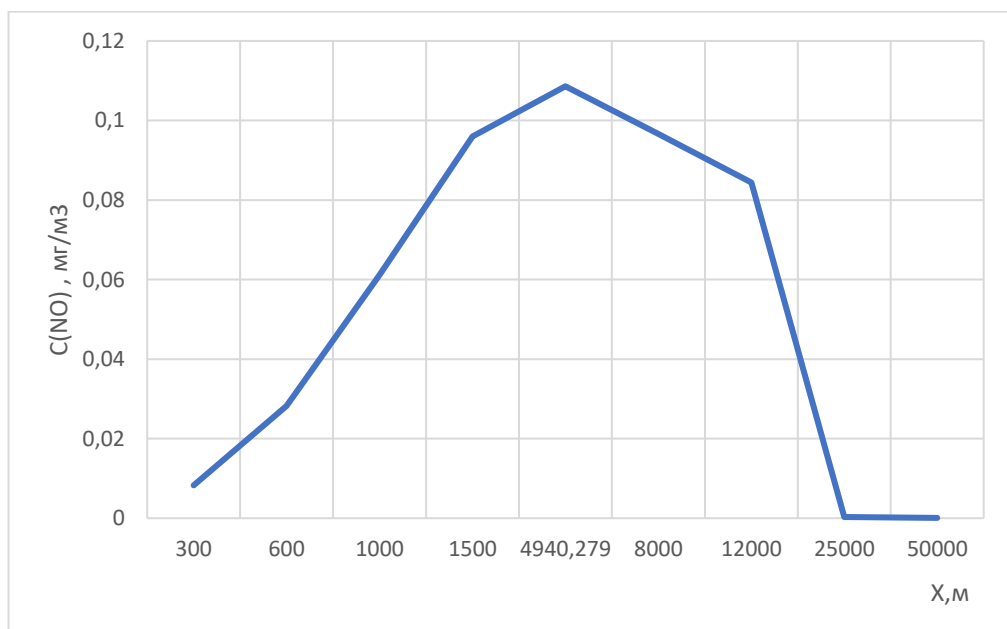


Рисунок 2.7 – Значення приземної концентрації по довжині поширення факела в залежності від відстані від джерела забруднення

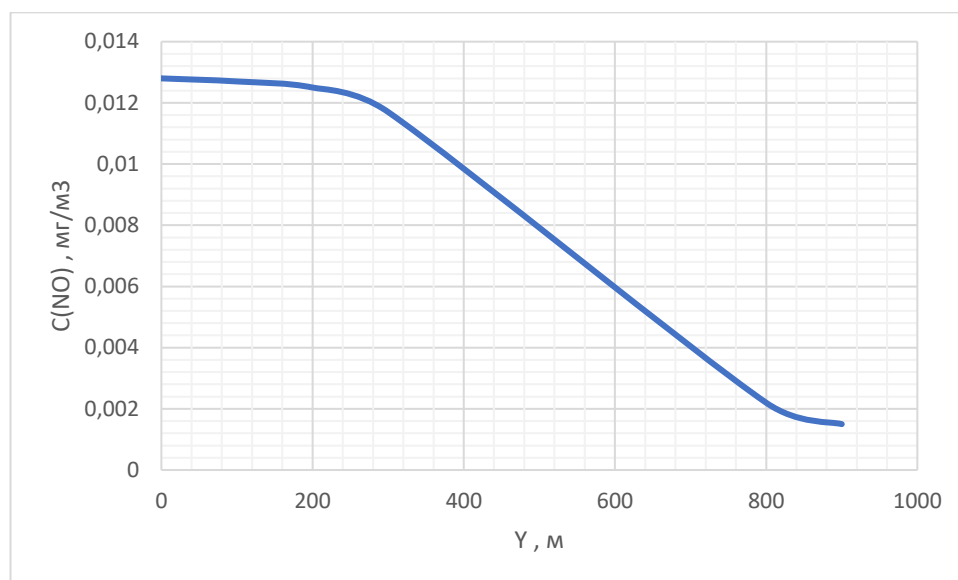


Рисунок 2.8 – Значення приземної концентрації в напрямку перпендикулярному до осі поширення факела в залежності від відстані від максимальної приземної концентрації

2.8 Генеральний план ТЕЦ

2.8.1 Вибір будівельного майданчика ТЕЦ

Місцезнаходження ТЕЦ у регіонах визначається з урахуванням планів народногосподарського розвитку, схем енергосистем і теплопостачання. Вибір площадки для електростанції здійснюється з метою максимальної наближеності до споживачів електричної та теплової енергії, а також до джерел палива і водопостачання. При цьому необхідно враховувати такі фактори, як рельєф місцевості, якість ґрунту і рівень ґрунтових вод, наявність транспортних комунікацій, таких як залізничні колії, автомобільні дороги і лінії електропередачі, а також наявність місцевих будівельних матеріалів та інших факторів, які можуть впливати на процес будівництва і експлуатації станції.

При виборі місця для будівництва ТЕЦ, намагаються віддавати перевагу місцям, які знаходяться найближче до теплових споживачів. Це обумовлено економічною доцільністю постачання пари і гарячої води на відносно невеликі відстані, в межах кількох кілометрів. При виборі площадок для будівництва ТЕЦ проводиться аналіз різних факторів, які включають, але не обмежуються:

1. Паливостачання.

У містах і промислових центрах, де загазованість і запиленість атмосфери є важливими факторами, для ТЕЦ використовуються газ та малосірністий мазут як паливо.

2. Водопостачання.

						110
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Для ТЕЦ використовується оборотна система водопостачання, яка включає в себе градирні з заповненням для компенсації втрат технічної води з прилеглих водойм. Зазвичай ця система функціонує протягом року з невеликим обсягом використання води.

3. Рельєф місцевості.

Площадка повинна мати рівну поверхню, яка не потребує значних робіт з планування, з невеликим нахилом, не більшим за 0,005-0,01, щоб забезпечити відведення поверхневої води.

4. Якість ґрунту.

Ґрунт на місці будівництва ТЕЦ повинен витримувати тиск від споруд не менше 0,2-0,25 МПа. У випадку слабких ґрунтів застосовуються пальові фундаменти або викладаються цілі залізобетонні плити. Площадка для ТЕЦ обирається на землях, які не містять цінних копалин і недостатньо придатних для сільського господарства. Площа площадки ТЕЦ повинна бути достатньою для розміщення всіх необхідних споруд і пристроїв (зазвичай від 40 до 80 гектарів).

При виборі майданчика та виконанні будівельних робіт враховуються специфічні умови, такі як постійна мерзлота ґрунту, можлива сейсмічність району та інші фактори.

5. Рівень ґрунтових вод.

Площадка повинна бути захищена від затоплення ґрунтовими та поверхневими водами. Рівень води повинен бути, наскільки це можливо, нижче рівня закладення підвалів будинків та підземних інженерних комунікацій. Крім того, ґрунтові води не повинні мати агресивний хімічний склад, що може спричинити корозію підземних частин будинків і споруд.

6. Додаткові вимоги.

При виборі майданчика для ТЕЦ намагаються віддавати перевагу розташуванню поблизу залізничних магістралей, автомобільних доріг, ліній електропередачі та житлових селищ. Це допомагає знизити витрати, спростити процес комплектування будівництва та забезпечити зручний доступ робочих кадрів під час експлуатації. Передбачається розташування житлового селища на вітровій стороні від основної виробничої площадки, щоб персонал ТЕЦ мав зручне житло.

Вибір площадки будівництва зроблений на підставі [1,2,5] .

						111
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

2.8.2 Генеральний план ТЕЦ

Генеральний план (генплан) електростанції - це план, що визначає розташування основних та допоміжних споруд електростанції на її основній виробничій площадці. Генплан є невід'ємною частиною ситуаційного плану електростанції і включає в себе розташування джерела та системи водопостачання, житлового селища, прокладення ліній електропередачі, з'єднання залізничних колій та автомобільних доріг та інші важливі елементи.

Для вибраної площадки під будівництво ТЕЦ розробляється план, який включає розташування всіх необхідних будинків та споруд. Цей документ, який називається генеральним планом, включає наступні розділи та назви об'єктів:

А. Споруди і будівлі, що використовуються для основної виробничої діяльності:

1. Основний комплекс будівель з прилеглими територіями для розміщення димососів та інших об'єктів;
2. Вентиляційні та димові труби;
3. Об'єкти паливного господарства, такі як мазутонасосна станція, газорозподільна станція тощо;
4. Розподільні системи відкритого типу;
5. Контрольний пункт керування;
6. Спорудження для технічного водопостачання, включаючи градирні та інші об'єкти;
7. Система обробки хімічно забруднених вод;
8. Будинки ремонтного цеху та майстерень.

Б. Підсобні виробничі об'єкти:

1. Комплекс адміністративних будівель, які об'єднані та використовуються для допоміжних потреб;
2. Складські приміщення для зберігання матеріалів, включаючи окремий склад для масла та інших речовин;
3. Будинки, що містять ацетиленову, кисневу та компресорну станції;
4. Залізничні та автомобільні з'їзди шляхи.

В. Допоміжні об'єкти:

1. Комплекс будівель, який включає локомотивне депо, гараж та пожежне депо;
2. Споруди для водоочищення, такі як відстійники, біологічні фільтри та інші;
3. Будівля їдальні;
4. Вхідна або Прохідна.

Тип станції, теплова схема, вид палива, а також система водопостачання впливають на перелік та кількість об'єктів, що включаються до генплану.

						112
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Процес складання генплану розпочинається з розташування головного корпусу, яке визначає місцеположення та компоновання інших об'єктів. При використанні оборотної системи водопостачання з градирнями, орієнтація головного корпусу визначається з урахуванням легкості прокладання ліній електропередачі, залізничних колій та природних умов площадки, зокрема напрямку домінуючих вітрів.

Градирні розташовуються з урахуванням напрямку вітру, що дме з підвітряної сторони відкритих розподільних пристроїв та ліній електропередач. Це зроблено для того, щоб уникнути осідання вологи на ізоляторах та утруднення електричного струму, а також для запобігання замерзанню та обриву проводів взимку. Зазвичай градирні розміщуються з боку постійного торця головного будинку, а орієнтація головного будинку обирається так, щоб постійний торець також був з підвітряної сторони.

Між головним корпусом, градирнями та відкритими розподільними пристроями слід зберігати відстань не менше 100 метрів.

Відкритий розподільний пристрій розташовується з боку турбінного відділення. Вибір місця впливає на два основні фактори: забезпечення найкоротшої довжини електричних проводів для генераторної напруги та зручність трасування повітряних ліній електропередач.

Головний корпус електростанції зазвичай має вхід і прохідну з боку його постійної торцевої стіни. Це забезпечує доступ до території ТЕЦ. З боку постійного торця головного корпусу розташовується об'єднаний допоміжний і службовий корпус. Він з'єднаний з головним корпусом закритою перехідною галереєю, яка використовується персоналом для основного обслуговування агрегатів ТЕЦ і теплових щитів керування (зазвичай 8-12 метрів у ширину). Зовнішня стіна машинного залу є фасадною стіною головного будинку.

В генплані передбачаються необхідні пожежні розриви і проїзди між будинками, спорудами та установками. При розміщенні паливоподачі і паливного господарства дотримуються вимог, що вони повинні бути розташовані з боку котельного відділення, з відстанню не менше 200-250 метрів від головного корпусу.

Градирні розташовуються з боку постійної торцевої стіни головного корпусу. Циркуляційні насоси для охолодження води зазвичай встановлюються в машинному залі, по два насоси для кожного турбоагрегату, іноді вони розташовуються в центральній насосній станції між градирнями і головним корпусом. Особливості генплану ТЕЦ включають наступні аспекти: наявність відкритого електричного розподільного пристрою для генераторної напруги, можливість передачі електроенергії як повітряними лініями електропередачі високої напруги з відкритого розподільного пристрою, так і підземними електричними кабелями

						113
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

генераторної напруги, використання системи оборотного водопостачання з градирнями та теплопроводами для постачання тепла споживачам.

Генплан складений на підставі [1,2,5].

Основні характеристики генерального плану

Коефіцієнт забудови $F_{\text{заб}}$:

$$F_{\text{заб}} = (F_{\text{буд}} / F_{\text{огор}}) * 100 \% , \quad (2.49)$$

де $F_{\text{буд}}$ – площа, займана будинками, м^2 ,

$F_{\text{огор}}$ – площа в огорожі, м^2 .

$$F_{\text{заб}} = (39300 / 187200) * 100\% = 21 \%.$$

$$F_{\text{заб}} = 21 \%$$

Коефіцієнт використання території $F_{\text{в.т.}}$:

$$K_{\text{в.т.}} = (F_{\text{будів.}} / F_{\text{огор}}) * 100 \% , \quad (2.50)$$

де $F_{\text{будів.}}$ – площа, займана всіма спорудженнями, м^2 ,

$F_{\text{огор}}$ – площа в огорожі, м^2 .

$$K_{\text{в.т.}} = (89850 / 187200) * 100 \% = 48 \%.$$

$$K_{\text{в.т.}} = 48 \%$$

Питома площа в огорожі $f_{\text{пит}}$:

$$f_{\text{пит}} = F_{\text{огор}} / N_{\text{Е}} \text{ га}/100 \text{ МВт}, \quad (2.51)$$

де $F_{\text{огор}}$ – площа в огорожі, га,

$N_{\text{Е}}$ – електрична потужність станції, у сотнях МВт.

$$f_{\text{огр}} = 18,7 / 5 = 3,74 \text{ га}/100 \text{ МВт}.$$

$$f_{\text{пит}} = 3,74 \text{ га}/100 \text{ МВт}$$

					114
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

3. Охорона праці

Право на здоров'я та безпечні умови праці є невід'ємним правом кожної людини незалежно від країни, в якій вони проживають. Згідно зі статистикою Міжнародної організації праці, щорічно по всьому світу фіксується близько 15 мільйонів виробничих травм, і кожні три хвилини через ці травми життя втрачає один працівник.

У нашій країні проводяться суспільно-політичні та соціально-економічні реформи, проте їх ефективна реалізація неможлива без кардинальних змін у сфері охорони праці. Безпечні умови праці мають таку ж вагомість для людини, як і такі суспільні потреби, як харчування, житло, одяг, лікування та екологічно чисте середовище.

Проблема створення безпечних та нешкідливих умов праці існує в Україні вже протягом тривалого часу, що підтверджується статистикою нещасних випадків: 15-20 років тому щорічно загинуло близько 4 тисяч людей на виробництві, що на 1,6 рази більше, ніж зараз. Замовчування цієї гіркої правди через секретність, яка панувала в системі, спричиняло безтурботність та небажання тих, від кого залежало вирішення цієї проблеми, що відвертало громадськість від необхідності виступати на захист професійної безпеки.

У наші дні ймовірність травматизму та професійних захворювань у нашій країні є 5-8 разів вищою, ніж у інших розвинутих промислових країнах Європейського Союзу. Ситуація з охороною праці залишається незадовільною. Проблема виробничого травматизму є надзвичайно актуальною, оскільки щорічно на робочому місці травмуються близько 50 тисяч осіб, з яких 1,5 тисячі загинуть, а понад 3,5 тисячі отримають професійні захворювання. Це призводить до втрати 2,5-3 мільйонів людино-днів через непрацездатність, а середня тривалість непрацездатності через кожну травму досягла 25,1 людино-днів.

Охорона праці представляє собою систему законодавчих, соціально-економічних, технічних, санітарно-гігієнічних та організаційних заходів, які спрямовані на забезпечення безпеки, збереження здоров'я та працездатності людини під час виконання праці.

В Україні охорона праці закріплена та регулюється Конституцією України та Законом України "Про охорону праці". 14 жовтня 1992 року, Україна, першою серед країн СНД, прийняла Закон "Про охорону праці" Верховною Радою. Цей закон, а також "Кодекс законів про працю України", є основною законодавчою основою охорони праці. Державні міжгалузеві та галузеві нормативні акти з охорони праці, такі як стандарти, правила, норми, положення, статuti, інструкції та інші документи, що мають юридичну силу, доповнюють цю основу і є обов'язковими для всіх установ і працівників України.

						115
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Роботи, пов'язані з експлуатацією теплоенергетичних установок, є особливо відповідальними, оскільки вони супроводжуються значною кількістю можливих небезпек для працівників: опіки, електричні удари, отруєння шкідливими речовинами, пожежі та вибухи тощо. Саме тому ці роботи потребують високої уваги і обережності. Охорона праці на теплових електростанціях передусім спрямована на запобігання виробничому травматизму та професійним захворюванням і створення комфортних та безпечних умов праці. Усі роботи повинні виконуватися відповідно до існуючих правил безпеки.

У цьому розділі дипломного проекту запропоновані необхідні технічні рішення та організаційні заходи щодо:

- Забезпечення безпечної експлуатації газорозподільних пунктів та системи газопостачання котла.
- Електробезпеки.
- Гігієни праці та виробничої санітарії.
- Пожежної безпеки та профілактики.

3.1. Технічні рішення та організаційні заходи щодо забезпечення безпечної експлуатації ГРП та системи газопостачання котла.

Забезпечення безпечної експлуатації ГРП та системи газопостачання котла потребує проведення постійного виробничого контролю для забезпечення безпечної експлуатації об'єктів газового господарства відповідно до діючих Правил організації і здійснення виробничого контролю щодо дотримання вимог промислової безпеки на виробничому об'єкті .

Технічні рішення для забезпечення безпечної експлуатації ГРП включають:

Використання обладнання, яке має вибухобезпечне виконання, таке як електроприводи виконавчих механізмів, сигналізатори загазованості СТМ-30-01, датчики температури ТСМУ, датчики тиску Метран, з'єднувальні коробки КСВ. Встановлення системи автоматичного контролю і захисту, яка спрацьовує при відхиленні від заданих параметрів.

Використання сталевих арматур І класу герметичності на газопроводах.

Застосування автоматизованого обладнання, яке не потребує постійної присутності обслуговуючого персоналу.

Обладнання приміщень ГРП сигналізаторами загазованості СТМ-30-01.

Захист підземних комунікацій від статичної електрики за допомогою перетворювача типу В-ОПЕ-М-42-24 для вимірювання струму і напруги системи катодного захисту та потенціалу.

Використання теплової і звукопоглинаючої ізоляції для трубопроводів. Технічні рішення для безпечної експлуатації системи газопостачання котла:

- Герметизація всіх трубопроводів і обладнання технологічного процесу.

						116
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

- Блокування обладнання і сигналізація при відхиленні від нормальних умов експлуатації.
- Автоматизація технологічних процесів.
- Встановлення запірних органів з дистанційним електричним і ручним керуванням на газопроводах (перший біля магістралі, другий біля форсунки), а також фланцевих з'єднань з заглушкою і струмопровідною перемичкою.
- Застосування продувочних свічок та штуцерів з запірними органами і заглушками для продувки газопроводів.
- Виведення продувочних свічок вище даху на 1 метр.
- Живлення запірних клапанів від двох незалежних джерел змінного струму.
- Заземлення газопроводів.
- Встановлення струмопровідних перемичок на фланцевих з'єднаннях.

3.2. Електробезпека.

Основні нормативні документи, що регламентують вимоги з електробезпеки, це ПУЕ-2017, НПАОП 40.1-1.21-98, НПАОП 40.1-1.01-97, НПАОП-40.1-1.32-01, ДСТУ 7237:2011 та Технічний регламент з безпеки низьковольтного електричного обладнання (постанова Каб. Міністрів України №1149 від 23.10.2009 р.).

На мазутогосподарстві використовуються різні типи електроустановок з різними напругами, які вимагають спеціальних заходів безпеки.

Електроспоживачі на напругу 380/220В живляться від мережі з глухо- заземленою нейтраллю, а електродвигуни на напругу 6,3 кВ (основні мазутні помпи) живляться від мережі з ізольованою нейтраллю.

Мазутопомповня відноситься до 3 категорії приміщень щодо небезпеки електротравматизму, оскільки присутні два фактори підвищеної небезпеки: струмопровідна підлога і можливість одночасного дотику до корпусу електроспоживачів і металоконструкції, що контактує з землею.

Використовуване електротехнічне обладнання, апаратура, кабелі і проводи, розподільчі пристрої відповідають необхідним вимогам і номінальним параметрам, як при нормальних режимах роботи, так і при випадку короткого замикання, перенапруги або перевантаження.

Проектом передбачено застосування наступних технічних рішень щодо запобігання електротравматизму.

Попередження електротравм від контакту зі струмовідними елементами обладнання забезпечується шляхом дистанційного керування технологічними механізмами з ЩК та наявністю вимикачів для аварійного відключення.

						117
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Струмоведачі частини ЕУ електрообладнання знаходяться у недоступних місцях, застосована схована електропроводка, розміщення електрокабелів у спеціальних жолобах.

Розподільні щити мають закрите виконання і виконані у металевих шафах, а клемні колодки забезпечені спеціальними захисними щитками.

Всі електродвигуни мають короткозамкнені ротори.

Пускова апаратура електродвигунів розташована поза приміщенням мазутопомповні.

Застосовується мала (знижена) напруга для живлення існуючих систем освітлення, наприклад, аварійне освітлення використовує напругу 220 В, система місцевого освітлення працює на напрузі 42 В, а переносне освітлення використовує напругу 12 В.

Світильники розташовуються на висоті не менше 2,5 метра над робочими місцями.

Для забезпечення безпечної роботи і збереження обладнання передбачені заходи блокування допоміжного обладнання, що запобігають відкриттю комутаційної апаратури без відключення джерела живлення.

Штепсельні розетки (і відповідні вилки) з напругою 12 і 42 В несумісні з розетками (вилками) 220 В.

Струмоведачі частини обладнання ізолюються за допомогою поліхлорвінілової та іншої ізоляції з опором не менше 1 кОм/В.

Здійснюється постійний контроль за станом робочої ізоляції.

Забезпечується орієнтація для обслуговуючого персоналу за допомогою відповідних знаків і міток. Всі струмоведачі частини обладнання огорожені і позначені плакатами ("Стій! Напруга!", "Не включати – працюють люди").

3.2.1. Технічні рішення та організаційні заходи для запобігання електротравматизму при аварійних режимах роботи електроустановок

Застосовані наступні технічні рішення та організаційні заходи для запобігання електротравмам при аварійних режимах роботи електроустановок:

Використання захисного заземлення типу ІТ в мережах з ізолюованою нейтраллю для зниження напруги дотику і кроку до безпечних значень при замиканні фази на корпус (електродвигуни основних мазутних pomp 8НД-10х5). Це досягається шляхом зниження потенціалу заземленого обладнання та вирівнювання потенціалів, включаючи підвищення потенціалу основи до потенціалу заземленого обладнання. Заземлювальні пристрої представлені металевими стовпами.

						118
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Використання захисного заземлення типу TN в трьохфазних чотирьох-провідних мережах з напругою до 1000 В із глухозаземленою нейтраллю для перетворення пробною фази на корпус в однофазне коротке замикання з метою отримання необхідної величини струму КЗ для надійного спрацювання системи максимального струмового захисту і відключення пошкодженої електроустановки від електромережі (електродвигуни пускових pomp 5Н-5х4, електродвигуни pomp першого підйому 10НД-6х1). У якості провідників захисного заземлення використовуються PEN-провідники.

3.2.2. Електрозахисні засоби

При обслуговуванні оперативним персоналом електроустановок, які перебувають під напругою (якщо відключення неможливе), використовуються наступні засоби захисту від електричного струму:

- Колективні засоби захисту, такі як екрани, переносні заземлення, огорожі.
- Індивідуальні засоби захисту, включаючи діелектричні рукавички, боти, підставки, килимки, монтерський інструмент з ізольованими ручками, оперативні та струмовимірювальні кліщі, штанги.

3.3 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії

3.3.1 Мікроклімат робочої зони

Відповідно до нормативів ДСН 3.3.6.042-99 "Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень", мікроклімат виробничих приміщень регулюється за допомогою таких параметрів:

- Температура повітря (t , °C)
- Відносна вологість повітря (W , %)
- Швидкість повітря в приміщенні (V , м/с)
- Інтенсивність теплових випромінювань (W/m^2)

Оптимальні (допустимі) значення цих параметрів для категорії робіт Пб (роботи середньої важкості, з енерговитратами 201-250 ккал/год, пов'язані з ходьбою, переміщенням та перенесенням вантажів вагою до 10 кг і супроводжуються помірним фізичним напруженням) і різних сезонів наведені в таблиці 3.1 "Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень" ДСН 3.3.6.042-99.

						119
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Таблиця 3.1–Параметри мікроклімату

Період року	Температура, °С					Відносна вологість, %		Швидкість руху, м/с	
	Оптимальна	Допустима				Оптимальна	Допустима на робочих місцях постійних і непостійних, не більше	Оптимальна, не більше	Допустима на робочих місцях постійних і непостійних, не більше
		Верхня границя		Нижня границя					
		На робочих місцях							
Постійних	Непостійних	Постійних	Непостійних						
Холодний	17-19	21	23	15	13	40-60	75	0,2	0,4
Теплий	20-22	27	29	16	15	40-60	70 (при 25°С)	0,3	0,2...0,5

Для досягнення відповідності нормативним параметрам мікроклімату, проект передбачає такі заходи:

- В приміщеннях щита керування та побутових приміщеннях встановлена система водяного опалення.
- Для гарячого водопостачання встановлено швидкісний водяний підігрівач.
- Системи опалення будуть монтуватися з водогазопровідних труб $D < 50$ мм відповідно до ГОСТ 3262-75 та сталених електрозварювальних труб $D > 50$ мм відповідно до ГОСТ 10705-91.
- Для видалення повітря з систем опалення та теплозабезпечення будуть використовуватись повітровипускні крани та повітрозбірники, розташовані у вищих точках систем.
- Трубопроводи системи теплопостачання та транзитні трубопроводи системи опалення будуть ізольовані.
- Будуть застосовані кондиціонування та додаткове екранування виробничих приміщень.
- Шляхом удосконалення обладнання та технологічних процесів буде зменшено виділення тепла і вологи.
- У службових і побутових приміщеннях, а також в мазутопомповній ПТЦ будуть встановлені приточні і витяжні вентиляційні установки, що забезпечать нормальні умови праці для виробничого персоналу цеху.

						120
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

- Крім примусової вентиляції, в приміщеннях мазутопомповні, РУВП та туалетах будуть встановлені пристрої для природної вентиляції, такі як дефлектори.
- Склад повітря робочої зони

Атмосфера, яка оточує нас, є найсуттєвішим елементом для забезпечення нашого життя. За рекомендаціями Співки німецьких інженерів (VDI), чисте повітря має наступний хімічний склад:

Таблиця 3.2–Хімічний склад чистого повітря

Компонент	N2	O2	Ar	CO2	Kr	Ne	Xe
Вміст,% (об.)	78,10	20,93	0,93	0,03...0,04	0,0001	0,0005	0,00001

Норми щодо забруднення повітря на робочій зоні визначаються через гранично допустимі концентрації (ГДК) у міліграмах на кубічний метр . У контексті розглянутої проектної обстановки, можливими джерелами забруднення повітря є мазутні пари, що виділяються під час зливу, підігріву та транспортування мазуту.

Для забезпечення відповідного складу повітря робочої зони, проект передбачає такі рішення:

- Постійна робота витяжних систем, які обслуговують машинний зал мазутопомповні, з метою запобігання утворенню вибухонебезпечних концентрацій мазутних парів у мазутопомповні.
- Природна вентиляція приміщення, яка здійснюється за рахунок різниці температур всередині та зовні приміщення.
- У випадку аварії необхідно забезпечити співробітників індивідуальними засобами захисту, такими як фільтруючі протигази (марки В) та фільтруючі саморятівники (СПП-2), для захисту дихальних органів від оксиду вуглецю, що утворюється під час пожеж і вибухів газу. Також використовуються ізолюючі засоби захисту, такі як дихальні апарати (АСМ), регенеруючі респіратори (РКК-2) для працівників, які займаються ліквідацією аварій, а також саморятівники (ШС-5 і ШС-7).
- Регулярний контроль складу повітря.
- Розвантаження мазуту здійснюється на спеціально обладнаній відкритій естакаді.
- Підігрів мазуту відбувається у мазутних підігрівниках, які розташовані поза межами мазутопомповні.

						121
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

3.4. Виробниче освітлення

3.4.1 Природне освітлення

Згідно зі стандартом [30], нормування рівня природного освітлення здійснюється за допомогою коефіцієнту природного освітлення (КПО), або e , що визначається :

$$\text{КПО} = e = \frac{E_{\text{ВН}}}{E_{\text{ЗОВН}}} \cdot 100$$

Де $E_{\text{ВН}}$ - внутрішня природна освітленість в місці, що розглядається, лк;

$E_{\text{ЗОВН}}$ - природна зовнішня освітленість дифузійним світлом всього небосхилу, вимірюється одночасно з $E_{\text{ВН}}$, лк;

Для умов, які розглядаються в проекті (розряд зорових робіт - IV), система природного освітлення - комбінована, нормативне значення складає 1,5 %.

3.4.2. Штучне освітлення

Нормативне значення освітленості E , вимірюване в люксах (лк), регламентується для умов, що розглядаються в проекті, згідно з розрядом робіт - IV, підрозрядом робіт в, системою освітлення - загальною та типом джерела освітлення - лампи розжарення та газорозрядні лампи, і складає 300 лк.

Для забезпечення зазначеного значення E передбачено наступні заходи:

- Установка систем робочого, аварійного та евакуаційного освітлення.
- Аварійне освітлення живиться від джерела змінного струму. У разі відсутності такого струму воно автоматично переключається на живлення від постійного струму 220 В, що постачається з акумуляторної батареї.
- Використання газорозрядних ламп типу ДРЛ та ламп розжарення 220 В як джерел освітлення. Лампи розжарення також використовуються в коридорах, на сходах та на площадках обслуговування, якщо світильник знаходиться на висоті понад 2,5 метра від підлоги.
- Установка люмінесцентних ламп у приміщеннях, де постійно перебуває персонал.
- Для освітлення головних доріг на станції використовуються ксенонові лампи.

3.5 Виробничий шум та вібрації

Відповідно до Державних санітарних норм 3.3.6.037-99 "Санітарні норми виробничого шуму, інфра- та ультразвуку", регламентуються припустимі значення рівня звукового тиску.

$$L = 20 \cdot \lg P_1 / P_0$$

					122
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

(P_1 - середньоквадратичне значення звукового тиску, Па за період часу, що розглядається, P_0 - значення звукового тиску на нижньому порозі чуттєвості в октавній смузі з середньгеометричною частотою 1000 Гц) визначаються відповідно до частоти, характеру робіт і характеру шуму. Можна викростовувати нормування за граничними спектрами (ГС) або встановлювати максимально допустимі рівні звуку, які виражені у децибелах

$$L\alpha = 20 \cdot \lg P_A/P_0, \text{ дБА}$$

(P_A - середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції А шумоміра) в залежності від характеру робіт і характеру шуму)

За проектом рівні звуку не можуть перевищувати 80 дБА. Детальніше дивіться таблицю 3.2 для додаткової інформації.

Таблиця 3.3–Допустимі рівні звуку (дБА) та звукового тиску (дБ)

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску. Віддалення (дБ) в стандартних октавних смугах з середньгеометричними частотами									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
ЩК	96	83	94	68	63	60	57	55	54	65
Постійні робочі місця в цеху	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80
Приміщення керування і робочі кімнати	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60

Умови проекту вказують, що джерелами шуму є парові турбіни, котли, компресори, помпи та трубопроводи. З метою дотримання допустимих параметрів шуму (поліпшення звукового клімату) у виробничих приміщеннях, передбаченні такі заходи:

- Всі помпи та їх приводи встановлені на окремих фундаментах з вібропоглинаючими матеріалами.
- У повітропроводах встановлені фіксовані направляючі пристрої.
- Приєднання трубопроводів до колекторів здійснюється за допомогою віброізолюючих прокладок у фланцях.

- У компресорній шум перевищує допустимі норми, тому постійний черговий персонал не розташовується там. На таке приміщення накладаються спеціальні знаки безпеки.
- Робоче місце чергового персоналу, яке постійно знаходиться у шумному середовищі, обладнане шумоізолюючим покриттям.
- Черговому персоналу надаються антифони типу ВДНІ ОТ-2 для захисту від шуму.
- Під час ремонтних робіт захист від шуму забезпечується встановленням звукопоглинаючих екранів.

3.6. Виробнича вібрація

Нормування вібрації здійснюється шляхом встановлення допустимих значень віброшвидкості (у метрах на секунду) або віброприскорення (у метрах на квадратну секунду), або логарифмічного рівняння віброшвидкості,

$$L = 20 \cdot \lg V_1/V_0, \text{ дБ}$$

(V_1 - середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с; $V_0 = 5 \cdot 10^{-8}$ м/с - початкове значення віброшвидкості) в залежності від частоти коливань, їх виду, напрямку, часу дії.

Джерелами вібрації в умовах, що розглядаються в проекті, можуть бути парові турбіни, котли, компресори, помпи і трубопроводи. У таблиці 3.3 наведені можливі параметри вібрації, враховуючи віброхарактеристики обладнання. З метою забезпечення безпечних умов роботи, допустимі параметри вібрації не повинні перевищувати наступних значень:

- Віброшвидкість: не більше 0,0013 метрів на секунду;
- Віброприскорення: не більше 0,4 метра на квадратну секунду;
- Рівень віброшвидкості: не вище 94 децибелів.

					124
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Таблиця 3.4—Можливі параметри вібрації, виходячи з вібраційних характеристик обладнання

Обладнання	Середньо-геометричні частоти полос	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
Помпи	50	0,42	0,9	62	69	0,15	0,24	92	94
Трубо-проводи	16-32	0,3	0,5	53	64	0,1	0,23	90	95
Компресори	52	0,44	0,95	64	71	0,20	0,26	94	96

Для зниження вібрації в проекті передбачено наступні заходи:

- У фундаменті турбіни та компресора встановлені деформаційні шви з метою зниження загальних рівнів вібрації.
- Застосування вібробезпечного обладнання.
- Балансування обертаючих вузлів за допомогою балансувальних вантажів і, де можливо, заміна підшипників ковзання на підшипники качання.
- Використання еластичних прокладок, вставок та компенсаторів, які зменшують передачу вібрації по шляху поширення.
- Облицьовування підлоги матеріалами, що мають віброгасячі властивості.
- Встановлення pomp і компресорів на вібропоглинаючі основи.
- Використання індивідуальних засобів захисту, таких як віброгасяче взуття та перчатки з амортизаційними прокладками.

3.7 Виробничі випромінювання

В процесі експлуатації енергетичного обладнання, зокрема турбінного та котельного відділень, персонал може бути підданий наступним видам виробничих випромінювань:

- Інфрачервоне випромінювання, яке виникає під час роботи тепломеханічного обладнання.
- Ультрафіолетове випромінювання, яке може виникати під час зварювальних робіт.

Таблиця 3.5–Класифікація умов праці в залежності від інтенсивності інфрачервоного та ультрафіолетового випромінювань

Умови праці	Характеристики робіт за ступінню опромінювання	
	Інфрачервоного	Ультрафіолетового
Нормальні	Опромінення до 0,5 кал/см ² мін в північному і середньому кліматичних поясах та до 1 кал/см ² мін в південному кліматичному поясі	Процеси, при яких працюючі піддаються неактивному у/ф опроміненню (довжина хвилі 0,38-0,32 мк)- невелике випромінювання
Несприятливі	Опромінення до 7 кал/см ² мін незалежно від кліматичного пояса	Процеси, при яких працюючі піддаються активному у/ф опроміненню (довжина хвилі < 0.32 мк) при наявності неповного захисту (щитки і т.д.)
Особливо несприятливі	Опромінення більше 7-8 кал/см ² мін незалежно від клімату	Процеси, при яких працюючі піддаються активному у/ф опроміненню (< 32 мкм) при відсутності захисту

Для інфрачервоного опромінення встановлюються норми для таких параметрів:

- Інтенсивність теплового випромінювання від поверхонь нагрітого тепломеханічного обладнання та освітлювальних пристроїв.
- Інсоляція на постійних робочих місцях, залежно від опромінюваної поверхні тіла працівника та категорії виконуваних робіт, а також тривалості впливу опромінення.
- Інтенсивність теплового опромінення, що випромінюється нагрітими поверхнями технологічного обладнання, освітлювальними приладами та сонячною радіацією на постійних і тимчасових робочих місцях, не повинна перевищувати наступні значення:
- Для опромінення 50% поверхні тіла і більше: 35 Вт/м².

						126
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

- Для опромінення від 25% до 50% поверхні тіла: 70 Вт/м².
- Для опромінення не більше 25% поверхні тіла: 100 Вт/м².

Заходи для запобігання шкідливому впливу випромінювання на працівників на теплових електростанціях включають:

- Обмеження температури нагрітих поверхонь трубопроводів та обладнання до максимальних значень 55-45 °С за допомогою теплоізоляції.
- Використання автоматизації технологічних процесів та дистанційного керування обладнанням, що дозволяє персоналу працювати в безпечних зонах поза зоною випромінювання.
- Використання спецодягу та рукавиць під час термінових ремонтних робіт на неоохолоджених агрегатах.
- Екранування робочих зон від випромінювання за необхідності.
- Забезпечення ефективної вентиляції та кондиціонування повітря для зменшення шкідливого впливу випромінювання. Повітря забирається зовні взимку та з верхньої частини котельного відділення влітку.
- Встановлення автоматів з газованою водою з додаванням солі для підтримання нормального сольового балансу в організмі працівників.
- Використання засобів індивідуального захисту, таких як щитки, маски, ширми, від ультрафіолетового випромінювання. У разі можливості, зварювальні роботи проводяться на спеціальних зварювальних ділянках з відведеними зварювальними постами

3.9 Пожежна безпека

На ТЕЦ існують значні ризики виникнення пожежі, що пов'язано із значними запасами палива, різноманітними маслами у системах, змазками, кабельним господарством, великою кількістю електроприймачів з різною потужністю для власних потреб, а також високими температурами теплоносія та іншими факторами. Однією з можливих причин пожежі на електростанції є самозаймання матеріалів і речовин або аварія енергетичного обладнання.

Тому всі будівлі та споруди на ТЕЦ спроектовані згідно з вимогами Державних будівельних норм ДБН В.1.1.7-2016 "Пожежна безпека об'єктів будівництва".

На станції використовуються різноманітні матеріали і речовини, які є потенційно небезпечними з пожежного погляду. Вони визначають категорію приміщень та клас робочих зон згідно з вибухопожежною безпекою

- природний газ: група горючості ГТ, $t_{\text{ВСП}} = 500 - 700^{\circ}\text{C}$, $k_{\text{H}} = 13\%$, $k_{\text{B}} = 15\%$.

- трансформаторне масло: група горючості ГЖ, $t_{\text{СВ}} = 400^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{ВСП}} = 184^{\circ}\text{C}$,
 $t_{\text{H}} = 148^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{B}} = 182^{\circ}\text{C}$.

-водень: група горючості ГГ, $t_{\text{СВ}} = 510^{\circ}\text{C}$, $k_{\text{H}} = 4\%$, $k_{\text{B}} = 75\%$.

- мазут М-40: група горючості ГЖ, $t_{\text{СВ}} = 350^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{ВСП}} = 90^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{H}} = 91^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{B}} = 155^{\circ}\text{C}$.

					127
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

-мазут М-100: група горючості ГЖ, $t_{всп} = 100 - 140^{\circ}\text{C}$,

Таблиця 3.6–Категорії приміщень і класи робочих зон приміщень з вибухопожежної небезпеки.

Приміщення	Категорія	Мінімальна ступінь вогнестійкості	Клас за ПУЕ
Головний корпус	Г	2	-
Приміщення БЦК	Д	2	-
Закриті розподільні пристрої	В	2	2-1
Хімводоочистка	Д	2	-
Приміщення пікової котельні	Г	2	-
ГРП	А	2	В-1а
Прийомно-зливні пристрої мазуту	Д	2	В-II

3.9.1. Технічні рішення системи попередження пожежі

Для запобігання пожежам на ТЕЦ вживаються наступні заходи, які спрямовані на запобігання виникненню джерел запалювання у горючому середовищі або утворенню горючої суміші:

- На всіх газопроводах використовується стальна арматура першого класу герметичності для забезпечення надійності та запобігання витокам газу.
- На вході газопроводів у котлотурбінному цеху встановлена запірні арматура з електроприводом, а також розміщені таблички з написом "Закрити при пожежі" для оперативного реагування на пожежну ситуацію.
- Приміщення газорегуляційної підстанції (ГРП) спроектовано з дотриманням всіх необхідних заходів безпеки, включаючи встановлення витяжної вентиляції для випадків витоку газу та системи сигналізації про витік газу
- В приміщенні котлотурбінного цеху передбачена система сигналізації, яка сповіщає про можливе накопичення газу та передає сигнал на будівельно-споруджувальний контроль (БЦК) для негайного реагування.
- Трасування газопроводів та нафтопроводів на території ТЕЦ виконується відповідно до інструкцій генерального плану з метою забезпечення безпечної та ефективної розміщення цих систем.
- Всі газопроводи заземлюються для ефективного відведення статичної електрики та запобігання небезпечним розрядам.
- Під маслоснаповненим обладнанням передбачаються піддони, як захисний елемент для випадків проливання масла або розливу рідини, що містить горючі компоненти.

					128
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

- Захист від блискавок на газоконденсатній установці (ГК) та високовольтній розподільчій установці (ВРУ) забезпечується встановленням окремих блискавковідводів для ефективного розведення струму блискавки.
- Для запобігання загорянню масла при високих температурах (300-400 °С) на небезпечних ділянках, поверхні ізоляції обкладаються склотканиною за допомогою розчину рідкого скла та обшиваються листовою сталлю або алюмінієм.
- Опалення будівель, споруд та складів нафтопродуктів здійснюється за допомогою гарячої води, температура якої не перевищує 150 °С, що дозволяє уникнути небезпеки перегріву та пожежі.
- Паропроводи, які подають пару до турбін, виготовлені з безшовних труб з мінімальною кількістю фланцевих з'єднань для забезпечення надійності та запобігання витокам пари.
- Розподільчі пристрої, електромережа та вимикачі вибираються з урахуванням допустимих напруг з метою забезпечення безпечного та надійного електропостачання.

3.9.2 Технічні рішення системи протипожежного захисту.

Система протипожежного захисту призначена для обмеження поширення пожежі, захисту людей та матеріальних цінностей від небезпечних впливів пожежі, а також створення умов для попередження виникнення пожеж.

Для досягнення цих цілей використовуються такі технічні рішення:

- Головний корпус будівлі відноситься до категорії Г приміщень та споруд, і виконаний з негорючих або важко горючих утеплювачів. Ступінь вогнестійкості встановлюється залежно від категорії пожежонебезпеки об'єкта, при цьому мінімальна ступінь вогнестійкості для будівель - II.
- Для швидкої евакуації з високих поверхів передбачені вантажно- пасажирські ліфти та зовнішні пожежні сходи. Останні розміщуються на відстані не менше 20 метрів від енергоустановок.
- Будівлі та споруди ТЕЦ обладнуються господарсько-протипожежним водопроводом та протипожежним водопроводом для автоматичних установок водяного пожежегасіння кабельних приміщень згідно з ДБН В.2.5-56-2014.
- Забезпечується стаціонарна розводка пожежної піни та води з пожежними рукавами та кранами. Також передбачені ящики з піском розміщені на відмітках 0,0 та 9,0 метрів.
- Кабельні підвали незалежно від площі оснащуються установками автоматичного (хімічного) пожежегасіння та мають протипожежні перегородки з вогнестійкістю 0,75 години. Довжина відсіків не перевищує 150 метрів.

						129
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

- Для гасіння спалахнутого масла та енергообладнання до зняття з нього навантаження використовуються вуглекислотні двох- та однобалонні установки типу УП-2М. На трійку модулів передбачена одна установка.
- Застосовуються первинні засоби пожежегасіння згідно зі стандартом ISO 3941-2007, зокрема пінні вогнегасники типу ВХП-10, ВПП-10, вуглекислотні ВВ-2, ВВ-8, порошкові ВП-5, ВП-2 та пісок.
- Пожежні крани в котлотурбінному цеху розміщені на головних рівнях обслуговування, а для інших приміщень - в опалюваних сходових клітинах.
- У пристанційному вузлі між блочними трансформаторами та трансформаторами власних потреб встановлені роздільні перегородки, які мають вогнестійкість 1,5 години.
- Роздільні перегородки виступають на 1 метр з кожного боку від розмірів трансформаторів.
- Під час аварійних ситуацій та планових зупинок здійснюється витіснення водню та продувка генератора за допомогою вуглекислого газу.
- Ресивери для зберігання водню розташовані поза підстанцією на огороженій площадці.

Виробничі приміщення обладнані автоматичними системами пожежегасіння, які відповідають вимогам ДБНВ 2.5-56-2014. У стаціонарних установках пожежегасіння використовується розпилена вода як основний засіб загасання вогню. Кабельні приміщення та маслогазові агрегати захищені автоматичними водяними системами пожежегасіння. Для розподільних мереж АПТ кабельних приміщень встановлюються дренчерні зрошувачі ДВ- 10, а для трансформаторів і маслогазових агрегатів використовуються зрошувачі ОПДР-15.

Автоматичний запуск системи пожежегасіння здійснюється наступним чином: для кабельних приміщень - від датчиків пожежної сигналізації типу ДИП-12 з пультами ППС-3, а для блочних трансформаторів та трансформаторів власних потреб - від релейного захисту трансформаторів. Управління всіма системами пожежегасіння здійснюється з панелей пожежегасіння, розташованих у приміщенні ЦЦУ, за допомогою кнопок управління та засувки пожежегасіння на місцях.

Кабельні комунікації відділяються вогнестійкими перегородками, які забезпечують захист від короткого замикання, а також мають тепловий захист

						130
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк

Висновок

У даному дослідженні було розроблено проект теплоелектроцентралі, яка призначена для забезпечення комунально-житлового сектору гарячою водою з потужністю 950 МВт. Загальна потужність спроектованої ТЕЦ становить 330 МВт. Шляхом проведення техніко-економічного розрахунку та порівняльного аналізу різних варіантів основного обладнання ТЕЦ було виявлено оптимальний варіант, який є найбільш економічно вигідним. Цей оптимальний варіант включає встановлення трьох парових турбін Т-110/120–130 та 3 котлів Е-500-140 ГМ.

У розділі "Тепломеханічна частина" приведено детальний опис основного обладнання теплоелектроцентралі (ТЕЦ), проведений вибір допоміжного обладнання, здійснений розрахунок теплової схеми та проведений екологічний розрахунок. В екологічному розрахунку були визначені шкідливі викиди оксидів сірки та азоту, а також встановлено необхідну висоту димової труби для забезпечення безпечної роботи станції з екологічної точки зору.

Також в цьому розділі описано компонування головного корпусу ТЕЦ та допоміжних господарств, таких як паливне господарство, система технічного водопостачання та хімводопідготовка.

Проект включає графічну частину, що складається з трьох креслень:

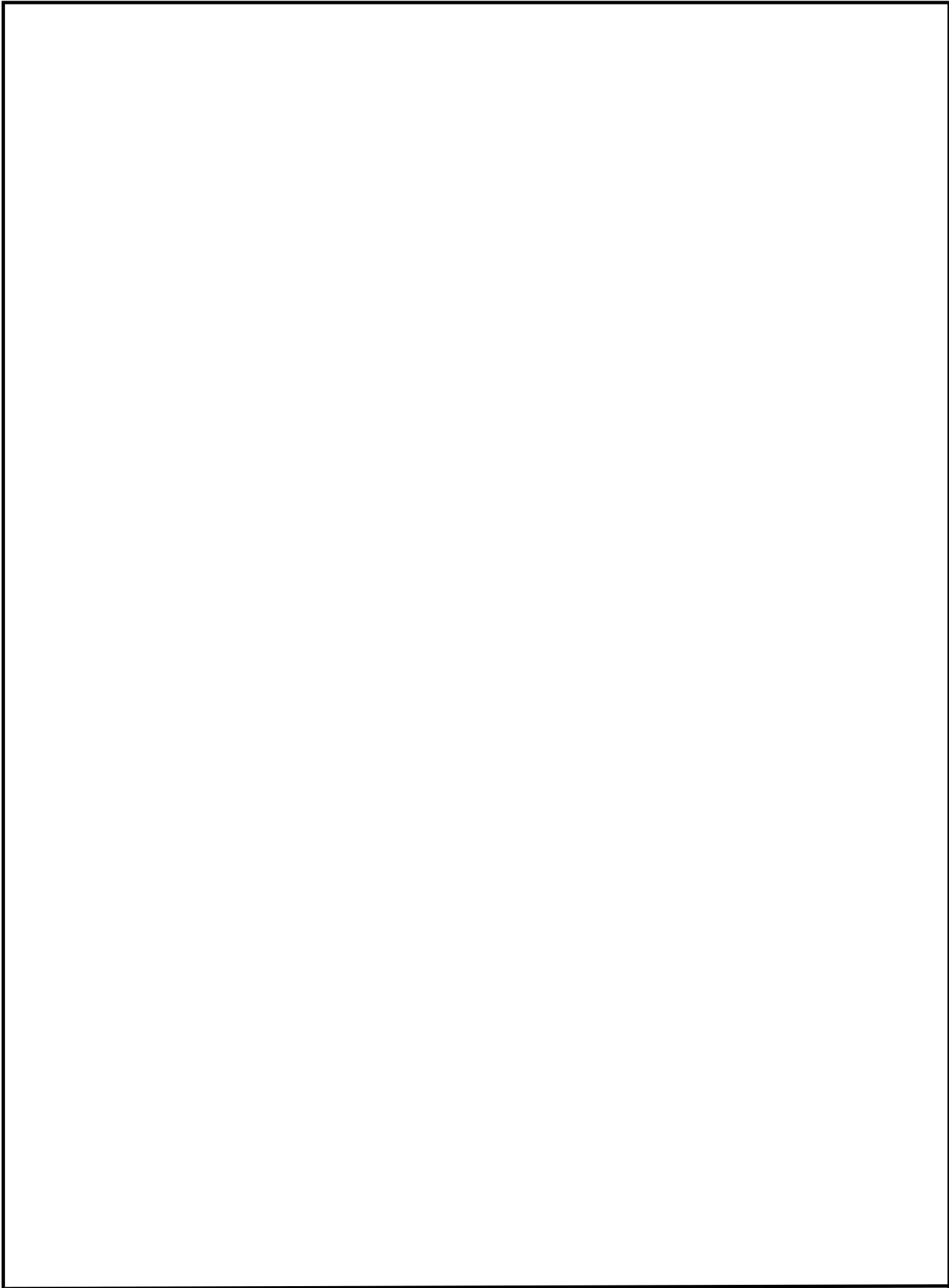
1. Теплова схема ТЕЦ.
2. Компоновка головного корпусу.
3. Генеральний план ТЕЦ.

					131
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Арк

Список використаної літератури

1. Рижкін В.Я. Теплові електричні станції. – М.: Енергія, 1987. – 328 с.
2. Рижкін В.Я. Теплові електричні станції. – М.: Енергія, 1967. – 400 с.
3. Бененсон Е.І., Іоффе Л.С. Теплофікаційні парові турбіни. – М.: Енергоатоміздат, 1986. – 272 с.
4. Гіршфельд В.Я., Морозов Г.Н. Теплові електричні станції. – М.: Енергія, 1973. – 239 с.
5. Й.С. Мисак, Я.Ф. Івасик, П.О. Гут, Н.М. Лашковська. Об'єкти теплових електричних станцій. Режим роботи та експлуатації. – Львів: НУ «Львівська політехніка», 2007. – 256с.
6. Григор'єва В.А., Зоріна В.М Теплові та атомні електричні станції.: Довідник. – М.: Енергоатоміздат, 1989. – 603 с.
7. Скловська Є.Г. Методичні вказівки – Київ: КПІ, 1987. – 52 с.
8. Глущенко О.Л. Конспект лекцій з дисципліни «Теплові електричні станції»– Теплоенергетика заочної форми навчання. – Дніпродзержинськ:ДДТУ, 2012 – 126 с.
9. Журнал “Теплоенергетика”. – М.: Енергія, № 12, 1998. – 62 с.
- 10.О.Ю.Черноусенко. Атомні і теплові електричні станції: Курс лекцій [Електронний ресурс] – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. – 323 с.
- 11.Мейкляр М.В. Сучасні котельні агрегати ТКЗ. –М.:Енергія, 1987. –223с.
- 12.В.М. Крижановській, Л.О. Кесова. Методичні вказівки. –Київ:КПІ, 1987. –64с.
- 13.Борисенко, В.А. Пешко. Основи теплової енергетики: конспект лекцій [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 105 «Прикладна фізика та наноматеріали» – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 149 с.
- 14.Ріхтер Л.А. Теплові електричні станції и захист атмосфери . –М.Енергія, 1975. – 312 с.
- 15.Кесова Л.О.,Побіровський Ю.М. , Булигін О.А., Методичні вказівки до курсового проектування – 2055р.,78
- 16.О. М. Бекетова ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ Харків – ХНУМГ ім. О. М. Бекетова– 2018 – 89
17. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова книга, 2004. –656 с
- 18.Гічов Ю.О. Теплові електростанції і проблеми перетворення енергії. Частина І: Навчальний посібник. – Дніпро: НМетАУ, 2017. – 59с.

						132
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк



						133	
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			<i>Арк</i>