

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені Ігоря Сікорського»**

Навчально-науковий інститут ядерної та теплової енергетики
Кафедра теплової та альтернативної енергетики

До захисту допущено
Завідувачка кафедри

Ольга ЧЕРНОУСЕНКО
(підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

“ ” _____ 2025_р.

**Дипломний проект
на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою
«Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»
зі спеціальності 144 «Теплоенергетика»**

на тему: «Опалювальна ТЕЦ для міста Ужгород»

Виконав : студент 4_курсу, групи ТУ-11
Данило САВЧУК

(підпис)

Науковий курівник доцент, канд.. техн.. наук, доцент

Леонід БУТОВСЬКИЙ

(підпис)

Консультант з питань доцент, кандидат техн.. наук, доцент
охорони праці

Сергій КАШТАНОВ

підпис

Рецензент: доцент кафедри цифрових
технологій в енергетиці ННІ АТЕ
НТУУ «КПІ ім. І. Сікорського»
кандидат техн. наук, доцент

Ірина СЕГЕДА

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

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

Студент

(підпис)

Керівник

підпис

Київ - 2025 року

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені Ігоря Сікорського»**

Навчально-науковий інститут ядерної та теплової енергетики
Кафедра теплової та альтернативної енергетики

Рівень вищої освіти - перший (бакалаврський)
Спеціальність 144 «Теплоенергетика»
Освітньо-професійна програма
«Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувачка кафедри

Ольга ЧЕРНОУСЕНКО

(підпис)

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

“ ” 2025р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Данилі Савчуку

1. Тема проекту «Опалювальна ТЕЦ для міста Ужгород»
керівник проекту Леонід Бутовський Л.С., кандидат техн.. наук, доцент.

затверджені наказом по університету від “ ” 2025 року № .
2. Термін подання студентом проекту 16.06.2025 р.

3. Вихідні дані до проекту місто Ужгород, із потребою у гарячій воді тепловою потужністю 1000 МВт по графіку 150/70 °С; частка ГВП - 18%, вентиляції - 9%; Кількість годин використання встановленої електричної потужності - 5750 год/рік; Основне паливо - газ, резервне - мазут.

4. Зміст пояснювальної записки Вступ, Техніко-економічне обґрунтування вибору основного обладнання ТЕЦ, Тепломеханічна частина, Індивідуальне завдання. Охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо):

1. Теплова схема турбіни Т-110/120-130 УТЗ.

2. Поперечний розріз головного корпусу.

3. Генеральний план ТЕЦ

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Сергій Каштанов, доцент.		

7. Дата видачі завдання 19.05.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Техніко-економічне обґрунтування	23.05.2025	
2	Вибір основного обладнання	25.05.2025	
3	Розрахунок теплової схеми ТЕЦ	27.05.2025	
4	Вибір допоміжного обладнання	30.05.2025	
5	Індивідуальне завдання	02.06.2025	
6	Охорона праці	03.06.2025	
5	Теплова схема ТЕЦ	04.06.2025	
6	Компоновка головного корпусу	05.06.2025	
7	Генеральний план ТЕЦ	06.06.2025	
8	Оформлення пояснювальної записки	10.06.2025	
9	Захист ДПБ		

Студент

(підпис)

Данило САВЧУК
(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Керівник проекту

(підпис)

Леонід БУТОВСЬКИЙ
(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Консультантом не може бути зазначено керівника дипломного проекту.

Пояснювальна записка

до дипломного проекту

на тему: «Опалювальна ТЕЦ для міста Ужгород»

Київ - 2025 року

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	7
СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	11
1.1 Варіанти систем енергопостачання	11
1.1.1 Розрахунок теплових навантажень.....	11
1.1.2. Перший варіант ТЕЦ.....	12
1.1.3. Другий варіант ТЕЦ.....	13
1.1.4. Третій варіант - опалювальна котельня.....	14
1.2 Порівняння варіантів обладнання	14
1.2.1 Витрати умовного та натурального палива.....	14
1.2.2 Витрата електроенергії на власні потреби	15
1.2.3 Розрахунок капіталовкладень	17
1.2.4 Розрахунок питомих витрат палива	18
1.2.5 Чисельність експлуатаційного персоналу	20
1.2.6 Нарахування заробітної плати.....	20
1.2.7 Амортизаційні відрахування	20
1.2.8 Загальностанційні та інші витрати.....	21
1.2.9 Вартість палива	21
1.2.10 Вартість замикаючої електроенергії.....	22
1.2.11 Сумарні річні умовно-постійні витрати.....	22
1.2.12 Приведені витрати	22
1.3 Калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ	24
1.3.1 Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ.....	25
1.3.2 Розподіл витрат палива та електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплом	25
1.3.3 Розподіл річних експлуатаційних витрат між електроенергією та теплом	27
1.4 Висновки за розділом 1	29
2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА	30
2.1 Загальна характеристика ТЕЦ.....	30
2.2 Вибір основного устаткування.....	30
2.2.1 Опис турбоагрегату Т-110/120-130 УТЗ.....	30
2.2.2 Котлоагрегати	31
2.3. Допоміжне обладнання	32

					ДПБ 25 144 01347 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Савчук Д.С.			Опалювальна ТЕЦ для міста Ужгород Пояснювальна записка	Літ.	Арк.
Перевір.		Бутовський Л.С.					Аркушів
		Бернадська А.С.				5	91
Н. Контр.		Бовсуновський А.П.				КПІ ім. І. Сікорського ННІ АТЕ Кафедра ТАЕ Гр. ТУ-11	
Затверд.		Черноусенко					

2.3.1 Турбінне відділення.....	32
2.3.2 Допоміжне обладнання котельного відділення	35
2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ.....	35
2.5 Компонівка головного корпусу.....	43
2.6 Допоміжне господарство ТЕЦ.....	44
2.6.1 Паливне господарство	44
2.7.1 Розрахунок концентрації оксидів азоту	47
2.7.2 Вибір кількості і розрахунок висоти димарів	48
2.8 Генеральний план ТЕЦ.....	49
2.9 Висновки за розділом 2.....	50
3 АНАЛІЗ НАПРЯМКІВ РОЗВИТКУ ПЕРСПЕКТИВНИХ ВИСОКОТЕМПЕРАТУРНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПЛЕКСІВ	52
3.1 Актуальність теми дослідження	52
3.2 Тенденції розвитку світової енергетики	52
3.3 Стан робіт по створенню енергетичних установок з підвищеними параметрами пари	59
3.4 Роботи щодо зниження металоємності парових турбін	62
3.5 Розробка воднево-кисневих камер згоряння для перегріву пари.....	63
3.6 Використання охолодження у парових турбінах.....	70
3.7 Перегрів пари на АЕС вихлопними газами ГТУ	74
3.8 Висновки до розділу 3	76
3.9 Список використаної літератури до розділу 3	78
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	81
4.1 Технічні рішення та організаційні заходи, що направлені на виконання норм щодо безпечної експлуатації технологічного устаткування.....	82
4.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії	84
4.2.1 Мікроклімат робочої зони.....	84
4.2.2 Склад повітря робочої зони	85
4.2.3 Виробниче освітлення.....	86
4.2.4 Виробничий шум	87
4.2.5 Виробничі вібрації.....	89
4.2.6 Виробниче випромінювання	90
4.3 Пожежна безпека та профілактика	91
4.4 Висновки до розділу 4	93
ВИСНОВКИ.....	94
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	95
Додаток А. Перевірка Дипломного проекту на академічну доброчесність	97
Додаток Б. ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ	98

АНОТАЦІЯ

Дипломний проект першого (бакалаврського) рівня вищої освіти на тему: «Опалювальна ТЕЦ для міста Ужгород»: пояснювальна записка на 91 с., 17 рис., 21 табл., 36 бібліографічних найменувань; креслеників - 3 арк. ф. А1.

Мета проекту - виконати проект теплової електричної станції з тепловою потужністю 1000 МВт, що спроектована для покриття потреб населення і підприємств у гарячій воді.

При виконанні техніко-економічних розрахунків було виконано порівняння варіантів підбору основного обладнання теплової електричної станції та вибрано оптимальний з точки зорк економіки найвигідніший проект. В цьому проекті передбачається використання парових турбін

Т-110/120-130. При виконанні проекту виконувався розрахунок теплової схеми турбіни, проведено підбір допоміжного обладнання, а також розроблені питання екології і техніки безпеки.

Проект має графічну частину, яка складається з трьох креслень: тепла схема ТЕЦ; переріз головного корпусу; генеральний план.

Ключові слова: тепла електрична станція, парова турбіна, паровий котел, тепла схема, тепlopостачання, основне обладнання, допоміжне обладнання

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

SUMMARY

The Diploma project of the first (bachelor's) level of high education on the topic: “The thermal power plant for the city of Uzhgorod”: explanatory note on 91 pp., 17 figures, 21 tables, 36 bibliographical items; armchairs - 3 arches. f. A1.

Meta of the project - to develop the project of a thermal power station with a thermal output of 1000 MW, which is designed to meet the needs of the population and businesses in hot water.

When performing technical and economic calculations, a comparison of the options for selecting the main equipment of a thermal power plant was performed and the most economically optimal and profitable project was selected.

This project involves the use of T-110/120-130 steam turbines. According to the project, the turbine thermal scheme was calculated, auxiliary equipment was selected, and environmental and safety issues were developed.

The project has a graphic part, which consists of three drawings: thermal diagram of the CHP; cross-section of the main building; general plan.

Keywords: thermal power plant, steam turbine, steam boiler, thermal scheme, heat supply, main equipment, auxiliary equipment

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

БРОУ - швидкодіюча редукційно-охолоджуюча установка;

РОУ- редукційно-охолоджуюча установка;

ВМП - верхній мережний підігрівач;

ГВП - гаряче водопостачання ;

ГРП - газорегуляторний пункт;

ГРС - газорозподільна станція;

ККД - коефіцієнт корисної дії;

НМП - нижній мережний підігрівач;

ОД - охолоджувач дренажу;

ОУ - охолоджувач ущільнень;

ОЕ - охолоджувач ежектора;

ПВТ - підігрівач високого тиску;

ПВК - піковий водогрійний котел;

ПК - паровий котел;

ПНТ - підігрівач низького тиску;

ПС - підігрівач сальниковий;

ПТС - принципова теплова схема;

ПТУ - паротурбінна установка;

РУ - редукційна установка;

ТЕЦ - теплоелектроцентрально;

ХВО - хімводоочистка;

ЦВТ - циліндр високого тиску;

ЦНТ - циліндр низького тиску;

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

В більшості передових з економічної точки зору країн на виробництво електричної та теплової енергії тратиться значна частина паливно-енергетичних ресурсів. Ці ресурси йдуть на виробництво низької і середньої енергії.

За низько потенціальну енергію приймають, якщо температура теплоносія менше 150°C . За середньо потенційну енергію приймають, якщо температура теплоносія змінюється в діапазоні від 150°C до 350°C .

Теплофікація служить для ефективного використання енергії низького потенціалу. Використання теплофікації призводить до значної економії витрати палива. Термін теплофікації використовують в установках, які одночасно виробляють електричну і теплову енергію.

Для одночасного виробництва теплової і електричної енергії використовуються теплові електричні станції.

Вважається, що розвиток теплофікації почався у 1877 році, коли в місті Лакпорі (США) була створена перша установка, яка призначалась для централізованого теплопостачання. Перша теплофікаційна установка в Європі була побудована в м. Дрезден. Кількість таких установок поступово збільшувалась, але їх потужність була невеликої і не могла суттєво вплинути на загальний виробіток тепла і електричної енергії.

Теплофікація почала інтенсивно розвиватись перед і після другої світової війни. Будувались теплові електричні станції великої потужності з одночасним виробленням теплової і електричної енергії.

Найбільш сприятливі умови для розвитку теплофікації мають місце у великих промислових і економічних районах. В цих місцях тепло одночасно використовується для подачі на промислові об'єкти і на цілі централізованого теплового постачання комунального господарства.

Найбільш економічною вважається система, при якій теплопостачання від ТЕЦ складає в межах 36-38 %. Від загального виробітку тепла в системі. При цьому доля великих котельних установок складає від 33.7 до 39 %.

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Для виконання модернізації станції необхідно вибрати оптимальний варіант основного обладнання.

Під час проектування розглядається два варіанти ТЕЦ і котельня на таке ж теплове навантаження. Вибирається оптимальний варіант. Економічні розрахунки виконувались з використання матеріалів [1-4].

1.1 Варіанти систем енергопостачання

1.1.1 Розрахунок теплових навантажень

Таблиця 1.1 - Кліматологічні дані міста Житомир

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
-18	-7	1,5	1	5	27	140	472	1512	3696

Розраховуються теплове навантаження по гарячому водопостачанню, опаленню й вентиляції. Вентиляційне теплове навантаження дорівнює:

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

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

γ_v - частка вентиляції.

Для нашого варіанта

$$Q_v = 0,09 \cdot 1000 = 90 \text{ МВт},$$

Теплове навантаження на гаряче водопостачання в опалювальний період:

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

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

$Q_{\text{ГВП}}$ - частка гарячого водопостачання.

$$Q_{\text{ГВП}} = 0,18 \cdot 1000 = 180 \text{ МВт},$$

Навантаження по гарячому водопостачанню влітку:

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

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{літ}} = 0,7 \cdot 180 = 126 \text{ МВт}$$

Теплове навантаження на опалення:

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

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

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

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

$$Q_{\text{роз.оп}} = 1000 - 90 - 180 = 730 \text{ МВт},$$

Теплове навантаження, яке реалізується теплофікаційними відборами:

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

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

$Q_{\text{роз.оп}}$ - розрахункове теплове навантаження на опалення, МВт,

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

$$Q_{\text{відб}} = 180 + 0,5 \cdot (730 + 90) = 590 \text{ МВт}.$$

1.1.2. Перший варіант ТЕЦ

Для покриття необхідного навантаження в гарячій воді необхідну теплову потужність можна реалізувати турбіною типу Т-175/210-130 (в кількості 2 шт.), яка має такі характеристики.

Опалювальний відбір - 314 МВт, Максимальна витрата пари на турбіну 760 т/год, питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні в опалювальному відборі $W_{\text{тф}}^{\text{оп}} = 131,5$ вКт•год/ГДж, питомі витрати теплофікаційного виробництва $q_{\text{тф}} = 3810$ кДж/(кВт•год), конденсаційного виробництва $q_{\text{к}} = 8818$ кДж/(кВт•год).

Коефіцієнт теплофікації:

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

де $Q_{відб}$ - загальна кількість тепла теплофікаційних відборів турбін, МВт
 $Q_{\max}$ - максимальне теплове навантаження у гарячій воді, МВт.

$$\alpha_{ТЕЦ} = \frac{2 \cdot 314}{1000} = 0,628$$

Необхідне споживання пари на турбіни 1520 т/год. Встановлюються 5 котлів типу Е-320-140 ГМ по 320 т/год кожний. Сумарний виробіток пари $5 \cdot 320 = 1\,600$ т/год.

Виконання пікового навантаження у гарячій воді виконується піковими водогрійними котлами. Доля пікового навантаження:

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

$$Q_{\text{пик}} = 1000 - 2 \cdot 314 = 372 \text{ МВт}$$

Таке навантаження виконується 2-ма котлами КВГМ-180 по 209 МВт. Їхня загальна потужність $2 \cdot 209 = 418$ МВт.

1.1.3. Другий варіант ТЕЦ

Необхідне навантаження в гарячій воді реалізується турбінами Т-110/120-130 в кількості 3 шт.

Турбіна має такі характеристики.

→ Опалювальний відбір - 206 МВт,
 → Максимальна витрата пари на турбіну 470 т/год,
 → Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні в опалювальному відборі $W_{\text{тф}}^{\text{оп}} = 129,0$ вКт•год/ГДж,

→ Питомі витрати теплофікаційного виробництва $q_{\text{тф}} = 3894$ кДж/(кВт•год), конденсаційного виробництва $q_{\text{к}} = 9211$ кДж/(кВт•год).

→ На теплофікацію в турбіні Т-110/120-130 йде $Q_{\text{оп}}^{\text{т}} = 206$ МВт.

$$\alpha_{ТЕЦ} = \frac{618}{1000} = 0,618$$

→ Пароспоживання турбін - 1410 т/год пари.

→ Встановлюються 3 котли Е-500-140 ГМ по 500 т/год кожний.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

→ Загальна генерація пари $3 \cdot 500 = 1500$ т/год.

→ Пікове навантаження виконується піковими водогрійними котлами.

Пікове навантаження за (1.7):

$$Q_{\text{пик}} = 1000 - 3 \cdot 206 = 382 \text{ МВт}$$

Встановлюються 2 котли КВГМ-180 по 209 МВт, загальна витрата води $2 \cdot 209 = 418$ МВт.

1.1.4. Третій варіант - опалювальна котельня

Розраховується кількість водогрійних котлів,. Для виконання $Q_{\text{max}} = 1000$ МВт (за завданням) беремо водогрійні котли з по 209 МВт кожен.

Кількість водогрійних котлів:

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

де Q_{max} - максимальне теплове навантаження, МВт

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

$$n_{\text{вк}} = 1000/209 = 4,78$$

Після округлення $n_{\text{вк}} = 5$ котлів. Будується 1 котельня.

1.2 Порівняння варіантів обладнання

1.2.1 Витрати умовного та натурального палива

Після розрахунків річного графіку теплових навантажень отримані річні витрати умовного палива для енергетичних і водогрійних котлів для двох ТЕЦ:

Тобто:

$$V_{\text{ум}}^{\text{I}} = 859,238 \text{ тис. т.у.п. /рік,}$$

$$V_{\text{ум}}^{\text{II}} = 839,97 \text{ тис. т.у.п. /рік.}$$

Витрати умовного палива за рік для районної котельні:

$$V_{\text{вк}} = Q_{\text{в}}^{\text{річ}} \cdot (1 + a/100) \cdot 1,0526/29309 \cdot \eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тп}} \quad (1.9)$$

$$V_{\text{пк}} = Q_{\text{п}}^{\text{річ}} \cdot (1 + a/100) \cdot 1,0526/29309 \cdot \eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тп}}$$

де $Q_{\text{вріч}}$ - виробництво теплоти у гарячій воді, тис. ГДж,

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

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$B_{\text{вк}} = 10423,2 \cdot 1,0526 / 29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99 = 415,515 \text{ тис. т.у.п./рік.}$$

Характеристики палива (газ) . Вартість 1 т амовного палива - 260 у.о./1000 м³, теплотворність - $(Q_{\text{н}})^{\text{p}} = 34330 \text{ кДж/м}^3$.

Витрати натурального палива за рік:

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

де $(Q_{\text{н}})^{\text{p}}$ - теплотворність палива , кДж/кг ;

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

$(Q_{\text{н}})^{\text{p}} = 29309$ - нижча згорання умовного палива, кДж/кг

ТЕЦ-1:

а) енергетичні котли $B_{\text{нат.}}^{\text{ЕК}} = 840,813 \cdot \frac{29309}{34330} = 717,838 \text{ тис. т.н.п./рік;}$

б) водонагрівальні котли $B_{\text{нат.}}^{\text{ВК}} = 18,426 \cdot \frac{29309}{34330} = 15,731 \text{ тис. т.н.п./рік.}$

$$\text{Разом } 717,838 + 15,731 = 733,569 \text{ тис. т.н.п./рік.}$$

ТЕЦ-2:

а) енергетичні котли $B_{\text{нат.}}^{\text{ЕК}} = 818,75 \cdot \frac{29309}{34330} = 698,99962 \text{ тис. т.н.п./рік;}$

б) водонагрівальні котли $B_{\text{нат.}}^{\text{ВК}} = 20,22 \cdot \frac{29309}{34330} = 17,26268 \text{ тис. т.н.п./рік.}$

$$\text{Разом } 698,99962 + 17,26268 = 716,26231 \text{ тис. т.н.п./рік.}$$

Витрати натурального палива для котельні:

$$B_{\text{нат.}} = 415,515 \cdot \frac{29309}{34330} = 354,74178 \text{ тис. т.н.п./рік}$$

1.2.2 Витрата електроенергії на власні потреби

Тяго-дутьове обладнання:

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

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

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

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$w_{\text{ТД}}^{\text{I}} = 3,5 \cdot 21143/2,59 = 28,573 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год},$$

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

$$w_{\text{ТД}}^{\text{II}} = 3,5 \cdot 20589,0/2,59 = 27,822 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год},$$

$$w_{\text{ТД}}^{\text{III}} = 3,5 \cdot 10423,196/2,59 = 14,085 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}.$$

Живильні електронасоси:

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

де $w_{\text{ЖН}}$ - питома витрата електроенергії на виробіток 1 тони живильної води, кВт·год/ т.

$$W_{\text{ЖН}}^{\text{I}} = 16196,8 \cdot 7,5/2,59 = 46,9 \text{ млн кВт}\cdot\text{год}.$$

$$W_{\text{ЖН}}^{\text{II}} = 20589 \cdot 7,5/2,59 = 59,62 \text{ млн кВт}\cdot\text{год}.$$

Циркуляційні насоси:

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

де $W_{\text{ЦН}}$ - електроенергія на циркуляційні насоси, млн. кВт·год,

$w_{\text{ЦН}}$ - відсоток витрати електроенергії на ЦН (для 1-го і 2-го варіантів 0,65%; для 3-го - 0), %

$W_{\text{вир.}}$ - виробіток електроенергії за рік, млн. кВт · год.

$$W_{\text{ЦН}}^{\text{I}} = 0,65 \cdot 140/100 = 9,34 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год},$$

$$W_{\text{ЦН}}^{\text{II}} = 0,65 \cdot 1254/100 = 12,333 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год},$$

$$W_{\text{ЦН}}^{\text{III}} = 0.$$

Мережні насоси.

$$W_{\text{МН}} = w_{\text{МН}} \cdot Q_{\text{ГВ}}, \quad (1.15)$$

де $W_{\text{МН}}$ - електроенергія на мережні насоси, млн. кВт год,

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

$Q_{\text{ГВ}}$ - виробіток тепла за рік в гарячій воді, млн. ГДж.

$$W_{\text{МН}}^{\text{I}} = W_{\text{МН}}^{\text{II}} = W_{\text{МН}}^{\text{III}} = 3 \cdot 10423,2 = 31,269 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}.$$

Інші споживачі:

$$W_{\text{МН}} = w_{\text{МН}} \cdot Q_{\text{ГВ}}, \quad (1.16)$$

$$W_{\text{ін}} = w_{\text{ін}} \cdot W_{\text{вир.}}/100, \quad (1.17)$$

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$w_{\text{ін}}$ - відсоток витрати електроенергії на інші власні потреби (для 1-го і 2-го варіантів 0,7%, для третього варіанту 0,1%);

$W_{\text{вир}}$ - виробіток електроенергії за рік, млн. кВт · год.

$$W_{\text{ін}}^{\text{I}} = 0,7 \cdot 1437,5 / 100 = 10,0625 \text{ млн. кВт · год},$$

$$W_{\text{ін}}^{\text{II}} = 0,7 \cdot 1897,5 / 100 = 13,2825 \text{ млн. кВт · год},$$

$$W_{\text{ін}}^{\text{III}} = 0,1 \cdot (14,085 + 31,269) = 4,5354 \text{ млн. кВт · год}.$$

Варіантні витрати електроенергії на власні потреби:

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

Таблиця 1.5 - Витрати електроенергії на власні потреби по варіантах.

	Позначення	Варіант 1 ТЕЦ - 300 МВт	Варіант 2 ТЕЦ - 330 МВт	Варіант 3 Котельня	Розмірність і
Котельний цех:					
1. Паливоприготування	$W_{\text{ппр}}$	0	0	0	млн. кВт · год
2. Тяго-дутьове обладнання:	$W_{\text{тд}}$	28,573	27,882	14,085	млн. кВт · год
3. Живильні електронасоси	$W_{\text{жн}}$	46,9	59,62	0	млн. кВт · год
4. Гідрозоловидалення	$W_{\text{гзв}}$	0	0	0	млн. кВт · год
Турбінний цех:					
1 Циркул.насоси	$W_{\text{цн}}$	9,34	12,333	0	млн. кВт · год
2 Мережні насоси	$W_{\text{мн}}$	31,269	31,269	31,269	млн. кВт · год
Сумарні витрати	$W_{\text{вп}}$	119,46	144,329	49,89	млн. кВт · год
Річний відпуск електроенергії	$W_{\text{від}}$	1318,034	1753,17	-49,89	млн. кВт · год

1.2.3 Розрахунок капіталовкладень

Капіталовкладення в ТЕЦ для кожного варіанта:

$$(K)_{\text{ТЕЦ}} = K_{\text{БС}} + K_{\text{ОБ}} =$$

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$= [K_{BC}^I + n_{БЛ} \cdot K_{BC}^{II} + n_{БК} \cdot K_{BC(БК)}] + [K_{ОБ}^I + n_{БЛ} \cdot K_{ОБ}^{II} + n_{БК} \cdot K_{ОБ(БК)}], \quad (1.18)$$

де K_{BC}^I і K_{BC}^{II} - витрати на будівлі та споруди, віднесені на перший і на кожний наступний блок, млн.у.о.;

$K_{ОБ}^I$ і $K_{ОБ}^{II}$ - витрати на обладнання, віднесені на перший і на кожний наступний блок, млн.у.о.;

$K_{BC(БК)}$ і $K_{ОБ(БК)}$ - витрати на будівлі та споруди, віднесені на один піковий водонагрівальний котел, розташований на майданчику ТЕЦ, млн.у.о.;

$n_{БЛ}$ - кількість наступних блоків;

$n_{БК}$ - кількість пікових водонагрівальних котлів.

На ТЕЦ 1: 5 котлів з паропродуктивністю 320 т/год, 2 турбіни Т-175/210-130 та 2 водонагрівальних котли КВГМ-180.

$$K_{BC} = (16,4 + 4 \cdot 8 + 47,8 + 1 \cdot 24,5 + 1 \cdot 2,9) = 123,6 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{ОБ} = (24,7 + 4 \cdot 18,8 + 71,7 + 1 \cdot 57 + 1 \cdot 6,8) = 235,4 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{ТЕЦ-1} = 359 \text{ млн. у.о.}$$

На ТЕЦ 2: 3 котли з паропродуктивністю 500 т/год, 3 турбіни Т-110/120-130 та 2 водонагрівальних котли КВГМ-180.

$$K_{BC} = (25,4 + 2 \cdot 11,7 + 31,5 + 1 \cdot 10,8 + 1 \cdot 2,9) = 94 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{ОБ} = (38,1 + 2 \cdot 27,3 + 47,5 + 2 \cdot 26 + 1 \cdot 6,8) = 199 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{ТЕЦ-2} = 293 \text{ млн. у.о.}$$

На котельні 5 водогрійних котлів КВГМ-180.

Капіталовкладення в районні котельні:

$$K_{кот.} = K^1 + (n - 1) \cdot K^{11}, \quad (1.19)$$

де K^1, K^{11} - капіталовкладення в 1й і на кожний наступний агрегати котельні відповідно, млн. у.о.; $(n - 1)$ - кількість наступних котлоагрегатів.

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

1.2.4 Розрахунок питомих витрат палива

Питомі витрати палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії на тепловому споживанні - $b_{тф}$, кг/кВт·год:

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{\text{кот.}} = K^1 + (n-1) \cdot K^{11} \quad (1.20)$$

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

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

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

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

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

a - норма витрат палива при транспортуванні та зберіганні (для природного газу $a = 0$, для мазуту $a=0.3$), %

Для 1-го та 2-го варіантів:

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

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

$$b_{\text{к}} = \frac{q_{\text{к}} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{29309 \cdot \eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тп}}}, \quad (1.21)$$

де $q_{\text{к}}$ - питома витрата тепла на 1 кВт·год виробленої електроенергії в конденсаційному режимі, кДж/кВт·год;

Для 1-го та 2-го варіантів:

$$b_{\text{к}}^I = b_{\text{к}}^{II} = b_{\text{к}} = \frac{8818 \cdot 1,02 \cdot 1,03}{29309 \cdot 0,91 \cdot 0,99} = 0,351 \text{ кг/кВт·год},$$

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

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

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

Для 1-го та 2-го варіантів:

$$b_E^1 = b_E^{11} = \frac{34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,03}{0,91 \cdot 0,99} = 39,7663 \text{ кг/ГДж}$$

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_{BK}^1 = b_{BK}^{11} = \frac{34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,01}{0,91 \cdot 0,99} = 38,9941 \text{ кг/ГДж}$$

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

$$b_{BK} = 34,1 \cdot 1,0526 / (\eta_{ka} \eta_{TP}) \cdot (1 + a/100), \quad (1.23)$$

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

η_{ka} - ККД водонагрівальних котлів (приймаємо $\eta_{ka}=0,91$),

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

1.2.5 Чисельність експлуатаційного персоналу

Чисельність експлуатаційного персоналу залежить від видів палива та кількості енергоблоків для ТЕЦ і загальної продуктивності котлів для районної котельні. У результаті маємо:

$$R^I = 184,6363 \cdot 0,9 = 166,173 \approx 166 \text{ чол};$$

$$R^{II} = 168,5 \cdot 0,9 = 151,65 \approx 152 \text{ чол};$$

$$R^{III} = 0,052 \cdot 1045 = 54,34 \approx 55 \text{ чол.}$$

1.2.6 Нарахування заробітної плати

$$I_{зп} = R \cdot \bar{\Phi}_{зп}, \quad (1.24)$$

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

R - чисельність експлуатаційного персоналу, чол.,

$\bar{\Phi}_{зп}$ - середній фонд зарплати, млн. у.о./люд · рік.

Фонд зарплати:

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

- для котельні (3-ій варіант): 4500 у.о./чол. рік

$$I_{зп}^I = 166 \cdot 6300 \cdot 10^{-6} = 1,0458 \text{ млн. у.о./рік},$$

$$I_{зп}^{II} = 152 \cdot 6300 \cdot 10^{-6} = 0,9576 \text{ млн. у.о./рік},$$

$$I_{зп}^{III} = 55 \cdot 4500 \cdot 10^{-6} = 0,2475 \text{ млн. у.о./рік}.$$

1.2.7 Амортизаційні відрахування

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

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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, %

K_{BC} , K_{OB} капіталовкладення у будівлі та обладнання відповідно.

$$I_a^I = \frac{5,5}{100} \cdot 98,1 + \frac{20}{100} \cdot 202,2 = 45,8355 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_a^{II} = \frac{5,5}{100} \cdot 107,7 + \frac{20}{100} \cdot 204,5 = 46,8235 \text{ млн. у.о./рік,}$$

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

де N_a - норма амортизаційних відрахувань; K_{KOT} - капіталовкладення в котельню.

$$I_a^{III} = \frac{15}{100} \cdot 42,5 = 6,3750 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.8 Загальностанційні та інші витрати

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

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

α_{in} - частка загальностанційних й інших витрат, %,

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

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

$$I_{in}^I = \frac{55}{100} \cdot (45,8355 + 1,0458) = 25,784715 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_{in}^{II} = \frac{48,5}{100} \cdot (46,8235 + 0,9576) = 23,1738 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_{in}^{III} = \frac{70}{100} \cdot (6,375 + 0,2475) = 4,63575 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.9 Вартість палива

Загальна вартість палива, яке витрачається 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.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

т.у.п./рік

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

1-й варіант:

$$I_{п}^I = (683,72 \cdot 260) \cdot 10^{-3} = 177,767 \text{ млн. у.о./рік}$$

2-й варіант:

$$I_{п}^{II} = (839,20 \cdot 260) \cdot 10^{-3} = 218,19 \text{ млн. у.о./рік}$$

3-й варіант:

$$I_{п}^{III} = (415,281 \cdot 260) = 107,973 \text{ млн. у.о./рік}$$

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.

$$I_{зам}^I = 435,136 \cdot 0,12 = 52,216 \text{ млн. у.о./рік};$$

$$I_{зам}^{II} = 0 \text{ млн. у.о./рік};$$

$$I_{зам}^{III} = 1803,061 \cdot 10^6 \times 0,12 = 216,36 \text{ млн. у.о./рік.}$$

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.

$$I_{\Sigma}^I = 177,76 + 45,8355 + 1,0458 + 25,7847 + 52,216 = 302,64 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_{\Sigma}^{II} = 218,19 + 46,82 + 0,9576 + 23,17 + 0 = 289,148 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$I_{\Sigma}^{III} = 107,973 + 6,375 + 0,2475 + 4,63575 + 216,36 = 335,59 \text{ млн. у.о./рік.}$$

1.2.12 Приведені витрати

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

де $З$ - приведені витрати, млн. у.о./рік,

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

K_{Σ} - капіталовкладення, млн. у.о.

$$З^I = 302,64 + 0,1 \cdot 300,3 = 332,68 \text{ млн. у.о./рік,}$$

$$З^{II} = 289,148 + 0,1 \cdot 312,2 = 320,36 \text{ млн. у.о./рік,}$$

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

$$3^{\text{III}} = 335,59 + 0,1 \cdot 42,5 = 335,59 \text{ млн. у.о./рік.}$$

В оптимальному варіанті приведені найменші річні витрати.

Усі величини з техніко-економічного розрахунку, приведені в таблиці 1.6

Таблиця 1.6 - Порівняння варіантів енергопостачання.

Порівняння варіантів енергопостачання	Розмірність	ТЕЦ	ТЕЦ	Котельня
1. Електрична потужність	МВт	350	330	-
2. Теплова потужність				
а) у гарячій воді	МВт	1000	1000	1000
у т. ч.: Відбори турбін	МВт	628	618	-
водонагрівальні котли	МВт	372	382	1000
3. Річний відпуск тепла	тис. ГДж	10423,196	10423,196	10423,19
У т.ч. а) опалювальні відбори турбін	тис. ГДж	9410,656	9904,70301	-
б) водонагрівальні котли	тис. ГДж	472,521	518,492948	10423,19
4. Кількість годин використання встановленої потужності	год./рік	5750	5750	
5. Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні				
а) опалювальні відбори	кВт/ГДж	129	129	-
6. Питомі витрати палива:				
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні	кг/кВт·год	0,1549	0,1549	
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі	кг/кВт·год	0,3664	0,3664	-
в) на відпуск від водонагрівних котлів	кг/ГДж	38,9941	38,9941	39,8420
7. Вартість енергоносіїв:				
а) газ	у.о./т у.п.	260	260	260
б) електроенергії	у. о./кВт год	0,12	0,12	0,12
8. Чисельність експлуатаційного персоналу	Люд.	166	152	55
9. Середня зарплата	у.о./люд.	6300	6300	4500
10. Норма амортизаційних відрахувань	%	-	-	15
а) будівлі та споруди	%	5,5	5,5	0
б) обладнання	%	20	20	0
11. Частка загально станційних витрат	%	55	48,5	70
12. Капіталовкладення в джерела	млн. у. о.	300,3	312,2	42,5

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

енергопостачання				
Ут.ч.обладнання	млн. у. о.	202,2	204,5	0
13. Річний виробіток електроенергії, млн. кВт·год	млн. кВт·год	1437,5	1897,5	-
у т. ч.: а) на тепловому споживанні	млн. кВт·год	1213,97	1277,71	-
б) у конденсаційному режимі	млн. кВт·год	223,53	619,79	-
14. Витрати електроенергії на власні потреби	млн. кВт·год/рік	119,465	144,330	49,89
15. Річний відпуск електроенергії	млн. кВт·год/рік	1318,035	1753,17	-
16. Замикаючий відпуск електроенергії	млн. кВт·год/рік	435,136	-	1803,061
17. Річна витрата умовного палива	тис. т у. п./рік			
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні	тис. т у. п./рік	188,045	197,917	0
г) на відпуск тепла від водонагрівальних котлів	тис. т у. п./рік	39,483082	20,2181	415,28
Загальні витрати палива				
а) енергетичними котлами		644,23	818,988	0
б) водонагрівальними котлами	тис. т у. п./рік	39,48	20,22	415,515
18. Річні експлуатаційні витрати:	млн. у.о./рік			
а) вартість палива	млн. у.о./рік	177,76736	218,19363	107,9731
б) амортизаційні відрахування	млн. у.о./рік	45,8355	46,8235	6,375
в) зарплата експлуатаційного персоналу	млн. у.о./рік	1,0458	0,9576	0,2475
г) загальностанційні та ін. витрати	млн. у.о./рік	25,784715	23,173834	4,63575
д) вартість замикаючого відпуску електроенергії	млн. у.о./рік	52,216	0,000	216,3673
Разом	млн. у.о./рік	302,64965	289,14857	335,5986
19. Сумарні приведені витрати	млн. у.о./рік	332,680	320,369	339,849

1.3 Калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ

Для характеристики рівня господарської діяльності промисловго підприємства використовують один з головних економічних показників - собівартість продукції.

Калькуляція собівартості електроенергії та тепла на ТЕЦ використовує:

1) розподіл витрат палива та витрат електричної енергії власних потреб між електричною енергією та теплом;

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2) розподіл річних експлуатаційних витрат між електричною енергією та теплом з використанням «фізичного» методу;

3) розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ;
розрахунок собівартості електричної енергії та тепла, а також її будови.

4. амортизаційні відрахування, заробітну плату експлуатаційному персоналу, а також загально станційні та інші витрати визначають за формулами, що наведені раніше.

1.3.1 Розрахунок річних витрат на експлуатацію ТЕЦ

Вартість палива

Витрати натурального палива енергетичних котлів:

$$B_{\text{нат}} = 818.99 \cdot 10^3 \cdot 29309 / 34330 = 699.205 \text{ тис. м}^3 \text{ н.п. / рік}$$

Вартість палива $260 \cdot 699.205 = 181793.41$ тис. у.о. / рік. (1.32)

Витрати натурального палива водонагрівальних котлів

$$B_{\text{нат}} = 20.22 \cdot 10^3 \cdot 29303 / 34330 = 17.261 \text{ тис. м}^3 \text{ н.п. / рік}$$

Вартість палива $260 \cdot 17,261 = 4487,89$ тис. у.о./рік

Загалом вартість палива:

$$I_{\text{п}} = 181793,41 + 4487,89 = 1862281,31 \text{ тис. у.о./рік (1.33)}$$

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

Витрати палива енергетичними котлами при роздільному виробітку електроенергії та тепла:

$$B_{\text{роз}} = b_k \cdot W_{\text{вир}} + b_q \cdot Q_{\text{відп}} \quad (1.34)$$

$$\begin{aligned} B_{\text{роз}} &= 0,3664 \cdot 10^{-3} \cdot 518,49 \cdot 10^6 + 39.7663 \cdot 10^{-3} \cdot (10423,2 - 518,493) \cdot 10^3 = \\ &= 1089,2953 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.} \end{aligned}$$

Економія палива за рахунок комбінованого виробітку електроенергії та тепла:

$$\Delta B_{\text{тф}} = (b_k - b_{\text{тф}}) \cdot W_{\text{тф}} \quad (1.35)$$

$$\Delta B_{\text{тф}} = (0.3664 - 0.1549) \cdot 1089,29 = 270,31 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

Частка зекономленого палива складає:

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta b = \Delta B_{\text{тф}} / B_{\text{розд}} \quad (1.36)$$

$$\Delta b = 270,31 / 1089,29 = 0,2481 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

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

а) електроенергії

$$B_w = b_k \cdot W_{\text{вир}} \cdot (1 - \Delta b) \quad (1.37)$$

$$B_w = 0,3664 \cdot 1897,5 \cdot (1 - 0,248) = 522,853 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

б) тепла

$$B_q = b_q \cdot Q_{\text{від}} \cdot (1 - \Delta b) \quad (1.38)$$

$$B_q = 39,7663 \cdot 10^{-3} \cdot 518,49 \cdot (1 - 0,248) = 296,13 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

Розподіл електроенергії на власні потреби поміж електроенергією та теплом

а) на відпуск електроенергії відносяться:

$$W_{\text{вп}}^w = (W_{\text{вп}}^{\text{к.ц.}} + W_{\text{вп}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B_w}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{вп}}^{\text{т.ц}} \quad (1.39)$$

$$W_{\text{вп}}^w = ((31,269 + 87,44) + 13,2825) \cdot \frac{522853,96}{818988} + 12,333 = 76,638 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год. / рік}$$

б) на відпуск тепла:

$$W_{\text{вп}}^q = (W_{\text{вп}}^{\text{к.ц.}} + W_{\text{вп}}^{\text{ін.}}) \cdot \frac{B_q}{B_{\text{ен.к}}} + W_{\text{вп}}^{\text{тф}} \quad (1.40)$$

$$W_{\text{вп}}^q = ((31,269 + 87,44) + 13,2825) \cdot \frac{296134,22}{818988} + 31,269 = 67,69071 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год. / рік}$$

де $W_{\text{вп}}^{\text{к.ц.}}$, $W_{\text{вп}}^{\text{т.ц.}}$, $W_{\text{вп}}^{\text{тф}}$ витрати електроенергії на власні потреби відповідно котельного цеху, машинного залу і електроцеху, теплофікаційної установки та інших споживачів, млн. кВт·год/рік.

Питома витрата палива на відпуск електроенергії становить:

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{B_w}{W_{\text{вир}} - W_{\text{вп}}^w} \quad (1.41)$$

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{522853,88}{1897,5 - 76,638} = 0,287 \text{ м}^3 / (\text{кВт} \cdot \text{год.})$$

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

$$B_q = B_q + b_w^{\text{відп}} \cdot W_{\text{вп}}^q \cdot 10^{-3} \quad (1.42)$$

$$B_q = 296134,22 + 0,287 \cdot 67,69 \cdot 10^{-3} = 315571,3 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

Витрати умовного палива, які відносяться на відпуск електроенергії:

$$B_w = B_w - b_w^{\text{відп}} \cdot W_{\text{вп}}^q \cdot 10^{-3} \quad (1.43)$$

$$B_w = 522853,88 - 0,287 \cdot 76,63 \cdot 10^{-3} = 503416,7 \text{ тис. м}^3 \text{ у.п. / рік.}$$

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

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{B_w}{W_{\text{вир}} - W_{\text{вп}}} \quad (1.44)$$

$$b_w^{\text{відп}} = \frac{503416,73 / 10^3}{1897,5 - 67,69 - 76,638} = 0,28714 \text{ м}^3 / (\text{кВт} \cdot \text{год.})$$

1.3.3 Розподіл річних експлуатаційних витрат між електроенергією та теплом

Усі виробничі процеси на ТЕЦ поділяють на три фази виробництва:

фаза I - виробництво пари (паливно-транспортний, котельний і ХВО);

фаза II - виробництво електроенергії (турбінний і електричний цехи);

фаза III - виробництво тепла (теплофікаційні установки та водонагрівальні котли).

Всі витрати за фазою I розподіляють між електричною енергією і теплом пропорційно витратам палива; усі витрати за фазою II цілком відносять на відпуск електричної енергії; за фазою III - на відпуск тепла.

Витрати за всіма пунктами фази I розподіляють пропорційно витратам палива на електричну енергію і тепло:

$$I_{w,I} = I_I \cdot B_w / B_{\text{ен.к.}}; \quad I_{q,I} = I_I \cdot B_q / B_{\text{ен.к.}} \quad (1.45)$$

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Витрати по фазах II та III відносять відповідно на електричну енергію і тепло. Потім усі витрати, розподілені між електричною енергією і теплом, додають за фазами виробництва і статтями калькуляції собівартості.

Результати розрахунків заносять до калькуляційної таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 - Проектна калькуляція собівартості енергії на ТЕЦ.

Найменування	Елементи витрат, тис. у.о.					Розподіл на:	
	Паливо	Зар-плата	Аморт. Відрахування	Інші витрати	Разом	Електроенергію	Тепло
1. Виробництво пари	181793	335,16	21070,57		203199	124902,7	78296
2. Виробництво електроенергії		335,16	21070,57		21405	21405,73	--
3. Виробництво тепла	4487,89	47,88	2341,175		6876,9	--	6876,9
Разом	186281	718,2	44482,32		231481	146308,4	85173,
4. Загально - станційні витрати		239,4	2341,175	23173,83	25754	16278,11	9476,3
Усього	186281	957,6	46823,5	23173,83	257236	162586,5	94649
Розподіл на:							
а) електроенергію	111745	206,01	12951,68		124902		
5. Виробництво електронергії	--	335,16	21070,57		21405		
Разом	111745	541,17	34022,26		146308		
6. Загально-станційні витрати	--	180,39	1790,645	14307,07	16278		
Усього	111745	721,56	35812,91	14307,07	162586		
б) тепло							
. Виробництво пари	70048,38	129,14	8118,885		78296		
Виробництво тепла	4487,895	47,88	2341,175		6876,9		
Разом	74536,28	177,02	10460,06		85173		
Загально-станційні витрати	--	59,007	550,5294	8866,755	9476,2		
Усього	74536,28	236,03	11010,58	8866,755	94649		
Собівартість							
а) електроенергії							
в 0,01 у.о./кВт.год.	6,37388	0,0411	2,042751	0,816068	9,2738		
структура у %	68,73%	0,44%	22,03%	8,80%	100,0%		
б)тепла							
в у.о./ГДж	7,151000	0,0226	1,056354	0,850675	9,0806		
структура у %	78,75%	0,25%	11,63%	9,37%	100,0%		

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ		Арк.
		Бутівський Л.С.					28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

1.4 Висновки за розділом 1

При проведенні ТЕО встановлено, що найбільш оптимальним є варіант ТЕЦ-330 МВт, тобто другий варіант, із приведеними річними витратами, для якого вони дорівнюють 320,369 млн. у.о./рік.

Цей варіант включає три турбіни Т-110/120-130, два котли КВГМ-180, з потужністю по 209 МВт кожен.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальна характеристика ТЕЦ

Розрахунки щодо тепломеханічної частини виконувались з використанням матеріалів [5 - 7].

Теплова станція спроектована для обслуговування міста Ужгород і має теплову потужність по гарячій воді $Q_{\max} = 1000$ МВт. Доля постачання гарячої води $\gamma_{\text{гвс}} = 18$ %, вентиляції - $\gamma_{\text{в}} = 9$ %. Встановлена потужність $T_{\text{уст}} = 5750$ год/рік. Основне паливо - природний газ, резервне - мазут.

У відповідності з ТЕО встановлюється 3 турбіни типу Т-110/120-130 з номінальним опалювальним відбором 206 МВт, максимальна витрата пари 470 т/год. Коефіцієнт теплофікації:

$$\alpha = 3 \times 206 / 1000 = 0,618.$$

Значення α знаходиться у допустимих межах.

Для 3-х турбін Т-110/120-130 встановлено три енергетичні котли по 500 тон пари/год. Для покриття пікової потужності по гарячій воді $1000 - 3 \cdot 206 = 382$ МВт, встановлюється 2-а водогрійних котли КВГМ-180 тепловим навантаженням 209 МВт, які мають $209 \times 2 = 418$ МВт.

2.2 Вибір основного устаткування

На ТЕЦ розміщено:

- три турбіни - $3 \times \text{Т-110/120-130}$ з генераторами ТВФ-120-2.
- три енергетичні котли - $3 \times \text{БКЗ-500-140}$.

2.2.1 Опис турбоагрегату Т-110/120-130 УТЗ

Турбіна Т-110/120-130 (Рис.2.1) служить приводом електричного генератора ТВФ-120-2. Турбіна має три циліндри. ЦВТ та ЦСТ протиточні,

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЦНТ - двопоточний з двома конденсаторами. Тиск у відборі регулюють дві поворотних діафрагми.

Основні параметри турбіни:

- номінальна/максимальна потужність 110/120 МВт,
- номінальний тиск/температура свіжої пари 12,75 МПа/535 °С,
- витрата свіжої пари 480 т/год, температура підігріву живильної води 232 °С.
- Межі регулювання тиску в відборах - верхньому опалювальному 0,059-0,245 МПа, нижньому опалювальному 0,049-0,196 МПа.

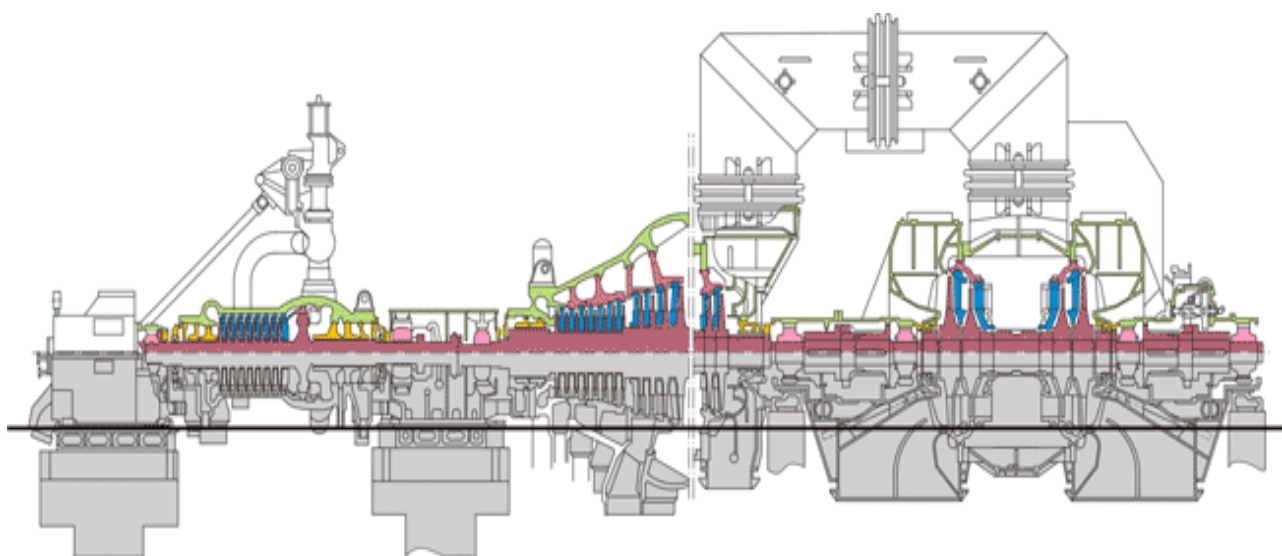


Рисунок 2.1 - Парова турбіна Т-110/120-130.

2.2.2 Котлоагрегати

Котлоагрегат типу Е-500-13,8-560ГМН.

Котел є вертикально-водотрубним, однобарабанним із природною циркуляцією води. Має П-подібне газощільне виконання під наддувом. Топочна камера і конвективна шахта екранувані панелями з гладких труб. Топка розміром 5,9х13,18 м. В топці 8 комбінованих газомазутних пальник у 2 яруси, по 4-и у ярусі. Барабан котла має внутрішній діаметр 1600 мм з стінкою 112 мм. В котлі є два обертових регенеративних підігрівача підігріву повітря.

Технічні характеристики парового котла Е-500-13,8-560ГМН:

- паливо: газ, мазут;

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- температури: підігріву повітря 232 °С,
- відхідних газів 109 °С,
- живильної води 230 °С,
- ККД (бруто) 94,5%.

Піковий водогрійний котел КВГМ-180.

ПВК постачає тепло в піковому і основному режимах. Котел працює на природному газі і топочному мазуті. Основні дані котла: номінальна потужність 209 МВт; витрата води в основному режимі 2210 т/год; температура води на вході в котел 70 °С; на виході 150°С; температура відхідних газів 170 °С; ККД котла 91,7%. Для подачі повітря в котел КВГМ-180 є один вентилятор, один димосмок, один димосмок рециркуляції, який подає газу в повітропровід перед дуттьовим вентилятором.

2.3. Допоміжне обладнання

2.3.1 Турбінне відділення

Система регенеративного підігріву води

Підігрів води парою, яка частково відпрацювала в турбіні і подається через регенеративні відбори до підігрівачів, забезпечує збільшення термічного ККД циклу. СРП живильної води має: охолоджувач ежекторів; підігрівачі ущільнень; охолоджувач сальникових підігрівачів; ПНТ; деаератор; ПВТ, а також допоміжне обладнання: дренажні насоси (від ПНТ) тощо. Конденсат конденсатними насосами йде через охолоджувач ежекторів, підігрівач ущільнень, сальникові підігрівачі, ПНТ, деаератор 0,6 Мпа. Із деаератора живильна вода живильними насосами подається через ПВТ в котел.

Конденсаційна установка

Служить для конденсації пари після турбіни. В неї входить конденсатор, конденсатні насоси, основні ежектори, пусковий ежектор, ежектор ущільнень.

Пара з турбіни проходить між трубами і охолоджується циркуляційною водою. Конденсат КН подається в систему регенерації низького тиску турбіни і деаератор. Вакуум підтримується основним ежектором. В тепловій схемі є 2

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

конденсатори КГ2-6200-I з поверхнею охолодження 6200 м² і витратою циркуляційної води 160000 м³/год. В залежності від режиму роботи турбіни включаються один або два насоси.

Підігрівачі низького тиску (ПНТ) (табл. 2.1)

Вони служать для підігрівання конденсату парою, яка підводиться з проміжних нерегульованих відборів пари турбіни. Підігрівачі є вертикальні, поверхневі. Від ПНТ-4 конденсат пари йде в ПНТ-3. З ПНТ-3 конденсат дренажним насосом КС-80-155 подається в лінію основного конденсату перед ПНТ-4.

Таблиця 2.1 - Технічні характеристики підігрівачів низького тиску турбіни Т-100/120-130.

№ підігрівача	Розм.	ПНТ-1	ПНТ-2	ПНТ-3	ПНТ-4
Типорозмір		ПН-250-16-7-III _{св}	ПН-250-16-7-IV _{св}	ПН-250-16-7-IV _{св}	ПН-250-16-7-IV _{св}
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	°C	400	400	400	400

Деаератор ДП-500М2.

На блоці є один деаератор ДП-500М2 на 500 т / год води з баком БД-65-84 на 65 м³. Тиск пари в деаераторі 0,59 МПа (6 кгс / см²). Деаератор подає пару на основний (ЕО) і пусковий (ЕП) ежектори і ущільнення турбіни.

У деаератор подаються такі потоки пари і води:

- а) основний конденсат після ПНТ-4; пара із штоків стопорних і регулюючих клапанів турбіни; пара із колектора власних потреб;

б) в бак-аккумулятор: живильна вода із деаераційної колонки; рециркуляція живильних насосів; дренаж гріючої пари ПВТ; рециркуляція вприсків котла.

Живильна установка подає в котел живильну воду. Для 5-х котлів Е-500-13,8-560ГМН, 3-х турбін Т-110/120-130 подається води 891 м³/год. Живильна установка має 4-и живильних електронасоси ПЕ-580-195 на 4-и котли по 580 м³/год з напором 21,08 МПа. Для приводу насоса використовується електродвигун 4АЗМ-4000 на 4000 кВт, при напрузі 6 кВт.

Підігрівачі високого тиску (ПВТ) (табл. 2.2)

В них підігрівається живильна вода після деаератора. Всі ПВТ є зварними вертикальними, теплообмінна поверхня набирається з плоских спіральних гладких труб діаметром 32 мм і товщиною стінки 4 мм

Таблиця 2.2 - Загальна технічна характеристика підігрівників високого тиску.

Підігрівник	Розмірність	ПВТ № 6	ПВТ № 7	ПВТ № 8
Тип підігрівника		ПВ-425-230-13	ПВ-425-230-25	ПВ-425-230-37
Поверхня нагрівання	м ²	425	425	425
Тиск пари в корпусі	МПа	1,28	2,45	3,63
Температура пари на вході в підігрівник	°С	450	530	500
Гідравлічний опір по воді	МПа	0,34	0,24	0,24

Установка підігріву мережної води

В мережних підігрівачах підігрівається мережна вода паром з регулюємих відборів турбіни. Влітку для подачі гарячої води використовується нижній мережний підігрівач. На турбіні є мережні підігрівачі ПСГ-2300-2-8-I, ПСГ-2300-3,5-8-II, сальниковий підігрівач. В лінії мережних насосів 1-го підйому встановлюються насоси СЕ-2500-60-8, 2-го підйому - СЕ-2500-180-8.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

Циркуляційна установка (ЦУ)

Циркуляційні насоси ОВ(ОПВ)16-87К подають охолоджуючу воду в конденсатор, охолоджувачі олії і охолоджувачі газу генератора. При зменшенні навантаження менше 50% працює один ЦН. Сумарна подача води на Т-110/120-130 складає 16 000 м³/год.

2.3.2 Допоміжне обладнання котельного відділення

Воно включає газо- і повітропроводи, дутьові вентилятори, димосмоки.

Дутьові вентилятори

Вентилятори ВДН-28 забирають холодне повітря з верху котла (влітку), тому що температура його доходить до 30 °С, і подають повітря у повітрепідігрівач. Взимку повітря забирається з вулиці.

Димосмоки

Димососи ДН-26х2 ГМ (один на котел) видаляють димові гази з підігрівачів повітря і подають їх в димову трубу і далі в атмосферу. Запас по продуктивності в 10% . Загальна потужність електродвигунів складає до 15% потужності блоку.

2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Тепловий розрахунок виконано для 4 режимів роботи ТЕЦ.

→ I режим - максимально-зимовий. Температура зовнішнього повітря дорівнює розрахунковій температурі для опалення ($t_{\text{нар}}=t_{\text{р.о.}}$).

→ II режим - розрахунково-контрольний. Для цього режиму температура зовнішнього повітря дорівнює середній температурі зовнішнього повітря за найбільш холодний місяць ($t_{\text{нар}}=t_{\text{ср}}^{\text{х.м.}}$) у разі аварійного останову найбільш потужного котлоагрегату.

→ III режим - середньо-опалювальний. Температура зовнішнього повітря дорівнює середній за опалювальний період ($t_{\text{нар}}=t_{\text{ср}}^{\text{от}}$).

→ IV режим - літний. Відсутнє опалювальне навантаження, навантаження на ГВП - 70 % від зимнього. Вагається, що одна турбіна працює в теплофікаційному режимі, а інші в конденсаційному.

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вихідні дані наведені в таблиці 2.3. Як приклад, наведені розрахунки для 1-го режиму. Розрахунки для режимів II - IV дані в табл. 2.4, в табл. 2.5 наведені баланси для режимів I - IV.

Розрахунок теплової схеми для I режиму.

Температура додаткової води ХВО: $t_{\text{ХВО}} = 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Максимально можлива паропродуктивність енергетичних котлів:

$$\Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} = n_{\text{ЭК}} \cdot D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}, \quad (2.3)$$

$$\Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} = 3 \cdot 500 = 1000 \text{ т/год.}$$

Таблиця 2.3 - Вихідні дані для розрахунку теплової схеми ТЕЦ

Параметр	Позначення	Одиниця виміру	Режими			
			I режим	II режим	III Режим	IV режим
Місто будівництва ТЕЦ	-	-	Ужгород			
Максимальне теплове навантаження по горячій воді	Q_{max}	МВт	1000			
Частка горячого водопостачання	$v_{\text{ГВС}}$	%	18,0 %			
Частка вентиляції	$v_{\text{у}}$	%	9 %			
Частка опалення	$v_{\text{от}}$	%	73 %			
Кількість енергетичних котлів	$n_{\text{ЭК}}$	-	3	2	3	3
Кількість турбоустановок типу Т	n^{T}	-	3	2	3	3
Середнє теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т	$Q_{\text{сп}}^{\text{T}}$	МВт	208,7			
Кількість водогрійних котлів	$n^{\text{КВГМ}}$	-	2			
Навантаження водогрійних котлів	$Q^{\text{КВГМ}}$	МВт	209			
Паливо	-	-	природний газ			

Частка витоків пари та конденсату в циклі $\gamma_{\text{ут}} = 1 \text{ \%}$.

Станційні витки пари та конденсату в циклі:

$$G_{\text{ут}} = \gamma_{\text{ут}} \cdot \Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} / 100 \quad (2.4)$$

$$G_{\text{ут}} = 1 \cdot 1500 / 100 = 15 \text{ т/год.}$$

Подача додаткової хім. знесоленої води в Д-0,12 МПа, $G_{\text{д.в.}} = G_{\text{ут}}$.

$$G_{\text{д.в.}} = 15 \text{ т/год.}$$

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Подача пари 1,4 МПа на мазутне господарство:

$$D_{\text{MX}}^{1,4} = k_{\text{MX}}^I \cdot \Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} \quad (2.5)$$

$$D_{\text{MX}}^{1,4} = 0,01 \cdot 1500 = 15 \text{ т/ч.}$$

Загальна подача пари на власні потреби ТЕЦ (є тільки подача пари на мазутне господарство):

$$D_{\text{с.н.}} = D_{\text{MX}}^{1,4}, \quad (2.6)$$

$$D_{\text{с.н.}} = 15 \text{ т/ч.}$$

Теплове навантаження на постачання гарячої води :

максимально зимнє $Q_{\text{ГВС}}^{\text{ЗИМ.}} = \gamma_{\text{ГВС}} \cdot Q_{\text{max}}, \quad (2.7)$

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{ЗИМ.}} = 0,18 \cdot 1000 = 180 \text{ МВт};$$

в режимі I

$$Q_{\text{ГВС}} = Q_{\text{ГВС}}^{\text{ЗИМ.}}, \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{ГВС}} = 180 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплове навантаження по гарячій воді: в режимі I

$$Q_{\text{mc}} = Q_{\text{max}}, \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{ТС}} = 1000 \text{ МВт.}$$

Теплове навантаження опалення та вентиляції:

$$Q_{\text{ОВ}} = Q_{\text{ТС}} - Q_{\text{ГВС}}, \quad (2.10)$$

$$Q_{\text{ОВ}} = 1000 - 180 = 820 \text{ МВт.}$$

Подача мережевої води незмінна, регулюється зміною температури води в тепломережі, яка знаходиться з рис. 2.2.

В прямій тепломережі: $t_{\text{под}} = 150,0 \text{ } ^\circ\text{C}.$

В зворотній тепломережі: $t_{\text{зв}} = 70,0 \text{ } ^\circ\text{C}.$

Середня температура води: $t_{\text{ТС}}^{\text{cp}} = 0,6 \cdot t_{\text{под}} + 0,4 \cdot t_{\text{обр}}, \quad (2.11)$

$$t_{\text{ТС}}^{\text{cp}} = 0,6 \cdot 150 + 0,4 \cdot 70 = 118,0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура входу сирієї води взимку: $t_{\text{исх}} = 5 \text{ } ^\circ\text{C}.$

Витрата води взимку із тепломережі:

$$G_{\text{ут}}^{\text{ТС}} = 0,15 \cdot Q_{\text{max}}, \quad (2.12)$$

$$G_{\text{ут}}^{\text{ТС}} = 0,15 \cdot 1000 = 150 \text{ т/год.}$$

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

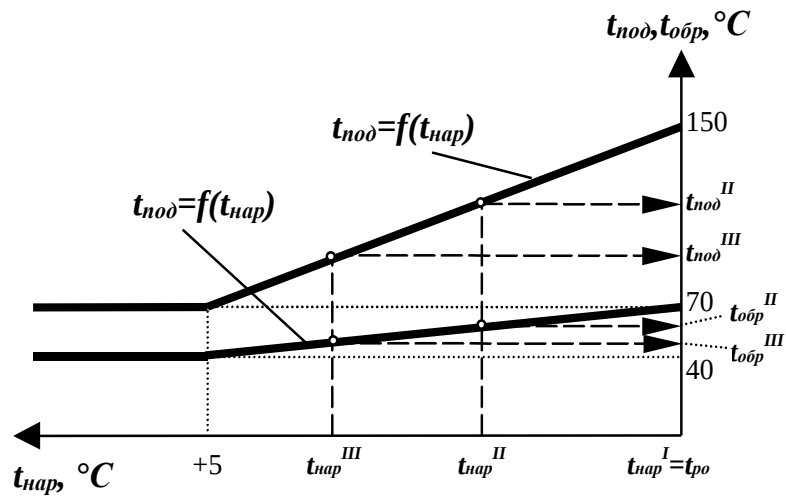


Рисунок 2.2 - Графік зміни температури води в тепломережі

Сумарна подача води на підживлення:

$$G_{\text{подп}} = G_{\text{ут}}^{\text{ТС}}, \quad (2.13)$$

$$G_{\text{подп}}^{\text{ТС}} = 150 \text{ т/год.}$$

Втрати тепла з витокami з тепломережі:

$$Q_{\text{ут}}^{\text{ТС}} = G_{\text{ут}}^{\text{ТС}} \cdot C_p (t_{\text{тс}}^{\text{сп}} - t_{\text{исх}}) / 3600, \quad (2.14)$$

$$Q_{\text{ут}}^{\text{ТС}} = 150 \cdot 4,19 \cdot (118 - 5) / 3600 = 19,73 \text{ МВт.}$$

Підведене тепло з водою, що подається на підживлення

$$Q_{\text{подп}} = G_{\text{подп}}^{\text{ТС}} \cdot C_p (t_{\text{ХВО}} - t_{\text{исх}}) / 3600, \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{подп}}^{\text{ТС}} = 150 \cdot 4,19 \cdot (30 - 5) / 3600 = 4,36 \text{ МВт}$$

Загальне теплофікаційне навантаження станції:

$$Q_{\text{ТЭЦ}} = Q_{\text{тс}} + Q_{\text{ут}}^{\text{ТС}} - Q_{\text{подп}}^{\text{ТС}}, \quad (2.16)$$

$$Q_{\text{ТЭЦ}} = 1000 + 19,73 - 3,36 = 1015,36 \text{ МВт}$$

Подача мережевої води:

$$G_{\text{св}} = 3600 \cdot Q_{\text{ТЭЦ}} / [C_p \cdot (t_{\text{под}} - t_{\text{обр}})], \quad (2.17)$$

$$G_{\text{св}} = 3600 \cdot 1015,36 / [4,19 \cdot (150 - 70)] = 10904,86 \text{ т/год.}$$

Середнє теплофікаційне навантаження мережевих підігрівачів:

$$Q_{\text{сп}}^{\text{T}} = 208,7 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження мережевих підігрівачів:

$$\Sigma Q_{\text{сп}}^{\text{T}} = n_{\text{T}} \cdot Q_{\text{сп}}^{\text{T}}, \quad (2.18)$$

$$\Sigma Q_{\text{сп}}^{\text{T}} = 208,7 \cdot 3 = 626,1 \text{ МВт.}$$

Середня подача гострої пари на турбіну(за діаграмою режимів):

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$D_0^T = 482,5 \text{ т/год.}$$

Сумарна подача гострої пари на турбіну:

$$\Sigma D_0^T = n_T \cdot D_0^T, \quad (2.19)$$

$$\Sigma D_0^T = 3 \cdot 482,5 = 1447,5 \text{ т/год.}$$

Середня електрична потужність турбіни (за діаграмою режимів):

$$N_{эT} = 110 \text{ МВт.}$$

Сумарна електрична потужність турбіни:

$$\Sigma N_{э}^T = n_T \cdot N_{э}^T, \quad (2.20)$$

$$\Sigma N_{э}^T = 3 \cdot 110 = 330 \text{ МВт.}$$

Сумарна подача пари на турбіну:

$$\Sigma D_0 = 965 \text{ т/ч} < D_{ЭК}^{\text{ном}} = 1000 \text{ т/год.}$$

Сумарна електрична потужність турбін:

$$\Sigma N_{э} = \Sigma N_{э}^T, \quad (2.21)$$

$$\Sigma N_{э} = 330 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження мережевих підігрівачів:

$$\Sigma Q_{сп} = \Sigma Q_{сп}^T, \quad (2.22)$$

$$\Sigma Q_{сп} = 626,1 \text{ МВт.}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження ПВК:

$$Q_{ПВК} = Q_{ТЭЦ} - \Sigma Q_{сп}, \quad (2.23)$$

$$Q_{ПВК} = 1015,36 - 626,1 = 389,26 \text{ МВт.}$$

Максимально можливе теплофікаційне навантаження ПВК:

$$Q_{ПВК}^{\text{max}} = Q^{\text{КВГМ}} \cdot n^{\text{КВГМ}}, \quad (2.24)$$

$$Q_{ПВК}^{\text{max}} = 209 \cdot 2 = 418 \text{ МВт} > Q_{ПВК} = 389,26 \text{ МВт.}$$

Сумарний виробіток пари енергетичних котлів

$$\Sigma D_{ЭК} = \Sigma D_0 + G_{ут} + D_{с.н.}, \quad (2.25)$$

$$\Sigma D_{ЭК} = 1447,5 + 16,8 + 16,8 = 1486,1 \text{ т/год.}$$

Сумарна подача підживлюючої води енергетичних котлів:

$$\Sigma D_{пв} = \Sigma D_{ЭК}, \quad (2.6)$$

$$\Sigma D_{пв} = 1486,1 \text{ т/год.}$$

Повні сумарні витрати тепла

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Sigma Q_{TY} = [\Sigma D_0(h_0 - h_{пв}) + \Sigma D_{вп}(h''_{вп} - h'_{вп}) + D_{мх}^{1,4} h^{1,4}] / 3600, \quad (2.26)$$

$$h_0 = 3330 \text{ кДж/кг}, h_{пв} = 1160 \text{ кДж/кг}, h''_{вп} = 3550 \text{ кДж/кг}, h'_{вп} = 2960 \text{ кДж/кг}$$

$$\Sigma Q_{TY} = [1447,5 \cdot (3330 - 1160) + 1486,1 \cdot (3550 - 2960) + 10 \cdot 2970] / 3600 = 1083,3 \text{ МВт.}$$

Сумарна подача тепла зовнішнім споживачам:

$$\Sigma Q_{вн} = \Sigma Q_{сп}, \quad (2.27)$$

$$\Sigma Q_{вн} = 626,1 \text{ МВт.}$$

Подача тепла на турбіни при виробництві електроенергії:

$$\Sigma Q_{TY}^{\ominus} = \Sigma Q_{TY} - \Sigma Q_{вн} - G_{ym} \cdot \frac{(h_{нв} - C_p \cdot t_{хво})}{3600}, \quad (2.28)$$

$$\Sigma Q_{TY}^{\ominus} = 1083,28 - 626,1 - \frac{16,8 \cdot (1160 - 4,19 \cdot 30)}{3600} = 452,354 \text{ МВт}$$

ККД турбоустановок при виробництві електроенергії

$$\eta_{TY}^{\ominus} = \Sigma N_e / \Sigma Q_{TY}^{\ominus}, \quad (2.29)$$

$$\eta_{TY}^{\ominus} = \frac{330}{452,35} = 0,730$$

Питома подача тепла виробництві електроенергії:

$$q_{TY}^{\ominus} = 1 / \eta_{TY}^{\ominus}, \quad q_{TY}^{\ominus} = 3600 / \eta_{TY}^{\ominus},$$

$$q_{TY}^{\ominus} = 1 / 0,730 = 1,371, \quad q_{TY}^{\ominus} = 3600 / 0,730 = 4934,77 \text{ кДж/кВт} \cdot \text{год.}$$

Теплове навантаження енергетичних котлів:

$$\Sigma Q_{ЭК} = \frac{\Sigma D_{ЭК} \cdot (h_{пп} - h_{нв}) + \Sigma D_{вн} \cdot (h''_{вн} - h'_{вн} + \Delta q_{ВПП})}{3600}, \quad (2.30)$$

$$\text{де } \Sigma D_{ЭК} = 1481,1 \text{ кДж/кг}, h_{пп} = h_0 + 5 \text{ кДж/кг}, \Delta q_{ВПП} \approx 30 \text{ кДж/кг}$$

$$\Sigma Q_{ЭК} = \frac{1481,1 \cdot (3330 + 5 - 1160) + 1447,5 \cdot (3550 - 2960 + 30)}{3600} = 1101,743 \text{ МВт}$$

ККД ТЕЦ при виробництві електроенергії:

$$\eta_{ТЭЦ}^{\ominus} = \eta_{TY}^{\ominus} \eta_{тр} \eta_{ЭК}, \quad (2.31)$$

де $\eta_{ЭК}$ - ККД енергетичних котлів (прийнятий $\eta_{ЭК} = 0,92$)

$$\eta_{ТЭЦ}^{\ominus} = 0,730 \cdot 0,983 \cdot 0,91 = 0,653$$

ККД ТЕЦ при виробництві і віддачі тепла на опалення та ГВП:

$$\eta_{ТЭЦ}^T = \eta_{ТФ} \eta_{тр} \eta_{ЭК}, \quad (2.32)$$

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

$$\eta_{ТЭЦ}^T = 0,99 \cdot 0,983 \cdot 0,91 = 0,886$$

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Витрата (питома) умовного палива при виробництві електроенергії:

$$b_y^{\vartheta} = \frac{123}{\eta_{TEC}^{\vartheta}} = \frac{123}{0,653} = 0,1884 \text{ з} \quad (2.33)$$

Витрата (питома) умовного палива на виробництво електроенергії і віддачу теплової енергії:

$$b_y^T = \frac{34,1}{\eta_{TEC}^T} = \frac{34,1}{0,886} = 38,4961 \text{ кг} \quad (2.34)$$

Таблиця 2.4 - Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Параметри	Позначення		Формула чи пояснення	Одиниця виміру	Режими			
					I режим	II режим	III режим	IV режим
1	2		3	4	5	6	7	8
Температура додаткової ХВО води	t_{XBO}		$t_{XBO} = 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	30	30	30	30
Максимально можливий виробіток пари енергетичних котлів	$\square D_{ЭК}^{ном}$		$\Sigma D_{ЭК}^{ном} = n_{ЭК} \cdot D_{ЭК}^{ном}$	т/год	1500	1000	1500	1500
Загальна витрата пари на власні потреби ТЕЦ	$D_{с.н.}$		$D_{с.н.} = D_{мх}^{1,4}$	т/год	30,0	30,0	30,0	30,0
Постачання зовнішніх споживачів гарячою водою								
Гаряче водопостачання		$Q_{ГВС}$	$Q_{ГВС}^{зим.} = \gamma_{ГВС} \cdot Q_{маж.}^{зим.}$ $Q_{ГВС}^{лет.} = 0,7 \cdot Q_{ГВС}^{зим.}$	МВт	180	180	180	126
Опалення та вентиляція	$Q_{ОВ}$		$Q_{ОВ} = Q_{ТС} - Q_{ГВС}$	МВт	820	695	470	0
Сумарне теплове навантаження споживачів по гарячій воді	$Q_{ТС}$		В I режимі: $Q_{ТС} = Q_{маж.}$ В II та III режимах - по графіку Россандера. В IV режимі: $Q_{ТС} = Q_{ГВС}^{лет.}$	МВт	1000	875	650	126

Температура води (середня) в тепломережі	$t_{ТС}^{cp}$	$t_{ТС}^{cp} = 0,6 \cdot t_{под} + 0,4 \cdot t_{обр}$	$^{\circ}\text{C}$	118,0	77,1	69,4	58,0
Температури води в падаючій лінії тепломережі	$t_{под}$	По графіку зміни температури води в тепломережі	$^{\circ}\text{C}$	150	95,8	85,4	70
Температури води в	$t_{обр}$		$^{\circ}\text{C}$	70	49	45,5	40

зворотній лінії тепломережі							
Загальна подача підігр. води	$G_{\text{подп}}^{\text{ТС}}$	$G_{\text{подп}} = G_{\text{ут}}^{\text{ТС}}$	т/год	150	150	150	50
Загальне теплофікаційне навантаження ТЕЦ (мережних підігрівачів та ПВК)	$Q_{\text{ТЭЦ}}$	$Q_{\text{ТЭЦ}} = Q_{\text{тс}} + Q_{\text{ут}}^{\text{ТС}} - Q_{\text{подп}}$	МВт	1015	883	656	127
Розрахунок турбоустановок							
Теплофікаційне навантаження (середнє) мережних підігрівачів	$Q_{\text{сп}}^{\text{T}}$		МВт	208,7	208,7	201,09	119,9
Середня подача гострої пари на турбину	D_0^{T}	По діаграмі режимів	т/год	482	482	464,88	482
Загальна подача гострої пари на турбину	ΣD_0^{T}	$\Sigma D_0^{\text{T}} = n_{\text{T}} \cdot D_0^{\text{T}}$	т/год	1447	965	1394,6	1447
Середня електрична (середня) потужність	N_3^{T}	По діаграмі режимів	МВт	110	110	106,04	110
1	2	3	4	5	6	7	8
Загальна електрична потужність турбіни	ΣN_3^{T}	$\Sigma N_3^{\text{T}} = n_{\text{T}} \cdot N_3^{\text{T}}$	МВт	330	220	318,12	330
Загальна подача пари на турбіни	ΣD_0	$\Sigma D_0 = \Sigma D_0^{\text{T}}$	т/год	1447	965	1394,64	1447
Загальна електрична потужність турбін	ΣN_3	$\Sigma N_3 = \Sigma N_3^{\text{T}}$	МВт	330	220	318,12	330
Загальне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів	$\Sigma Q_{\text{сп}}$	$\Sigma Q_{\text{сп}} = \Sigma Q_{\text{сп}}^{\text{T}}$	МВт	626,1	417,4	603,27	359,7
Загальне теплофікаційне навантаження пікових водогрійних котлів	$Q_{\text{ПВК}}$	$Q_{\text{ПВК}} = Q_{\text{ТЭЦ}} - \Sigma Q_{\text{сп}}$	МВт	389,26	465,8	53,62	0,00
Загальний виробіток пари енергетичних котлів	$\Sigma D_{\text{ЭК}}$	$\Sigma D_{\text{ЭК}} = \Sigma D_0 + G_{\text{ут}} + D_{\text{с.н.}}$	т/год	1481,1	988,9	1424,88	1471
Загальна подача підж. води енергетичних котлів	$\Sigma D_{\text{пв}}$	$\Sigma D_{\text{пв}} = \Sigma D_{\text{ЭК}} + D_{\text{прод}}$	т/год	1486,1	991,44	1429,88	1476,02

Таблиця 2.5 - Енергетичні показники ТЕЦ

1	2	3	4	5	6	7	8
Повні сумарні витрати тепла	$\Sigma Q_{\text{ТУ}}$		МВт	1083,281	722,303	1041,456	1074,965
Сумарна витрата тепла на зовнішніх	$\Sigma Q_{\text{вн}}$	$\Sigma Q_{\text{вн}} = \Sigma Q_{\text{сп}}$	МВт	626,1	417,4	603,27	359,7

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ			Арк.
		Бутівський Л.С.						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

споживачів							
Витрата тепла на турбоустановки по виробництву електроенергії	$\Sigma Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}}$	$\Sigma Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = \Sigma Q_{\text{ТУ}} - \Sigma Q_{\text{вн}} - [G_{\text{ут}} + G_{\text{кп}}] \cdot (h_{\text{пв}} - C_p \cdot t_{\text{хво}}) / 3600$	МВт	452,354	301,283	433,359	710,438
ККД турбоустановок по виробництву електроенергії	$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}}$	$\eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = \Sigma N_{\text{э}} / \Sigma Q_{\text{ТУ}}^{\text{э}}$	-	0,730	0,730	0,734	0,465
Питома витрата тепла на виробництво електроенергії	$q_{\text{ТУ}}^{\text{э}}$	$q_{\text{ТУ}}^{\text{э}} = 1 / \eta_{\text{ТУ}}^{\text{э}}$		1,371	1,369	1,362	2,153
Теплове навантаження енергетичних котлів	$\Sigma Q_{\text{ЭК}}$		МВт	1101,7	735,4	1060,2	1095,6
ККД ТЕЦ по виробництву електроенергії	$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{э}}$		-	0,653	0,653	0,656	0,415

Продовження таблиці 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8
ККД ТЕЦ по виробництву і відпуску тепла на опалення , вентиляцію та ГВП	$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{Т}}$		-	0,8858	0,914	0,914	0,913
Питома Витрата (питома) умовного палива на виробництво електроенергії	$b_y^{\text{э}}$	$b_y^{\text{э}} = 123 / \eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{э}}$	г/кВт /год	0,188	0,188	0,187	0,296
Питома Витрата (питома) умовного палива на виробництво електроенергії і відпуск теплової енергії	$b_y^{\text{Т}}$	$b_y^{\text{Т}} = 34,1 / \eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{Т}}$	кг/ ГДж	38,49	37,3	37,3	37,35

2.5 Компонівка головного корпусу

Основні агрегати ТЕС і допоміжне обладнання встановлюються в головному корпусі. Є такі приміщення головного корпусу, як турбінний та котельний зали, додаткове деаераторне відділення між котельним та турбінним. У допоміжному приміщенні монтують РОП і ШРОП, БЩК.

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тягодуттєві машини монтуються ззовні. При проектуванні головного корпусу витримуються вимоги економічності будівництва й експлуатації обладнання, а також зручність роботи і монтажу обладнання. На ТЕЦ прийняте поперечне розміщення турбін.

2.5.1 Компоновка котельного відділення

Парові котли БКЗ-500-140 мають відвод димових газів знизу. Димосмоки, вентилятори і димар розміщені ззовні на нульовій відмітці. Димар збудовано на відстані 28,8 м від димососів.

2.5.2 Компонування турбінного відділення

Турбіни встановлено поперек турбіни, а біля кожної - допоміжне обладнання. На відмітці 12 м розміщено БЩУ. На нульовій відмітці розміщуються розподільчі пристрої власних потреб і кабельні коридори.

Деаератори містяться на відмітці 22,2 м. Це дає підпір води на всасі живильних насосів, що підвищує надійність їхньої роботи.

2.6 Допоміжне господарство ТЕЦ

2.6.1 Паливне господарство

Газове господарство

На ТЕЦ розташована газорозподільча станція, від якої до ГРП подається газ. Тиск природного газу перед ГРП є 1-1,2 МПа. Витрату газу беруть по максимальній потужності всіх котлів. Перед подачею газ очищується в фільтрах із волокнами. На вході газопроводу в котел монтуються: засувка, газовий лічильник, регулятор витрати. Газопровід від ГРП до котла встановлюється на естакаді з компенсаторами. Труби ізолюються.

Мазутне господарство

В окремих спорудженнх відбувається приймання, зберігання, підготовка та подача мазуту в котельню. Мазут служить паливом для ПВК і резервним паливом для енергетичних котлів при відсутності або нестачі газу.

Мазут по приході на ТЕЦ зливається в приймально-зливний пристрій, направляється в мазутосховище, мазуто-насосну станцію і паро-мазутопроводи. Мазут гріється, очищується і подається до котельні. Для запасу мазуту

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

на ТЕЦ є мазутосховище із металевих чи залізобетонних баків ємністю 10000 м³ і 20000м³ (температура зберігання 70-800С). В резервуарах мазут підігрівається паром у підігрівачах до 200-2500С.

2.6.2 Система технічного водопостачання

Технічна вода на ТЕЦ подається в конденсатори турбін і технологічні конденсатори, в системи охолодження підшипників, для ХВО. На ТЕЦ застосовуються двоходові конденсатори. Для надійного охолодження обмоток генератора температура води не повинна бути вище 50 0С.

Водопідготовка, газоочистка

Вода на ці системи забирається після конденсаторів турбін допоміжними насосами. З загальної витрати води близько 85-90 % йде на охолодження конденсаторів турбін. На ТЕЦ використана оборотна система охолодження з градирнями.

Оборотне постачання води з градирнями

Оборотна система постачання води - це замкнутий контур з охолоджувачем води, циркуляційними насосами і водоводами. Вода охолоджується в градирнях. Градирні монтуються в межах огорожі станції.

Головна частина градирні - зрошувальний пристрій у вигляді трубок, в який охолоджуюча вода подається після конденсаторів турбін. На трубах є сопла, через які вода під тиском 0,015 - 0,018 МПа розприскується, подається на дерев'яні чи асбесто-цементні щити і стікає у басейн. Повітря йде знизу через вікна висотою 3 - 12 м, які розміщені вздовж периметру вежі. Вода на зрошення подається на висоту 9 - 18 м, глибина басейну 2 м. Висота витяжної вежі великих градирень досягає 90 - 150 м, вихідний діаметр 45 - 60 м.

Циркуляційні насоси монтуються у машинному залі по два насоса на турбіну. На станції встановлюються градирні БГ-4000-71.

Характеристики градирні:

→ площа зрошення- 4000 м²;

→ щільність зрошення - 7-8 м³/(м²·год);

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- висота підйому води - 10,85 м;
- висота башти - 91,5 м;
- внутрішній діаметр: верхньої /нижньої частин - 39,2/79 м.

2.6.3 Хімічна водопідготовка

Норми якості води

На станції підтримуються норми якості пари і води: загальна твердість не більш 1 мкг-екв/кг; вміст кремнію 40 мкг/кг; вміст кисню, перед деаератором не більше 30 мкг/кг; після деаератора 10 мкг/кг;

Організація водно-хімічних режимів електростанції

У циклах ТЕЦ відбуваються втрати пари, конденсату і води. Найбільша величина припадає на втрати конденсату пари, що подається виробничим споживачам. Вода з міського водопроводу, артезіанської скважини чи річки непридатна, тому що вона включає розчинені солі, що при випарюванні утворюють накип, який заважає нормальній роботі котла. Тому на станції використовується спеціальна система, що міняє хімічний склад сирової води у відповідності з вимогами.

Обладнання і методи хімводопідготовки

Витрата води на хімводоочистці вибирається з теплової схеми ТЕЦ, При хімводоочистці є склад реагентів з запасом на 30 діб роботи. Сира вода на хімводоочистку підводиться з головного корпусу підігрітою до 30-40 0С.

Після ХВО вода має розчинні гази. Тому вся хімічно очищена вода при подачі в парові котли проходить деаерацію в деаераторах.

На вході на ТЕЦ виконується усунення механічних часток з води. Хімічна обробка води основана на способі іонного обміну.

2.7 Охорона навколишнього середовища від шкідливих викидів електростанції

З димарів ТЕЦ в оточуюче середовище виходять токсичні речовини, які впливають на живу природу і на людину. За санітарними нормами для захисту населення від шкідливих викидів передбачається удалення станції від житлових

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

районів і з урахуванням троянди вітрів так, щоб концентрація шкідливих домішок в атмосферному повітрі не перевищувала допустимої (ГДК).

Одним з основних методів є використання димової труби з відповідним розсіюванням димових газів. При достатній висоті труб димові гази, винесені у високі шари атмосфери, розширюються в них, внаслідок чого різко зменшується концентрація шкідливих домішок у приземному шарі повітря.

2.7.1 Розрахунок концентрації оксидів азоту

Розрахунки виконувались з використанням матеріалів [8 - 9]. При спалюванні палив утворюються оксиди азоту: N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2 , N_2O_4 , N_2O_5 . Найбільш стійким з них є NO_2 . Утворення оксидів азоту залежить від вмісту азоту в паливі і повітрі. Сумарна кількість викидів оксидів азоту в т/рік чи г/с дорівнює:

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot B \cdot Q_n^p \cdot \kappa \left(1 - \frac{q_4}{100} \right) (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \quad (2.57)$$

де B - витрата палива, $B = 1029,64$ тис. т/рік, $B = 65000$ м³/год;

Q_n^p - теплота згорання на робочу масу, кДж/кг;

κ - коефіцієнт, який враховує теплову потужність котла;

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

ε_1 - коефіцієнт, який враховує рециркуляцію, $\varepsilon_1 = 0,015$;

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

β_1 - коефіцієнт якості палива;

β_2 - коефіцієнт конструкції пальників, $\beta_2 = 1$ - для вихрових пальників;

β_3 - коефіцієнт, що враховує вид шлаковидалення при твердому паливі,

$\beta_3 = 1$;

ε_2 - коефіцієнт при одноступеневому спалюванні $\varepsilon_2 = 1$.

Коефіцієнт який враховує потужність котла:

$$k = \frac{12 \cdot D_0}{200 + D_0} \quad (2.51)$$

де D_0 - фактична потужність котлів;

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

D_n - номінальний відпуск пари котлів.

$$K = \frac{12 \cdot 500}{200 + 500} = 8,571$$

2.7.2 Вибір кількості і розрахунок висоти димарів

Великою перевагою теплових електростанцій є можливість ефективного виведення димових газів через димарі, де вони змішуються з верхніми шарами атмосфери. Сучасні димові труби мають оболонку і газовідвідний ствол, на який діють агресивні елементи димових газів. Оболонка має монолітний залізобетонний кільцевий ствол конічної форми. Висота димаря визначається за рівнянням:

$$H = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \left(\frac{M_{NO_2}}{ГДК_{NO_2}} + \frac{M_{SO_2}}{ГДК_{SO_2}} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V_r \cdot \Delta T}}} \quad (2.53)$$

де A - коефіцієнт, що залежить від температурної стратифікації атмосфери даного району, $A = 160$;

F - коефіцієнт, що враховує швидкість осадження домішок в атмосфері, $F=1.0$;

m, n - коефіцієнти, що враховують умови виходу димових газів.

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (2.54)$$

де f - параметр, що визначаємо по формулі :

$$f = \frac{\omega_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T} \cdot 10^3 \quad (2.55)$$

де ω_0 - швидкість димових газів на зрізі димаря:

$$\omega_0 = 2,6 \cdot \sqrt{\frac{\Delta T \cdot D_0}{100 \cdot i + 8 \cdot \lambda}} \quad (2.56)$$

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

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

D_0 - внутрішній діаметр гирла димаря;

H - геометрична висота димаря. В першому наближенні $H=180$ м;

Z - число димарів, $Z = 1$;

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ΔT - різниця температур димових газів і навколишнього повітря:

$$T = T_{\text{вих.г.}} - T_{\text{навк.пов.}} \quad (2.57)$$

де $T_{\text{вих.г.}}$ - температура димових газів, що виходять, $T_{\text{вих.г.}} = 121 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

$T_{\text{навк.пов.}}$ - середня температура опівдні найбільш гарячого місяця,

$T_{\text{навк.пов.}} = 25,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

$$\Delta T = 121 - 25,1 = 95,9 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

V_r - об'ємна витрата димових газів:

$$V_r = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} \cdot \omega_0 \quad (2.58)$$

Параметр n розраховується в залежності от параметра:

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_r \cdot \Delta T}{H}} \quad (2.59)$$

де ГДК - гранично припустима концентрація шкідливих викидів:

$\text{ГДК}_{\text{NO}_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$;

$\text{ГДК}_{\text{SO}_2} = 0,5 \text{ мг/м}^3$.

Отже, у першому наближенні при $H = 180 \text{ м}$:

обчислюємо висоту димаря

$$H = \sqrt[3]{160 \cdot 1 \cdot 0,755 \cdot 1 \cdot \left(\frac{574,47}{0,085} \right) \cdot \frac{1}{1810,655 \cdot 95,9}} = 120,98 \text{ м}$$

Вибираємо по рекомендаціях одну димову труби $H = 150 \text{ м}$, $D_y = 7,2 \text{ м}$.

2.8 Генеральний план ТЕЦ

Місце, де споруджується електрична станція вибирається із територіально-економічних розрахунків. Площадка ТЕС вибирається на місцевості, яка не придатна для сільського господарства. Попередньо проводиться необхідні геологічні дослідження ґрунтів. Ґрунти мають витримати навантаження у $25\text{--}30 \text{ Н/см}^2$. Рівень ґрунтових вод має бути на $3\text{--}4 \text{ м}$ нижче площадки ТЕС.

До генерального плану відносять основні і допоміжні будівлі: головний корпус з димовими трубами, відкритий електричний розподільний пристрій, споруди постачання води і палива, цех ХВО, масляне господарство тощо.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Враховується також пануючий напрямок і сила вітру (роза вітрів). Під “розою вітрів” мають показ відносного розподілу середніх (чи максимальних) швидкостей вітру за багаторічний період спостережень. “Розу вітрів” зображують як вектори-радіуси, які спрямовані до однієї загальної центральної точки по сторонах світу.

Основні параметри генерального плану:

Коефіцієнт забудови $K_{\text{заб}}$:

$$K_{\text{заб}} = (F_{\text{бд}} / F_{\text{огор}}) \cdot 100 \% \quad (2.60)$$

де $F_{\text{бд}}$ - площа, займана будинками, м^2 ;

$F_{\text{огор}}$ - площа в огорожі, м^2 ;

$$K_{\text{заб}} = (41700 / 135500) \cdot 100\% = 30,8 \%$$

$$K_{\text{заб}} = 30,8 \%$$

Коефіцієнт використання території $K_{\text{и.т.}}$:

$$K_{\text{в.т.}} = (F_{\text{спор.}} / F_{\text{огор}}) \cdot 100 \% \quad (2.61)$$

де $F_{\text{спор.}}$ - площа, займана всіма спорудами, м^2 ;

$F_{\text{огор}}$ - площа в огорожі, м^2 ;

$$K_{\text{в.т.}} = (68300 / 135500) \cdot 100 \% = 50,4 \%$$

$$K_{\text{в.т.}} = 50,4 \%$$

Питома площа в огорожі $f_{\text{пит.}}$:

$$f_{\text{пит.}} = F_{\text{огор}} / N_{\text{е}}, \text{ га} / 100 \text{ МВт} \quad (6.2)$$

де $F_{\text{огор}}$ - площа в огорожі, га, $N_{\text{е}}$ - електрична потужність станції, у сотнях МВт

$$f_{\text{пит.}} = 13,55 / 5 = 2,71 \text{ га} / 100 \text{ МВт}$$

2.9 Висновки за розділом 2

Проведено розрахунки, які дозволили зробити вибір основного обладнання станції - турбіну, котел, а також допоміжного обладнання станції - підігрівачі низького і високого тиску, деаератор, конденсатор, різного типу і потужності насоси і вентилятори.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Виконано розрахунки 4-х режимів роботи станції, які дозволяють визначити обладнання для роботи в кожному режимі.

Розрахована висота димової труби, яка дозволяє зменшити вплив димових шкідливих газів на оточуюче середовище.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 АНАЛІЗ НАПРЯМКІВ РОЗВИТКУ ПЕРСПЕКТИВНИХ ВИСОКОТЕМПЕРАТУРНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КОМПЛЕКСІВ

3.1 Актуальність теми дослідження

За даними міжнародного енергетичного агентства, на основі вугілля виробляється до 40 % електроенергії і більше 10 % - на ядерному паливі. Найбільш поширеними є енергоустановки, що працюють за паротурбінною технологією. На паротурбінних електростанціях виробляється до 50% всієї електричної енергії у світі. На електростанціях з газовим паливом, впроваджено комбіновані цикли, що дало можливість підвищити температуру підведення теплоти до 1200-1500 °С і забезпечити рівень теплової економічності у 60 % і більше. На теплових електростанціях, що працюють на вугіллі і на атомних електростанціях ця задача залишається невирішеною.

Впровадження високотемпературних блоків на вугільних електростанціях обмежене надійністю роботи матеріалів і значним підвищенням вартості обладнання та комплексу в цілому. Це знижує його конкурентоспроможність у порівнянні з альтернативними методами.

Світова теплоенергетика зробила кроки до переходу на супернадкритичні параметри пари. Роботи направлені на створення енергоустановок і нових матеріалів. При цьому велике значення у розробці нових технологій має забезпечення їх конкурентоспроможності, одним із основних факторів яких є вартість.

3.2 Тенденції розвитку світової енергетики

Соціально-економічний розвиток країни залежить від підвищення споживання енергії. За звичай розвиток енергетики ґрунтується на видобутку та реалізації викопних палив, головними з яких зараз є вугілля, нафта та природний газ. Напрямок збільшення використання вуглеводневих палив продовжує зберігатися (рис. 3.1) [1].

Збільшення використання вуглеводневих палив для виконання потреб людства в енергії викликає їх вичерпання, забруднення оточуючого

		Савчук Д.С.			НТУУ КІП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

середовища та змін клімату. Це представляє проблему уповільнення темпів економічного росту і загрожує сталому розвитку людства.

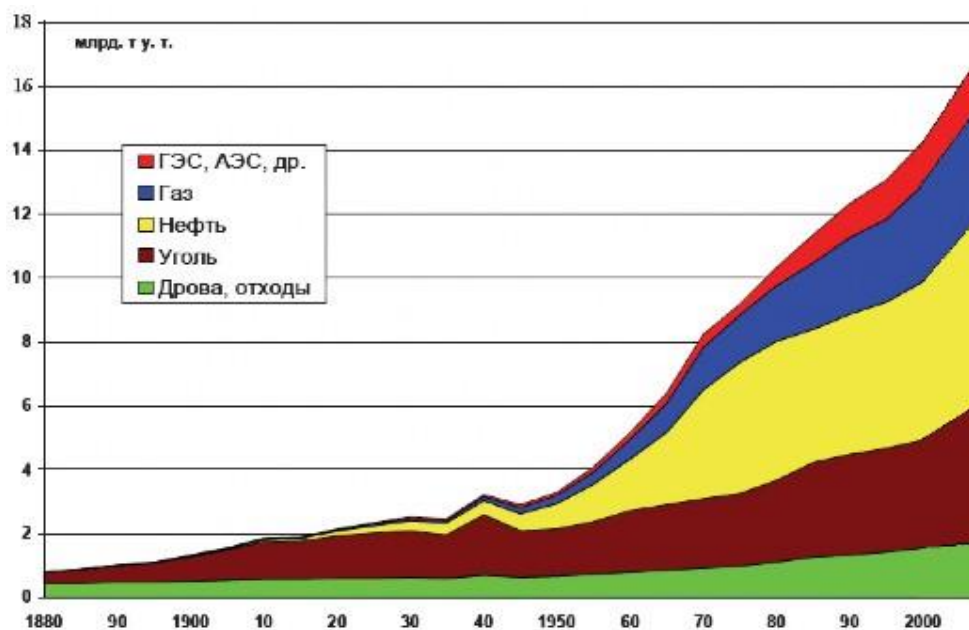
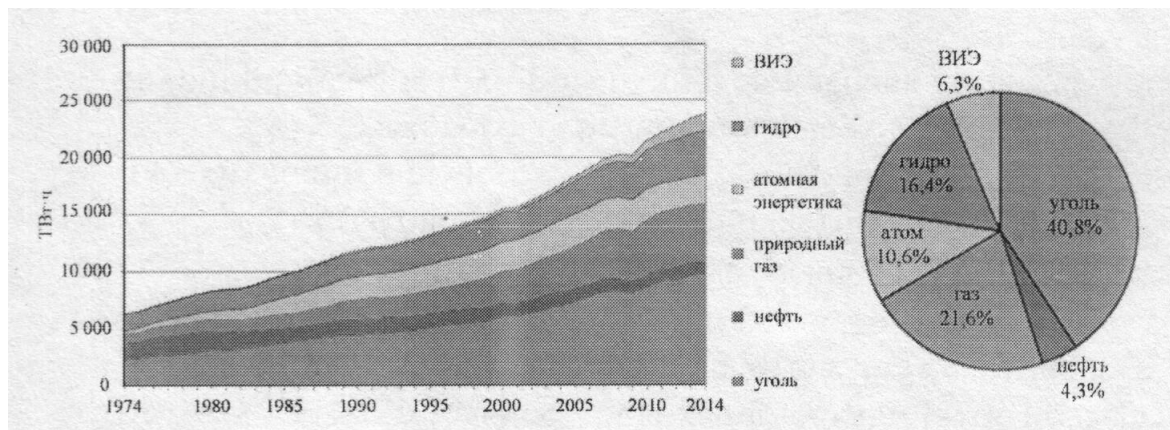


Рисунок 3.1 - Структура виробництва енергії у світі за видами палива

До 40 % добутих ресурсів перетворюється на електричну енергію, структура отримання якої за видами джерел показана на (рис. 3.2) [1].



а) зміна з 1974 по 2020 рр.

б) стан на 2020 р.

Рисунок 3.2 - Структура отримання електричної енергії у світі за видами первинних ресурсів

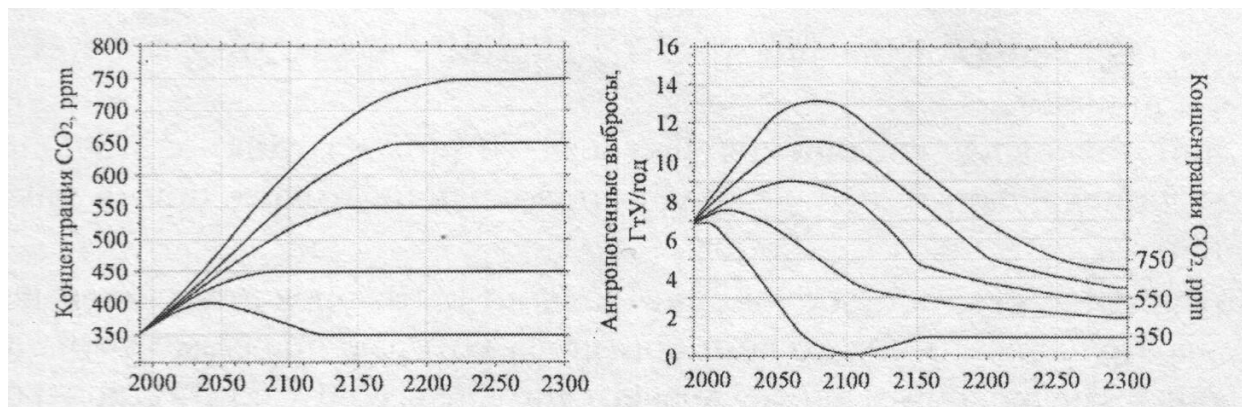
В зв'язку з тим, що велика частка вуглеводнів використовується для виробництва електричної енергії (рис. 3.2, б), то енергогенеруючі підприємства в значній мірі мають вплив на забруднення оточуючого середовища та викиди парникових газів.

Зараз значна увага приділяється кількості викидів парникових газів, які можуть викликати глобальні зміни клімату. Значні наслідки глобального характеру для всієї планети, стали основною підписання більш ніж 180 країнами світу Рамкової конвенції ООН про зміну клімату у 1994 році, для стабілізації викидів парникових газів на безпечному рівні [2].

Основним парниковим газом являється діоксид вуглецю, концентрація якого в атмосфері залежить від діяльності людини.

Міжурядова група експертів зі зміни клімату розробила сценарії стабілізації концентрації вуглекислого газу, які показані на рис. 3.3 [3], Вони показують, що зараз неможливо досягти поазників 350 та 450 ppm у зазначених часових діапазонах, тому що напрям збільшення концентрації CO₂ в атмосфері на сьогоднішній день збереглася.

Встановлення рівня у 550 ppm передбачає, що починаючи з 2030 року викиди вуглекислого газу швидко зменшуються. Для підтримання сталого економічного розвитку необхідно розробляти екологічно чисті технології виробництва енергії.



а) прогноз зміни концентрації CO₂

в атмосфері до 2030 р.

б) кількість загальних антропогенних викидів CO₂ в атмосферу до 2300 р.

Рисунок 3.3 - Сценарії підтримки концентрації вуглекислого газу на рівні 350-750 ppm

Саме проблеми екології та забезпечення енергетичної безпеки визвали інтенсивний розвиток технологій генерації енергії на основі відновлюваних джерел (ВДЕ), водневої енергетики та інших [4].

Незважаючи на великі зусилля щодо розвитку нетрадиційних засобів виробництва електричної енергії, у тому числі ВДЕ, основу світової енергетики складають установки, що використовують викопне паливо, і їх кількість продовжує постійно зростати [1].

Більше 60 % електричної енергії виробляються на установках, що використовують природний газ та тверде паливо.

Серед енергоустановок, які працюють на природному газі, використовуються паротурбінні і парогазові енергоблоки. Коефіцієнт корисної дії (ККД) найбільш досконалих блоків ПГУ більше 60% при початковій температурі газів перед турбіною близько 1500 ° С [5]. Таким чином, парогазові установки повинні бути в основі газової генерації.

Успіхи у розробці комбінованого газового циклу ініціювали дослідження по створенню вугільних енергоблоків, який включає установку газифікації вугілля, що виробляє синтез-газ, який підводиться в камеру згоряння газотурбінної установки.

Парогазові установки з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля (ВЦГУ) характеризуються значними втратами енергії на власні потреби і тому їх ККД значно менше (41-45%), чим ПГУ, що працюють на природному газі [6]. У табл. 3.1 приведено кілька працюючих ПГУ з ВЦГУ.

Таблиця 3.1 - Характеристики промислових ПГУ з ВЦГУ

Проект	Країна	Технологія газифікації	Електрична потужність, МВт	ККД нетто, %	Рік пуску
ТЕС Buggenum	Нідерланди	Газифікація вугільного пилу під тиском 2,5 МПа	225	41,3	1994
ТЕС Polk	США	Газифікатор Техасо	250	33	1996
Екогаз	Іспанія	Метод Prenflow	317	42,7	1997
SUV/EGT	Чехія	Суха зола, лургі	350	-	1997
Lakeland	США	ACFBCC	260	45	2007

Water/DOE					
-----------	--	--	--	--	--

Як видно, доля витрат енергії на власні потреби велика і в залежності від складу обладнання і технологічної схеми може варіюватись від 5 % на електростанції Vresova в Чехії до 12,3 % на ТЕС Puertollano в Іспанії [6].

Встановлення ПГУ з ВЦГУ характеризується значними капітальними вкладень, оскільки, крім ГТУ, ПТУ та котла-утилізатора) мають систему обробки вугільного пилу, газифікатор, установку для отримання кисню, а також компресори, які потрібні для роботи технологічних установок газифікації вугілля. Тобто, технологічна установка виявляється складною і коштовною, що зменшує ефективність її використання та потребує значних капітальних витрат на будівництво.

ПГУ з ВЦГУ є економічно недоцільним способом виробництва електричної енергії при використанні вугілля. Максимальна кількість ТЕС цього типу була в 1994-2000 роки. Зараз найбільш ефективні ПТУ на вугільному паливі мають ККД близько 42-43%.

Сумарна встановлена потужність вугільних паротурбінних енергоблоків щорічно збільшується (рис. 3.4) [7].

Це пов'язане з тим, що в світі є великі запаси вугілля, вартість якого залишається порівняно постійною вже багато років.

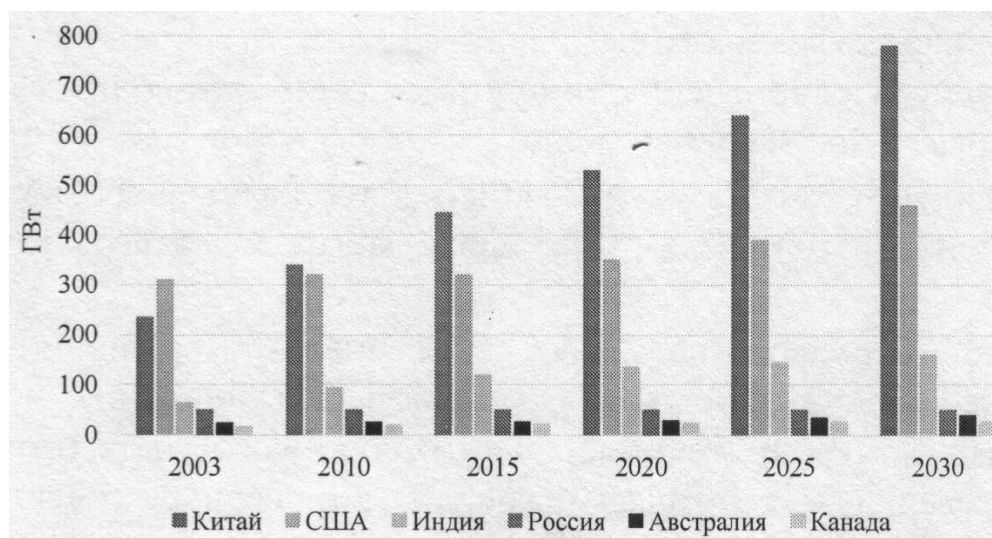


Рисунок 3.4 - Динаміка зростання встановленої потужності вугільних ТЕС

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таким чином, стоїть задача зростання теплової економічності вугільних енергоблоків, що дасть можливість зберегти поклади органічного палива, зменшити частку використання більш коштовних палив, природного газу та нафтопродуктів. Це також дозволить зменшити екологічне навантаження на оточуюче середовище, знизивши викиди токсичних (CO_2 і CO) атмосферу.

Вважається, що вже освоєні енергоустановки з надкритичними параметрами (ССКП) пари (початковий тиск $p_0 = 32$ МПа, початкова температура $t_0 = 600\text{-}620^\circ\text{C}$). Вони масово приймаються в роботу у країнах Європейського союзу, Японії, США та Китаї. ККД таких установок доходить до 44 %. В деяких країнах (Китай, США, Індія, Австралія, Канада) розробляються блоки з параметрами $p_0 = 34\text{-}36$ МПа, початкова температура $t_0 = 700\text{-}760^\circ\text{C}$ (Китай, США, Індія, Австралія, Канада).

В цих країнах виконуються програми з розробки енергоблоків з ультранадкритичними параметрами пари. В табл. 3.2 [7] показано рівень розвитку енергетики в країнах щодо використання вугільного палива на паротурбінних блоках.

Таблиця 3.2 - Розробки перспективних вугільних паротурбінних електростанцій з ультранадкритичними параметрами пари

	“Європейський союз	США	Японія	Китай
Технологічний рівень	>57 ГВт вугільної генерації - ССКП в експлуатації і в стадії будівництва (2004)	>30 % (~100 ГВт) вугільної генерації - СКП ~50% станцій, що будуються - ССКП та СКП	~50% вугільної генерації (~17 ГВт) - СКП (600°C , 25 МПа)	>70 ГВт вугільної генерації - ССКП, 44 блока 600 МВт і 73 блока 1000 МВт введено в експлуатацію або в стадії будівництва, замовлення на 317 ГВт (~ 85 % всіх замовлень)
Цільові	$t = 700\text{-}720$	$t = 760^\circ\text{C}$	$t = 700/720$	$t = 700/720^\circ\text{C}$

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

параметри	°C p = 35-39 МПа ККД = 50% N = 400-1000 МВт Зниження емісії CO ₂	p = 35 МПа ККД = 45-47% N = 400-1000 МВт Зниження емісії CO ₂	°C p = 35 МПа ККД = 46- 48% N = 1000 МВт Зниження емісії CO ₂	p = 35 МПа ККД = 50% Зниження емісії CO ₂
-----------	--	---	---	---

Вважається, що відсутність ефективного енергетичного обладнання збільшує залежність країни від імпорту енергетичних ресурсів.

Перед енергетичною галуззю стоять наступні задачі:

- створення сучасних енергетично ефективних екологічно чистих технологій, розробка виробництва енергетичного устаткування нового покоління;
- збільшення показників ефективності ТЕС при виведенні з роботи старих неекономічних установок і введенні нових перспективних;
- зменшення питомої витрати палива для установок, які залишаються в роботі;
- пониження викидів в оточуюче середовище;

На рис. 3.5 показано зміну параметрів паротурбінних технологій виробництва електроенергії у світі. Період із 2000 по 2015 р. був періодом активної розробки та впровадження енергоблоків із супернадкритичними параметрами пари. Тому зараз можна вважати, що ця технологія вже освоєна.

Для отримання ККД у 50 % необхідно мати параметри пари - при цьому температура гострої пари має перевищувати $t_0 = 700$ °C, а тиск перебувати лише на рівні $p_0 = 32-35$ МПа [7].

Перехід на підвищені параметри пари викликає збільшення вартості енергетичної установки внаслідок використання коштовних жароміцних матеріалів. Тому покращення параметрів роботи основного та допоміжного обладнання енергоблоку є однією з важливих задач.

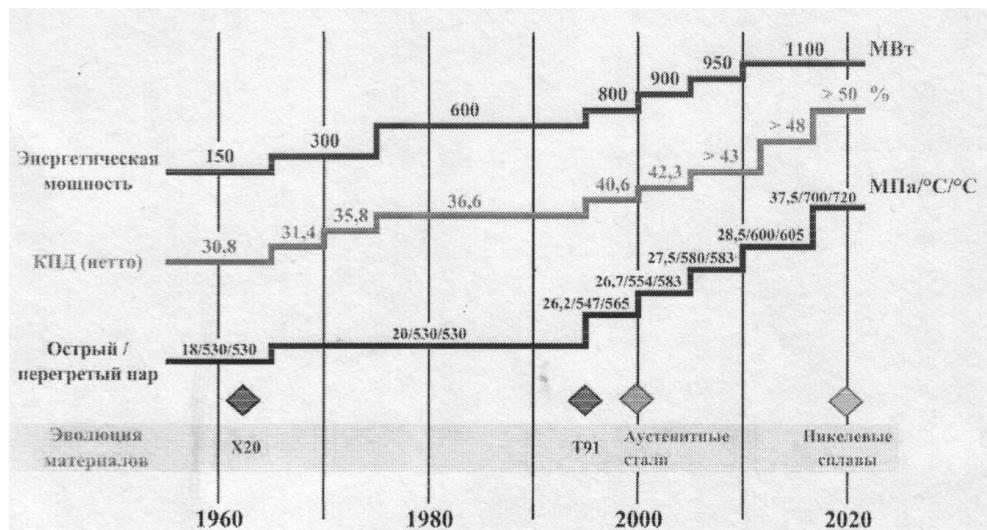


Рисунок 3.5 - Зміна параметрів пари теплових електростанцій

3.3 Стан робіт по створенню енергетичних установок з підвищеними параметрами пари

За даними [8] при підвищенні характеристик шляхом вдосконалення показників котельного, турбінного і допоміжного устаткування, і удосконалення теплової схеми станції ККД вугільних енергоблоків може бути підвищений з 37 до 42 %.

При підвищенні параметрів пари необхідно розглянути схему з подачею пари на регенеративні перегрівачі від турбіни власних потреб, в яку пар подається з холодної нитки першого промперегріву (рис. 3.6). Дані [9] показують, що така схема є перспективною для високотемпературних енергоустановок, тому її впровадження дасть можливість зменшити незворотність процесів при підігріву живильної води в регенеративних підігрівачах. При цьому ККД енергоблока збільшиться на 0,6%.

Дослідження щодо розробки котельної техніки для енергоблоків з новими параметрами пари, в основному, пов'язані з вибором жаростійких матеріалів для поверхонь нагріву, дослідженням нових матеріалів та їх випробуванням.

На даний момент різні енергомашинобудівні компанії пропонують схеми нових енергетичних котлів на ультракритичні параметри пари.

Компанія Alstom Power розробила схему, в якій для поверхонь нагріву котла П-подібного компонування на параметри пари 35 МПа/730 °С/760 °С використовуються різні сталі.

Для цих цілей можуть бути використані сплави Inconel 617, Inconel 740H, HCM 12, HR 120, HR6W.

Максимальна допустима температура цих сплавів становить 760 °С.

На даний момент виконуються натурні випробування на експериментальних ТЕС. Наприклад, на ТЕС Amager buloy випробуються дослідні панелі зі сплаву 617 та стали HCM 12 (рис. 3.7).

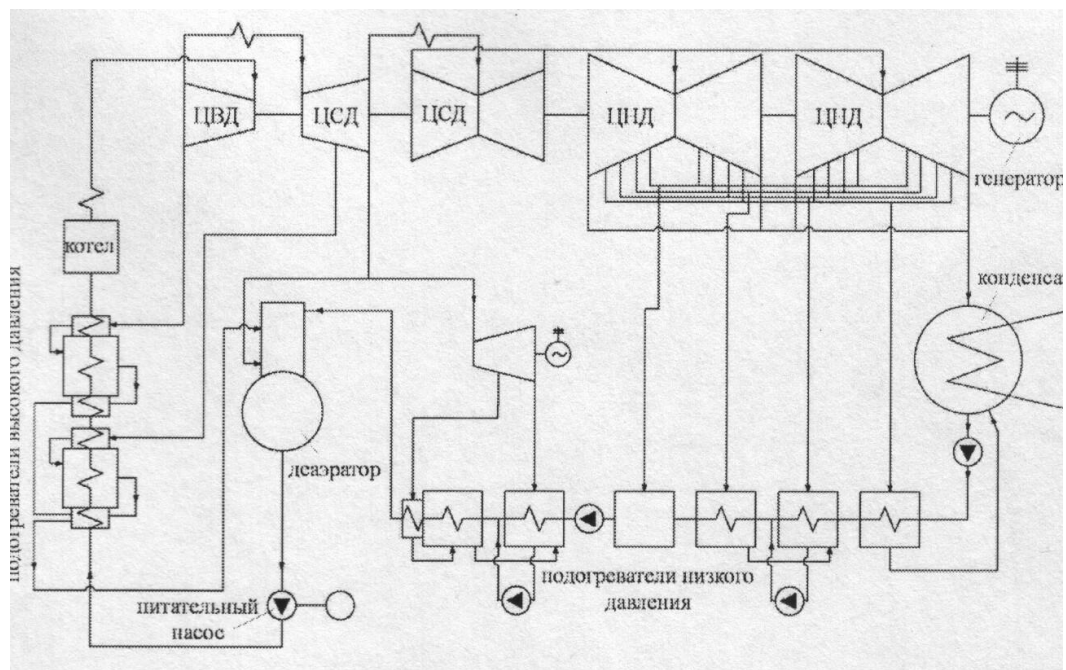
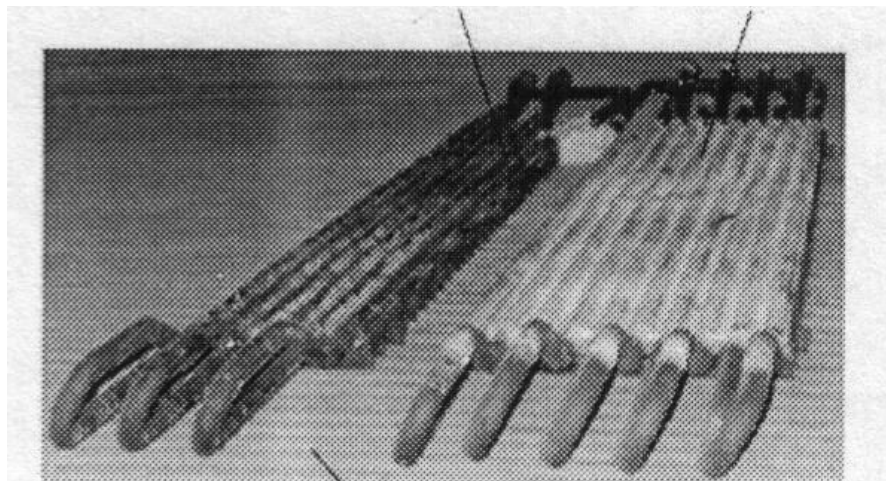


Рисунок 3.6 - Теплова схема енергоблоку ССКП з турбіною власних потреб

Обидві оребрени змійовиками розміщуються у верхній частині на фронтівій стіні камери. згоряння. У Данії (ТЕС Esbjerg) досліджується панель із змійовиків 720 °С. По проекту MARCKO DE2 у м. Штутгарті фахівці Alstom Power досліджують зварювання трубопроводу з великою товщиною стінки зі сплаву 617.

Alloy617 HCM12

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Існуюча екранна поверхня

Рисунок 3.7 - Дослідні панелі зі сталі 617 та сталі HCM12

При створенні нових паротурбінних установок дослідження направлені на розробку тривимірних методик розрахунку, модернізацією турбінних решіток, зменшенням витоків пари при покращенні ущільнень, збільшенням ефективності систем паророзподілу, модернізацією внутрішніх парових трактів турбіни (вхідних та вихідних дифузорів, перехідних патрубків), використанням систем влаговидалення [10].

Одночасно з роботами, які направлені на удосконалення ефективності проточної частини, виконуються роботи щодо підбору відповідних матеріалів, які можуть працювати при високих температурах пари, щодо оцінки ресурсу елементів, а також на дослідження рішень, що можуть знизити робочу температуру деталей та зменшити їх кількість.

Можливість і швидкість переходу на нові параметри залежать від розробки нових високотемпературних сплавів для екранних поверхонь котлів, пароперегрівачів та труб проміжного пароперегрівача, товстостінних колекторів та парових турбін.

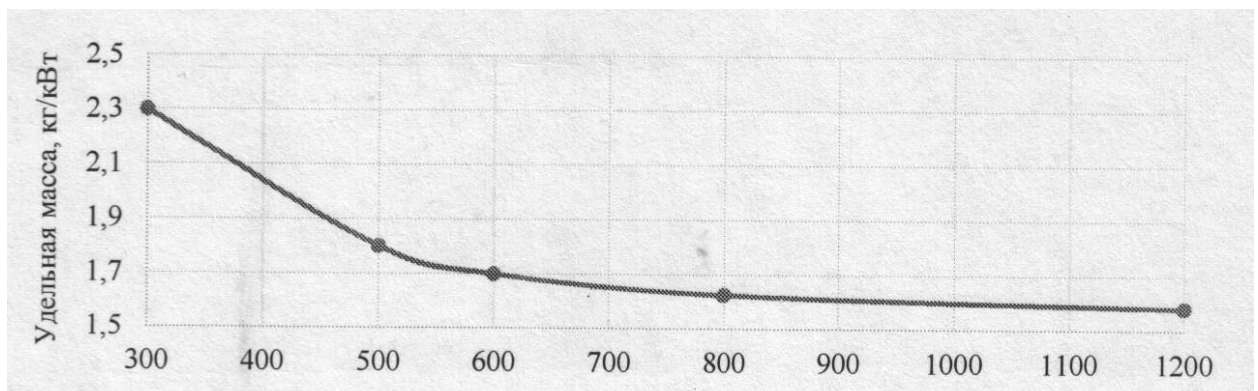
Виконуються дві основні програми розвитку технологій розробки блоків з УСКП: Thermie в Євросоюзі та Boiler Materials for USC Coal Power Plants у США [11, 12], за якими розробляються енергоблоки з параметрами пари $p_0 = 37,5$ МПа, $t_0 = 700/720$ °С.

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.4 Роботи щодо зниження металоємності парових турбін

Відомо, що підвищення одиничної потужності енергоблоків дає можливість зменшити їх питому металомісткість і, відповідно, зниження вартості. Велике значення у цьому має парова турбіна.

Залежність масогабаритних показників від одиничної потужності турбін можна побачити з рис. 3.8 [13], де видно зменшення питомої маси турбоустановки з 2,3 до 1,58 кг/кВт при збільшенні одиничної потужності з 300 до 1200 МВт.



Потужність парових турбін, МВт

Рисунок 3.8 - Залежність питомої маси турбоустановки від одиничної потужності

Зменшення питомої маси турбоустановки означає зменшення питомих капітальних витрат, що дає можливість зменшити витрати. Вплив зменшення питомої маси пов'язаний з уніфікацією найбільш металоємних частин турбін, а також меншою швидкістю підвищення лінійних розмірів обладнання із збільшенням потужності. Збільшення одиничної потужності парових турбін обмежено кількістю вихлопів пари та пропускною здатністю одного вихлопу.

На даний момент граничною величиною є 6 - 8 вихлопів на турбіну в залежності від компоновки турбоагрегату і максимальної довжини валопроводу. При цьому максимальна площа вихлопу залежить від максимальної довжини робочої лопатки останнього ступеня. У

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

швидкохідних турбін максимальна довжина робочої лопатки складає 1200 мм, що дає площу вихлопу у $11,3 \text{ м}^2$.

Пропускну здатність одиничного вихлопу ЦНТ можна знайти як :

$$G_k = C_{az} \cdot F_z / V_z = M_{az} \cdot a_z \cdot F_z / V_z \quad (1.1)$$

де G_k - масова витрата пари через ЦНТ, кг / с;

C_{az} - осьова складова швидкості за останнім ступенем ЦНТ, м/с;

F_z - площа вихлопу, м^2 ;

V_z - питомий об'єм пари на вихлопі ЦНТ $\text{м}^3 / \text{кг}$;

M_{az} - число Маха;

a_z - місцева швидкість звуку, м/с.

Швидке зростання потужності металургії та поліпшення якості сталей та сплавів у середині 20 ст. дало можливість відмовитись від розробки складних конструкцій і перейти до збільшення пропускної спроможності ЦНТ шляхом збільшення довжини лопатки останнього ступеня.

На більшості швидкохідних парових турбін потужністю 300-800 МВт лопатки останнього ступеня мають довжину 960 мм. Для збільшення потужності без збільшення ЦНТ використовують лопатку довжиною 1200 мм. Наступним є розробка лопатки довжиною 1500 мм.

Питання створення лопаток великої довжини розглядаються в [14], де відмічається технічна складність, яка пов'язана із забезпеченням необхідної міцності та аеродинамічної ефективності ступеня, в якому використовується така лопатка.

3.5 Розробка воднево-кисневих камер згоряння для перегріву пари

Значне збільшення вартості енергоблоку з ультранадкритичними параметрами пари пов'язане із використанням у котлах поверхонь нагріву, які виготовлені з дорогоцінних жаростійких сталей та сплавів.

На даний момент не виробляється у достатній кількості жаростійких матеріалів, які можуть тривалий час працювати при високій температурі.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тому перспективним засобом перегріву пари є по відношенню до котельного агрегату перегрів у водневих камерах згоряння. Виконання такої задачі дасть можливість використати в котлі освоєні сорта сталей і залишити традиційну схему розміщення обладнання, без значної витрати жаростійких матеріалів при розробці високотемпературних паропроводів. Це можна реалізувати, якщо розмістити водневі камери згоряння біля парової турбіни.

Водневого перегріву характеризується екологічною чистотою, оскільки головним продуктом згоряння водню є водяна пара.

Використання водню дозволяє отримати не тільки екологічно чисті продукти згоряння, а також подати продукти згоряння (водяна пара) у турбіну для отримання електроенергії.

Крім того, при такому методі получения водяної пари її максимальна температура не залежить від жаростійкості матеріалу, як це має місце в парових котлах. Це дає можливість підвищити температуру пари на вході в парову турбіну і тим самим підвищити ККД енергоустановки. У літературі аналізується два типи установок з використанням водневого палива:

- 1) гібридні енергоблоки, де утворення пари виконується у парогенераторах, що реалізують теплоту згоряння органічного [15, 16] або ядерного палива [17];
- 2) енергоустановки, в яких працює лише водневе паливо [18].

На рис. 3.9 показані можливі схеми використання водневого перегріву пари на атомних електростанціях. При цьому передбачається перегрів насиченої пари, що виробляється в ядерній установці паропроводу (ЯППУ), у воднево-кисневих пароперегрівачах.

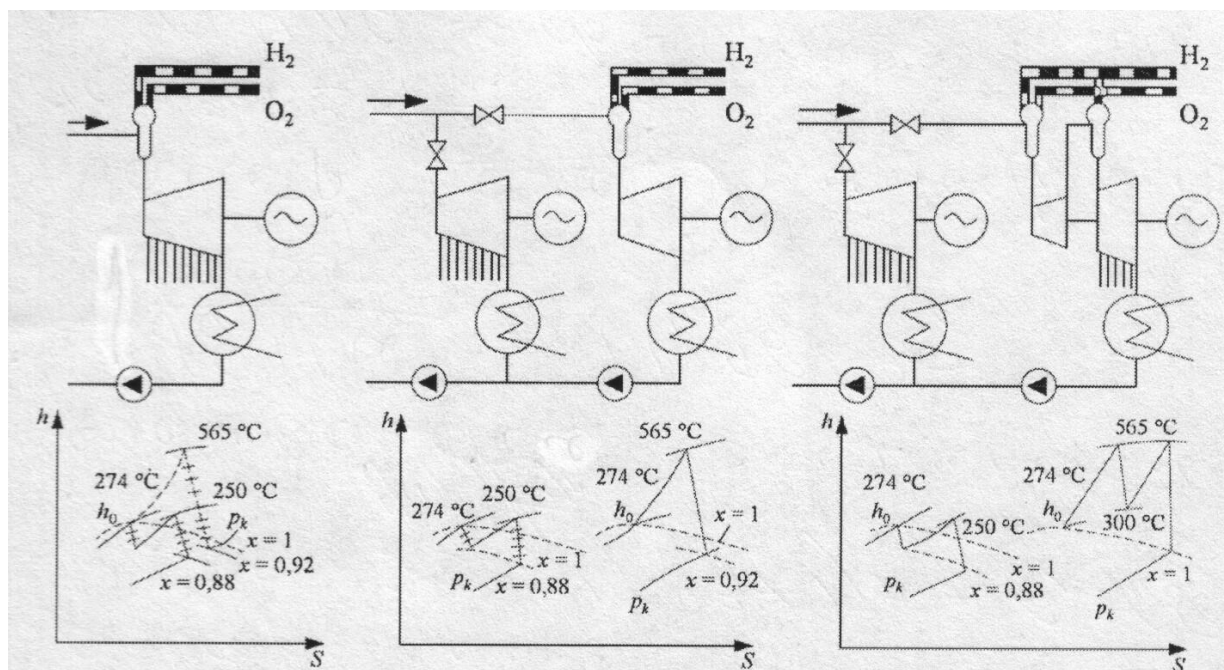
В схемі на рис. 3.9,а підвищення потужності та покриття електричного навантаження виконується за рахунок перевантажувальної здатності базових паротурбінних АЕС. За розрахунками коефіцієнт корисного використання водню у представленій схемі у випадку перегріву пари до 565 ° С досягає 65%.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У схемах рис. 3.9,б і 3.9,в получена у ВПП перегріта пара подається в сателітні турбіни, які паралельно з'єднані з основною турбіною.

При всіх навантаженнях теплова потужність реактора та витрата пари витримуються сталими. При підвищенні витрати пари через сателітну турбіну і одночасному зменшенні витрати її через основну турбіну відбувається збільшення загальної потужності енергоустановки.

Збільшення температури пари перед сателітною турбіною до 565°C дає можливість при витраті пари у 50% від номінальної витрати мати максимальну потужність. Коефіцієнт корисного використання водню при цьому, згідно з розрахунками, доходить до 70%. Використання в сателітній турбіні проміжного перегріву пари температури 565°C дає можливість досягти ККД використання водню у 75 %.



а) схема з перегрівом б) схема з перегрівом пари в) схема з сателітною турбіною
пари перед основною перед сателітною турбіною з подвійним водневим перегрівом

Рисунок 3.9 - Схеми перегріву насиченої пари в парових турбінах АЕС та процеси розширення пари в турбінах

В [19] аналізуються проблеми використання водню в функції акумулятора енергії на атомних електростанціях. Виробництво водню

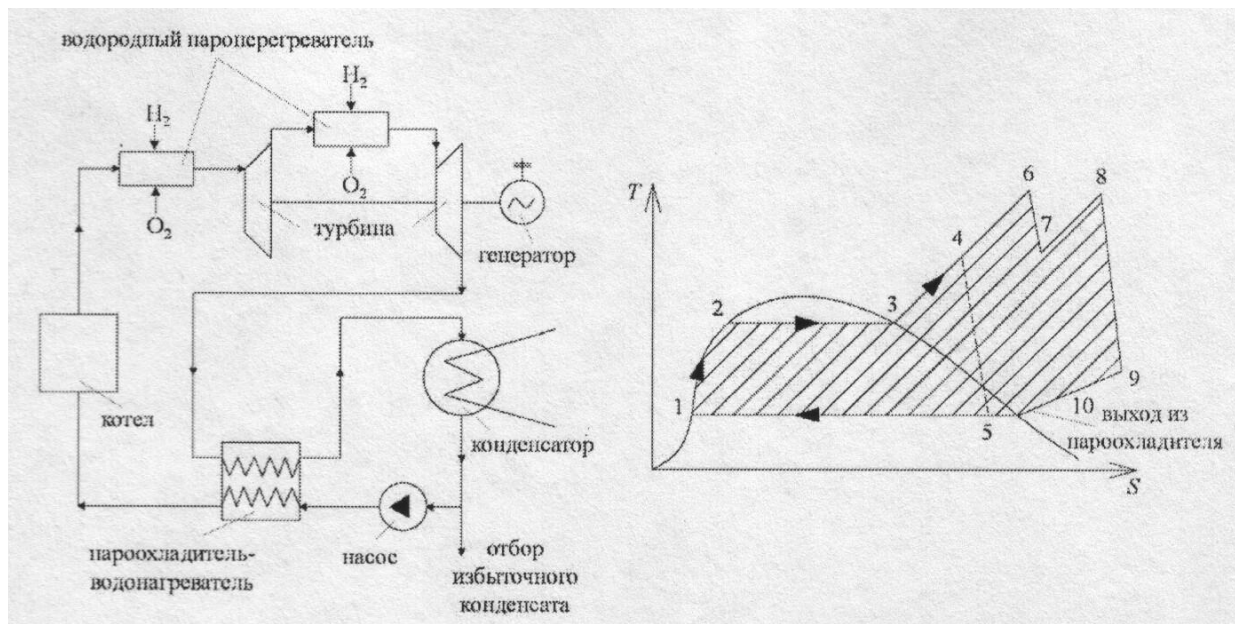
здійснюється методом електролізу в періоди спаду електричного навантаження і зберігання його в ємностях під тиском. В періоди максимуму навантаження в енергосистемі виробляти додаткову електроенергію за рахунок збільшення початкової температури пари перед турбіною АЕС шляхом спалювання водню і підвищуючи цим потужність блоку.

В [20] аналізується проблема використання водневих пароперегрівачів в системі гібридних енергетичних комплексів для збільшення початкової температури пари на вході в турбіну до 1500 °С. Аналізуються різні схеми виконання термодинамічного циклу гібридних енергоустановок для виконання перегріву пари.

Виконано аналіз схем без проміжного перегріву, з одним, двома та трьома перегрівами пари при різних температурах перегріву. Одна із схем та її цикл у Т-S координатах показані на рис. 3.10. В цьому варіанті температура пари на виході з котельної установки, що використовує органічне паливо, має 600 °С, а наступний перегрів виконується у воднево-кисневій камері згоряння, де температура збільшується до 750-1500 °С.

Проведені роботи показали, що використання дворазового проміжного перегріву пари до 1500 °С дає можливість підвищити теплову економічність з 42 до 63,6%, що майже на 3% більше, ніж у кращих зразків парогазових установок з однаковим рівнем початкової температури робочого тіла.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



а) теплова схема

б) термодинамічний цикл

Рисунок 3.10 - Гібридна енергоустановка з водневим перегрівом пари

Незважаючи на значне спрощення схеми регенеративного підігріву живильної води гібридних енергоустановок, було досягнуто значне підвищення економічності

Подальше підвищення економічності було досягнуто завдяки удосконаленню схеми регенерації. В [16] аналізувалось питання підвищення параметрів пари за рахунок використання в якості палива природного газу, а не водню.

В [16] розглянуто теплову схему газопаротурбінної установки і показано, що перегрів пари до $1250\text{ }^{\circ}\text{C}$ при тиску 30 МПа і проміжному перегріві до $1500\text{ }^{\circ}\text{C}$ забезпечить досягнення ККД енергоблоку $54,4\%$.

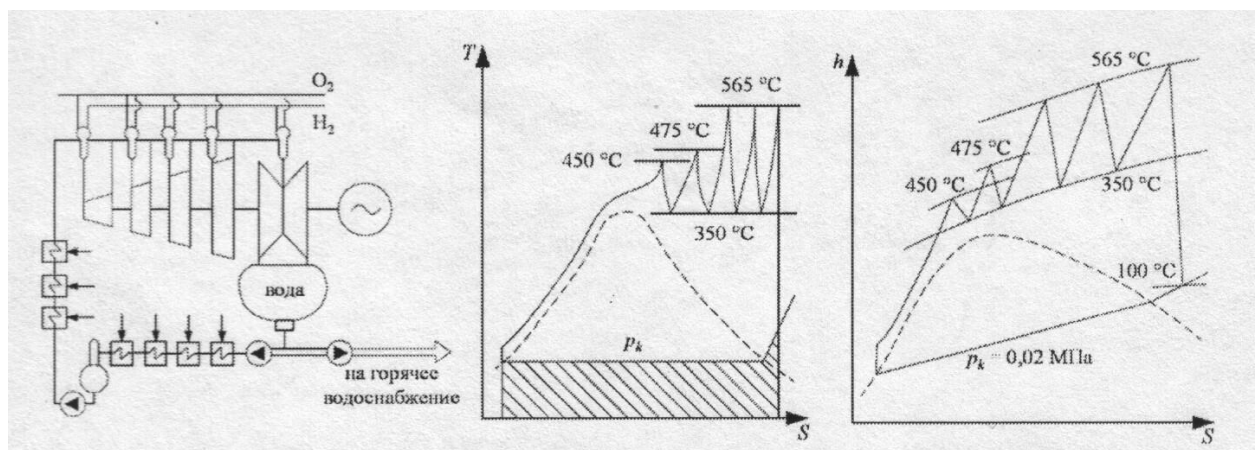
Крім розробки гібридних енергоустановках на водневому паливі є роботи по створенню автономних енергоблоків лише на водні.

На рис. 3.11 приведено теплову схему турбоустановки з протитиском, яка працює на водневому паливі і електроенергію і тепло. Багаторазовий проміжний перегрів пари збільшує теплову економічність паротурбінних установок.

Для реалізації схеми, яка показана на рис. 3.11,б, паровий потік, слід неодноразово виводити з турбіни і після відновлення температури знову подавати в турбіну.

Процес багаторазового проміжного перегріву пари на звичайних ТЕС та АЕС практично недосяжний, враховуючи великі втрати тиску і великі і капітальні вкладення. Якщо об'єднати воднево-кисневу камеру згоряння і проміжний пароперегрівач, то перегрівач може бути розташований прямо на турбіні. Це зменшить втрати тиску пари при переході з однієї частини корпусу турбіни на іншу і спощує турбіну.

Спалювання водню в кисневому середовищі дасть можливість розробити паротурбінну установку з початковою температурою пари, яка є рівною або навіть перевищуючою початковою температурою, які є на даний момент у газотурбобудуванні 1400-1700 °С [18].



а) теплова схема б) термодинамічний цикл в) термодинамічний цикл
в T-s координатах в h-s координатах

Рисунок 3.11 - Теплова схема ПТУ та її термодинамічний цикл

В межах програми World Energy Network (WE-NET) розроблено високотемпературну водневу установку. Запропоновано дві схеми водневого енергоблоку - на найближчу та на далеку перспективу. Вони розрізняються в основному початковою температурою пари перед ЦВТ.

В установках на найближчу перспективу використовуються існуючі схеми з модернізацією. Температура пари складала 900⁰С, а тиск - 25,0 - 30,0

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

МПа. При розробці перспективних водневих енергоустановок слід провести потрібні дослідження. Початкова температура приймалась 1600 °С при тиску на вході в турбіну 20,0-30,0 МПа; температура пари після проміжного перегріву в обох варіантах повинна дорівнювати 1600 °С, а тиск повинен перебувати в діапазоні від 1,7 до 2,5 МПа.

Процес виробництва пари в обох турбоустановках реалізується в регенеративному парогенераторі, в який живильна вода підводиться двома живильними насосами - низького та високого тиску. Пара високого тиску виходить з парогенератора з температурою 600 °С і тиском 26,0 МПа. З такими параметрами пара подається у водневу камеру згоряння високого тиску, куди також підводиться стехіометрична суміш водню і кисню.

З камери згоряння пара виходить температурою 900 °С при тиску 25,0 МПа. З такими параметрами пара подається у не охолоджуваний ЦВТ, на вихлопі якого пара має температуру 500 °С при тиску 2,5 МПа.

Перед входом у водневу камеру згоряння середнього тиску головний потік пари з ЦВТ з'єднується з парою, яка охолоджує ЦСТ при температурі 650 °С. В ЦСТ пара подається із температурою 1600 °С і тиском 2,4 МПа.

В ЦСТ пара розширюється 0,1 МПа і температури 840 °С. Потім пара поступає в регенеративний парогенератор, де при відборі від нього теплоти відбувається отримання пари.

Після парогенератора пара з температурою 110 °С при тиску 0,1 МПа подається у ЦСТ турбіни, де відбувається розширення до тиску 0,005 МПа і виходу у конденсатор.

У турбоустановки довгострокової перспективи, схема якої показана на рис. 3.16, є вище початкова температура пари і ЦВТ виконується з паровим охолодженням.

Приблизний ККД енергоблоку при початковій температурі пари 900 °С доходить до 73 %, а при 1600 °С - 75,6 % .

В [18] приведені результати роботи щодо розробки воднево-кисневих парогенераторів, в яких відбувається генерація перегрітої пари з води.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВКПГ має три основні вузли: змішувальна головка, в центрі якої встановлено запальний пристрій; камера згоряння з корпусом і жаровою трубою; блоку впорскування баластової води з камерою випаровування та змішування.

Газоподібний водень H_2 подається у камеру подачі водню, а з камери - до великої кількості циліндричних отворів у стінці змішувальної головки. Потім пара проходить в зону горіння всередині жарової труби камери згоряння. В зону горіння з камери підведення кисню подається кисень O_2 . При горінні стехіометричної суміші водню та кисню виробляється теплоносій при тиску 7 МПа і температурі 3327 °С. Теплоносій у вигляді водяної пари локалізується в середині жарової труби камери згоряння зі спеціальної бронзи з високою теплопровідністю.

Із-за дуже високої температури така пара не може бути використаною, тому впорскується баластна вода H_2O^{**} . Витрата води може складати більше 65% витрати пари. Баластну воду подають в передню зону камери змішування. Вода змішується з гарячою парою, відбувається її випаровування і температура пари на виході з камери змішування зменшується до необхідного рівня.

Воднево-кисневі парогенератори та камери згоряння мають переваги перед традиційними вогневими парогенераторами та пароперегрівачами в тому, що в них може бути отриманий теплоносій із значно вищою температурою, тому що нагрів пари виконується шляхом змішування, вони також є надзвичайно компактними з високим ККД та відсутністю викидів шкідливих речовин в оточуюче середовище.

3.6 Використання охолодження у парових турбінах

Зменшення вартості високотемпературних енергоблоків у разі переходу до супернадкритичних та ультранадкритичних параметрів пари можна реалізувати шляхом використання охолодження термонапружених

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

деталей, що дає можливість зменшити температуру металу до безпечного для роботи рівня.

Охолодження турбіни стає особливо актуальним при підвищенні температури пари понад 700-720 °С.

Система охолодження термонапружених деталей парових турбін використана в турбінах 300-800 МВт енергоблоків надкритичного тиску з відносно невеликою початковою температурою пари у 540 °С.

Перенапруженими вузлами турбін виявились високотемпературні ділянки роторів та корпусів ЦВТ і ЦСТ.

Після тривалої роботи турбін було відмічене поступове збільшення прогину роторів, яке було визване відмінностями у швидкості повзучості металу у різних точках перерізу валу, що викликало збільшення вібрації.

При $t_0 = 550$ °С при використанні систем охолодження зменшити температури корпусу та ротора до 300-400 °С. Це дозволило вирішити проблему деформації роторів і збільшити ресурс парових турбін у 1,5-2,5 рази понад парковий ресурс [21].

На рис. 3.12 показана схема охолодження статора та ротора турбіни К300-240 ЛМЗ. Охолоджуюча пара підводиться через спеціальні отвори в статорі, проходять через канали в обоймах діафрагм і розвантажувальні отвори в дисках. Таким чином відбувається загороджувальне охолодження корпусу і ротора турбіни.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

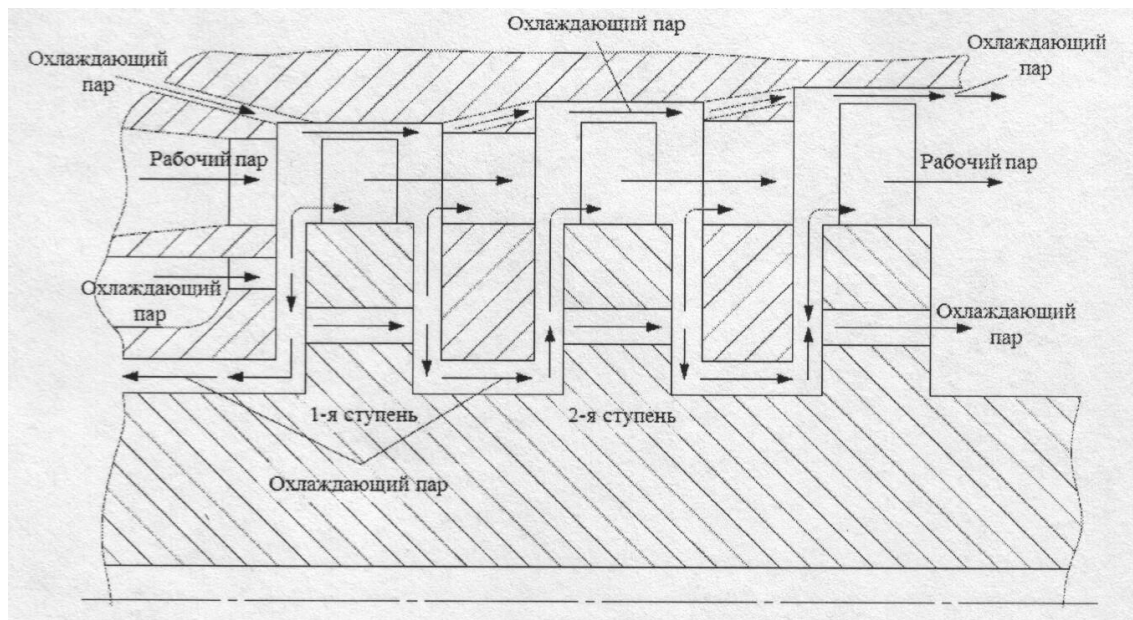


Рисунок 3.12 - Система охолодження статора та ротора турбіни К-300-240
ЛМЗ

Найбільш гарячим місцем ротора середнього тиску є його середня частина на ділянці між дисками перших ступенів, розташованих симетрично щодо осі паровпуску. Для виконання охолодження цього місця і дисків перших ступенів охолоджуюча пара підводиться окремо на центральну ділянку ротора і камери за першим ступенем кожного з потоків. Охолоджуюча пара за перші ступені подається через діафрагми другого ступеня. Надійність та економічність роботи системи охолодження в значній мірі залежить від джерела охолоджуючої пари.

В схемі охолодженні ЦСТ використовується відбірна пара з ЦВТ. Пара для охолодження деталей ЦВТ може бути поданою з котельного агрегату до його перегріву на рівні початкової температури циклу, або із спеціального теплообмінника [21].

Одна з схем охолодження з паропаровим теплообмінником (ППТО), яка вважається найбільш раціональною, показана на рис. 3.13. Для охолодження ЦВТ подається свіжа пара, яка відібрана за першим регулюючим клапаном, температура якої знижена до температури 430 ° С у паро-паровому теплообміннику.

Для охолодження подається пара з вихлопу ЦВД, яка при охолодженні свіжої пари протитечією, сама нагрівається до температури 435 °С і подається в лінію гарячого промперегріву. Охолоджуюча пара подається до переднього кінцевого ущільнення і діафрагму другого ступеня ЦВД. Для охолодження ЦСТ береться пара з першого відбору ЦВД. Ця пара двома окремими паропроводами подається до ущільнення і діафрагми другого ступеня ЦСТ.

Підведення охолоджуючої пари за перші ступені виконується через діафрагму другого ступеня, що охолоджує диски та діафрагми.

Виконані роботи з продовження ресурсу турбіни охолодженням деталей корпусів та роторів парових турбін, показали високу ефективність і були використані при проектуванні високотемпературних циліндрів високого та середнього тиску турбін із супернадкритичними параметрами пари [22].

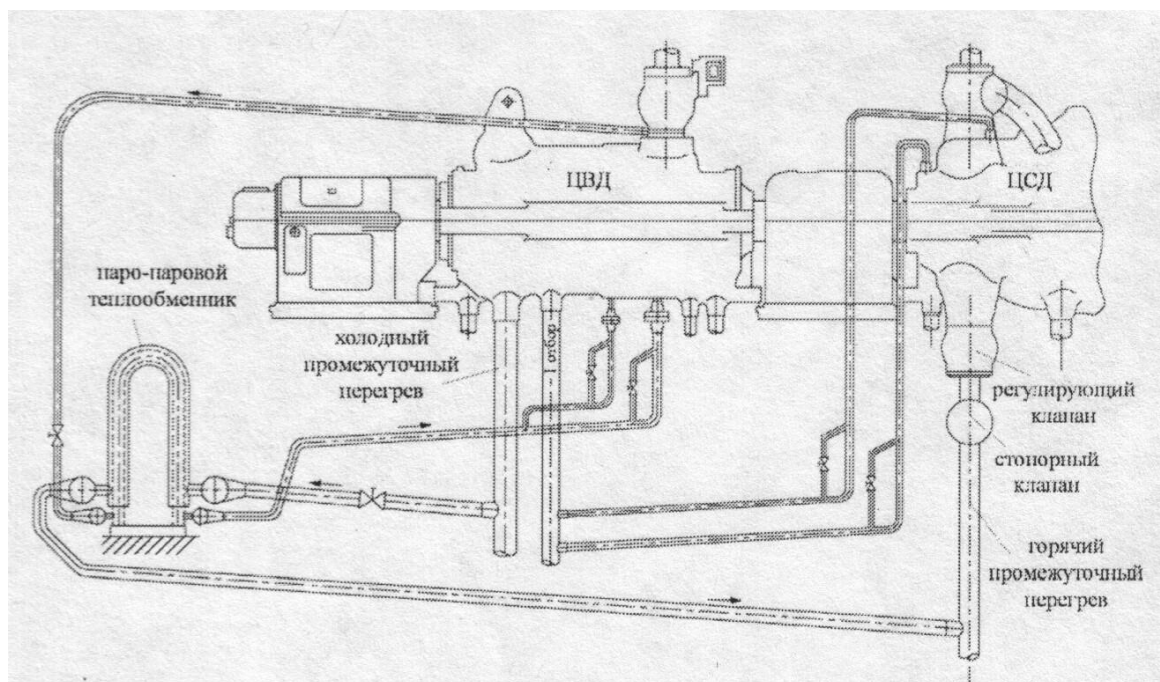


Рисунок 3.13 - Схема примусового парового охолодження ЦВД та ЦСД

В [11] приведено дані чисельного моделювання теплообміну в лопатках парових турбін на супернадкритичні параметри з гладкими каналами охолодження, форму яких визначено шляхом оптимізаційних розрахунків.

Температура пари перед турбінними решітками була 650 °С, температура охолоджуючої пари була 300 °С. Використання такого

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

охолодження дало можливість знизити температуру пари в центральній частині до 470-500 °С, температура на відстані від каналів охолодження була 560-600 °С. Так, використання гладких охолоджуваних каналів при різниці температур робочого тіла і охолоджуючої пари порядку 350 °С дає можливість зменшити температуру металу в найбільш термонапружених ділянках приблизно на 100 °С.

Напряв переходу на енергоблоки ультранадкритичних параметрів пари з початковою температурою 700-760 °С, а в перспективі до 820-850 °С, потребує розробки систем охолодження, які забезпечують більше охолодження лопаткового апарату.

3.7 Перегрів пари на АЕС вихлопними газами ГТУ

У [23] висунуто пропозицію застосувати для перегріву пари після реактору, а також для проміжного перегріву пари та підігріву живильної води турбіни вихлопні гази ГТУ.

Аналізуються три схеми застосування теплоти газів:

- 1) для перегріву свіжої пари та живильної води (рис. 3.14);
- 2) для послідовного перегріву свіжої пари, пари проміжного перегріву та живильної води;
- 3) для паралельного перегріву свіжої пари та пари після ЦВТ.

Всі варіанти аналізуються для тихохідної турбіни К1000-5,9/25. Реалізація послідовної схеми використання теплоти (рис. 3.15) зменшує ККД до 44 %. Отримати максимальний рівень економічності вдається при переході до схеми паралельного використання теплоти газів, що подаються, показаної на рис. 3.28, ККД якої досягає 50%.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

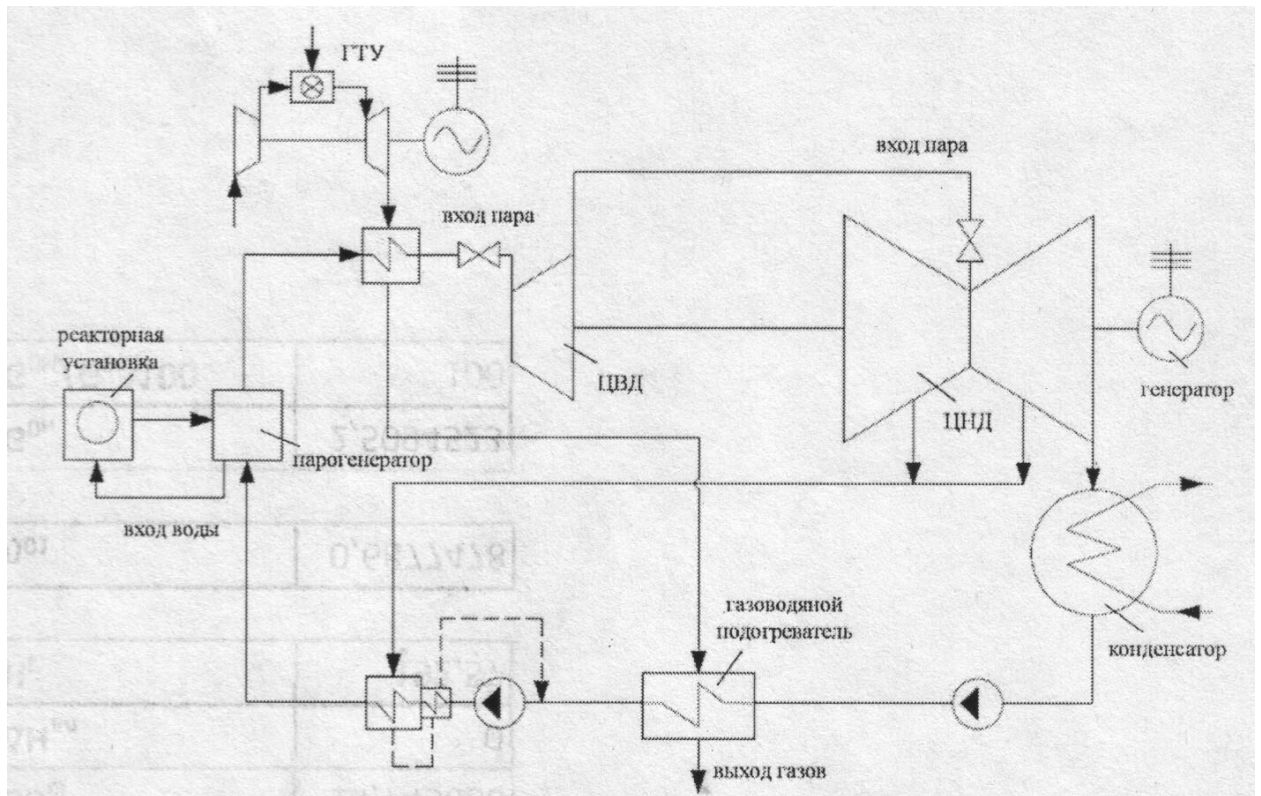
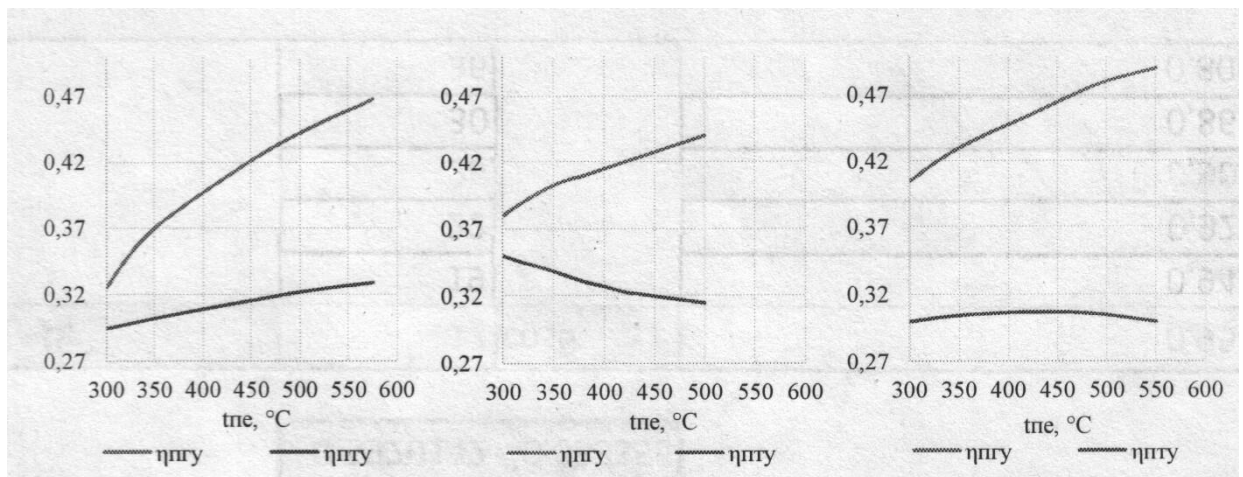


Рисунок 3.14 - Схема використання вихлопних газів ГТУ для перегріву свіжої пари та підігріву живильної води

На рис. 3.15 наведено залежність економічності парогазових та паротурбінних установок від температури початкового перегріву пари.



а) для перегріву свіжої пари і живильної води б) для послідовного перегріву пари і живильної води в) для паралельного перегріву пари і живильної води

Рисунок 3.15 - Залежності економічності парогазових та паротурбінних установок від температури початкового перегріву пари

3.8 Висновки до розділу 3

За даними міжнародного енергетичного агентства, більше 40 % виробництва електроенергії виконується з використанням вугільного палива і більше 10 % виробляється на базі ядерного пального.

На атомних і на теплових вугільних електростанціях використовуються блоки, що функціонують за паротурбінною технологією. Таким чином, паротурбінні електростанції виробляють близько 50% усієї електричної енергії у світі. Це робить актуальним збільшення енергетичної ефективності паротурбінних блоків.

Ефективність цих установок досягла максимуму і збільшення ККД можна досягти тільки за рахунок збільшення початкових параметрів термодинамічного циклу.

На електростанціях, що працюють на газовому паливі, зроблено перехід до комбінованих циклів при збільшенні температури газів до 1200-1500 °С, дало можливість досягти величини ККД у 60 % і більше.

На теплових електростанціях, що працюють на вугіллі, а також на атомних електростанціях задача збільшення ефективності шляхом підвищення початкових параметрів пари поки що є не вирішеною.

В атомній енергетиці головною причиною гальмування є обмежений рівень показників ядерного реактора.

Впровадження високотемпературних блоків на вугільних електростанціях гальмується проблемами надійності матеріалів і значним збільшенням вартості обладнання та енергоблоку, що викликає зменшення його конкурентоспроможності у порівнянні з альтернативними технологіями.

Сучасні дослідження показують перспективність розробки рішень, які дадуть можливість розробки перспективних конкурентоспроможних високотемпературних енергетичних блоків на органічному, ядерному та водневому паливах.

Підвищення початкової температури та тиску викликає зміну параметрів теплової схеми енергоблоку і потребує характеристик проміжних

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

елементів системи. Підвищення температури і тиску обмежується високою вартістю жаростійких матеріалів, використання яких веде до подорожчання основного енергетичного обладнання та піднімає питання економічної доцільності переходу до вищих параметрів пари.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.9 Список використаної літератури до розділу 3

1. Electricity information 2017 Edition. - Paris: International Energy Agency, 2017. - 71 p.
2. Climate change 2001: the scientific basis. - Cambridge, United Kingdom and New York: The Press Syndicate of the University of Cambridge, 2001. - 83 p.
3. Wigley, T.M.L. Economic and environmental choices in the stabilization of atmospheric CO₂ concentrations / T.M.L. Wigley, R. Richels, J.A. Edmonds // Nature. - 1996. - № 379. - pp. 240- 243.
4. Лю, Ч. Глобальное энергетическое объединение: пер. с кит. / Ч. Лю. - М.: Издательский дом МЭИ, 2016. - 512 с.
5. Energy technology perspectives 2012. Pathways to clean energy system. - Paris: International Energy Agency, 2012. - 688 p
6. Усова, Г.И. Анализ работы освоенных ПГУ на твердом топливе / Г.И. Усова, С.И. Курбанова, А.В. Ременюк, А.Ф. Рыжков // Сборник материалов Международной молодежной конференции «Энергосберегающие технологии». - Томск: Издательство ООО «СПБ Графика», 2011. - Т. 1. - С. 257-260. 338
7. Yeh, S. A centurial history of technological change and learning curves for pulverized coal-fired utility boilers / S. Yeh, E.S. Rubin // Energy. - 2007. - № 32 (10). - pp. 1996-2005.
8. Тумановский, А.Г. Перспективы развития угольных ТЭС / А.Г. Тумановский // Теплоэнергетика. - 2017. - № 6. - С. 3-13.
9. Zhou, L. A comparative study of superheat utilization measures of extraction steam in double reheat power plants / L. Zhou, G. Xu, Y. Yang, S. Zhao, C. Xu, K. Zhang // Energy Procedia. - 2014. - № 61. - pp. 1356-1359.
10. Weizhong, F. The research on design and technology of new high efficient supercritical unit - a kind of cross-compound steam turbine generator unit in a manner of elevated and conventional layout / F. Weizhong // Proceedings of the 2-

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутковский Л.С.				78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

nd Workshop on Advanced Ultrasupercritical Coal-fired Power Plants. - Rome, Italy, 2014.

11. Костюк, А.Г. Концепция турбин нового поколения для угольной энергетики России. Часть 2. Обоснование длительной прочности высокотемпературных роторов паровой турбины / А.Г. Костюк, В.Г. Грибин, А.Д. Трухний // Теплоэнергетика. - 2011. - № 1. - С.55-58.

12. P Economics and feasibility of Rankine cycle improvements for coal fired power plants. Final report. Alstom power Inc.: Windsor, USA, 2004. - p. 237.

13. Xu, G. Thermodynamic and economic analysis of a partially-underground tower-type boiler design for advanced double reheat power plants / G. Xu, C. Xu, Y. Yang, Y. Fang, L. Zhou, Z. Yang // Applied Thermal Engineering. - 2015. - № 78. - pp. 565-575.

14. Cheng, K. Development of long rotating blade applied in the new generation nuclear steam turbine / K. Cheng, Z. Peng, G. Wang, X. Wu, D. Yu // Proceedings of the 20-th International Conference on Nuclear Engineering and the ASME 2012 Power Conference. - Anaheim, USA, 2012.

15. Зарянкин, А.Е. Перспективы применения двухъярусных ЦНД в энергоблоках паровых турбин / А.Е. Зарянкин, С.В. Арианов, В.А. Зарянкин, А.В. Павлов // Теплоэнергетика. - 2009. - № 1. - С.45-51.

16. Клименко, А.В. Высокотемпературная газопаротурбинная установка на базе комбинированного топлива / А.В. Клименко, О.О. Мильман, Б.А. Шифрин // Теплоэнергетика. - 2015. - № 11. - С. 43-52.

17. Малышенко, С.П. Некоторые термодинамические и технико-экономические аспекты применения водорода как энергоносителя в электроэнергетике / С.П. Малышенко, О.В. Назарова, Ю.А. Сарумов // Атомно-водородная энергетика и технология. - 1986. - № 7. - С. 105-126.

18. Bannister, R.L. Development of Hydrogen-Fueled Combustion Turbine Cycle for Power Generation / R.L. Bannister, R. A. Newby, W. C. Yang // Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. - 1998. - № 120 (2). - pp. 276-283.

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутковский Л.С.				79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

19. Аминов, Р.З. Эффективность энергокомплексов на базе АЭС при комбинировании с дополнительными источниками энергии с учетом факторов риска / Р.З. Аминов, В.А. Хрусталева, А.В. Портянкин // Теплоэнергетика. - 2015. - № 2. - С. 55-62.

20. Федоров, В.А. Высокоэффективные технологии производства электроэнергии с использованием органического и водородного топлива / В.А. Федоров, О.О. Мильман, Б.А. Шифрин. - М.: Издательство МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2007. - 116 с.

21. Малышенко, С.П., Водородные парогенераторы для перспективной энергетики / С.П. Малышенко // Энергия: экономика, техника, экология. - 2010. - № 2. - С.2-7.

22. Huo, W. Effects of coolant flow rates on cooling performance of the intermediate pressure stages for an ultra-supercritical steam turbine / W. Huo, J. Li, X. Yan // Applied Thermal Engineering. - 2014. - № 62 (2). - pp. 723-731.

23. Походяев, С.Б. Ядерный парогазовый цикл - путь экономии углеводородных энергоресурсов / С.Б. Походяев, Ю.И. Аношкин, Ю.С. Походяева // Газотурбинные технологии. - 2008. - № 9. - С. 14-17.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Охорона праці в Україні реалізується у відповідності з вимогами Конституції України, закону України “Про охорону праці” та іншими нормативними документами у цій сфері [10 - 13].

В законі України “Про охорону праці”, вказуються основні вимоги щодо забезпечення охорони здоров'я і життя людей під час роботи, а також регулює відносини між працівником та адміністрацією підприємства щодо охорони здоров'я та безпеки праці.

Електрична станція є об'єктом підвищеної небезпеки (ОПН), тому адміністрація повинна приділяти особливу увагу питанням організації безпечних умов праці, охорони здоров'я персоналу, а також недопущенню виробничого травматизму і професійної захворюваності.

Робота на ТЕЦ пов'язана з наявністю різних шкідливих та небезпечних факторів, які можуть негативно впливати на здоров'я та працездатність обслуговуючого персоналу, Це вимагає постійного підвищення ефективності роботи існуючої на ТЕЦ системи управління охороною праці (СУОП).

Обслуговуючий персонал ТЕЦ працює в умовах підвищеної небезпеки, тому він повинен неухильно дотримуватись діючих у сфері охорони праці організаційно-технічних, соціально-економічних, лікувально-профілактичних та санітарно-гігієнічних заходів та використовувати засоби, які спрямовані на збереження життя та здоров'я людини та створення комфортних та безпечних умов праці.

З метою виконання діючих вимог в сфері охорони праці у даному розділі запропоновані необхідні технічні рішення та організаційні заходи щодо безпеки експлуатації обладнання, гігієни праці та виробничої санітарії, а також профілактики. пожежної безпеки.

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.1 Технічні рішення та організаційні заходи, що направлені на виконання норм щодо безпечної експлуатації технологічного устаткування

Трубопроводи і різне обладнання ТЕЦ вибираються з точки зору забезпечення довгострокової працездатності при експлуатації як при нормальних, так і при аварійних режимах роботи.

До обслуговування котлів допускаються особи не молодше за 18 років після відповідного медичного обстеження, навчання та атестації і які мають допуск до виконання робіт.

Для безпечної експлуатації технологічного устаткування в проекті пропонуються наступні технічні рішення.

- В колекторах і барабанах встановлено люки і лази овальної форми 700x400 мм.
- на стрічкових конвеєрах встановлені пристрої захисту від переповнення течок, а також пристрої аварійної зупинки та сигналізації сходу стрічки;
- для відсутності витoku води з котла в живильний трубопровід встановлюються зворотній клапан і запірна засувка;
- на зовнішні поверхні стінок котлів, трубопроводів з температурою вище 45°C нанесена теплова ізоляція у вигляді базальтового волокна, мінеральної вати тощо;
- у верхніх місцях повітряних клапанів трубопроводи і теплообмінники мають дренажні пристрої;
- встановлюються два мостових крани в котельному відділенні по 50-10 т.

При ремонтних роботах передбачено використання наземного транспорту та під'ємних механізмів. Крім мостових кранів використовуються ручні та електричні механізми для сервісного

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

обслуговування обладнання. Для робіт всередині конвективної шахти і топки котлоагрегату використовується підвісна люлька.

4.1.1 Електробезпека

Питання електробезпеки в котельному відділенні виконуються відповідно ПУЕ-2017, НПАОП 40.1-1.21-98, ДСТУ 7237:2011 та Технічному регламенті з безпеки низьковольтного електричного обладнання (постанова Каб. Міністрів України №1149 від 23.10.2009 р.).

У котельному відділенні передбачено таке електроустаткування:

- споживачі на напругу 380/220 В (двигуни засувки і т.д.);
- електродвигуни на напругу 6,3 кВ (живильний електронасос).

Котельне відділення відноситься до 3 категорії приміщень небезпеки з точки зору електротравматизму (“особливо небезпечні”) тому що мають місце два фактори небезпеки - струмопровідна підлога і вірогідність дотику до корпусів електрообладнання і до металевих деталей, що мають контакт із землею.

Запропоноване електротехнічне устаткування, апаратура, кабелі і проводи, всі види розподільних пристроїв по своїм номінальним параметрам виконують умови роботи при нормальних і при аварійних режимах роботи (коротке замикання, перенапруга, перевантаження).

Для унеможливлення випадкового дотику людини до струмопровідних частин ЕУ згідно ДСТУ 7237:2011 передбачено такий захист. З метою запобігання ураженню електричним струмом у разі дотику до металевих частин, що можуть бути під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, використовуються наступні види захисту: заземлення; автоматичне вимкнення напруги; зрівнювання потенціалів; встановлення відповідного класу електрозахисту енергетичної установки; ізольовані приміщення, зони, майданчики; пристрої напруги (безпечної, захисної).

Для забезпечення необхідного рівня електробезпеки у котельному відділенні пропонується виконати наступні заходи:

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Період			Оптимальні			Допустимі		
		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.		
		Бутовський Л.С.				84		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

року	БЦК			Котельне відділення		
	t, °C	W, %	V, м/с	t, °C	W, %	V,м/с
Теплий	23	40-60	0.1	29	до 75	до 0.4
Холодний	22	40-60	0.1	24	до 75	до 0.1

Для підтримання необхідних характеристик мікроклімату виконуються такі заходи:

- встановлення екранів, укріплення теплоізоляції і кондиціонування приміщень;
- встановлення електроопалювальних пристроїв типу ТЕН в камері виводів генератора;
- використання повітряно-опалювальний агрегату типу АО 2 для опалення в турбінному відділенні.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Вимогами нормативної документації означаються гранично припустимі концентрації (ГДК) в мг/м³ повітря робочої зони (ГДК) в мг/м³. В повітрі робочої зони вміст шкідливих речовин не повинен перевищувати (ГДК).

Головними забруднювачами повітря в машинному залі є парові та водонагрівальні котли. В них спалюються мазут та газ і утворюються шкідливі речовини неповного згоряння палива, оксиди сірки, оксиди азоту, оксиди вуглецю. Допустимі концентрації приведені нижче.

Оксид вуглецю: ГДК_{сд}=3,0 мг/м³; ГДК_{мр}=5,0 мг/м³;

Діоксид сірки: ГДК_{сд}= 0,05 мг/м³; ГДК_{мр}= 0,5 мг/м³;

Оксид азоту: ГДК_{сд}= 0,05 мг/м³; ГДК_{мр}= 0,4 мг/м³;

Діоксид азоту: ГДК_{сд}= 0,04 мг/м³; ГДК_{мр}= 0,085 мг/м³;

Мазутназола: ГДК_{сд}= 0,002 мг/м³; ГДК_{мр}= 0,02 мг/м³;

Для регулювання складу повітря робочої зони проводиться:

- регулярний контроль якості та складу повітря;
- перевірка у співробітників наявності таких засобів особистого захисту на випадок аварії:

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- фільтруючого (фільтруючі саморятівники типу СПП-2 - для захисту органів дихання людини від окису вуглецю, протигазу марки В).

Використовується природна вентиляція приміщень за допомогою мікроазорів віконних фрамуг, через які в приміщення потрапляє холодне повітря, а підігріте повітря виходить через відкриті фонарі стелевих перекрить.

4.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення

В місцях постійного перебування людей повинно бути природне освітлення. У відповідності з ДБНВ.2.5-28-2018 природне освітлення враховується коефіцієнтом природного освітлення (КПО) або e :

$$e = \frac{E_{BH}}{E_{ЗОВН}} \cdot 100 \quad ; \quad (4.1)$$

де E_{BH} - природна освітленість (внутрішня) в місці, що розглядається, лк;

$E_{ЗОВН}$ - природна освітленість (зовнішня) дифузійним світлом всього небосхилу, яка вимірюється одночасно з E_{BH} , лк;

Пояс світлового клімату в роботі - III, система природного освітлення - є комбінованою (розряд зорових робіт - II), нормативне значення $KPO_{сер}$ для робочих приміщень знаходиться таким чином:

$$e_{np} = e_n \cdot m = 1.5 \cdot 0.85 = 1.275\% \quad (4.2)$$

де $e_n = 1.5$ - нормативне значення КПО;

$m = 0.85$ - коефіцієнт світлового клімату.

Для утворення нормативного значення $e_{сер}$ передбачаються бокові віконні отвори.

Штучне освітлення

Штучне освітлення за звичай поділяють на робоче, охоронне, евакуаційне, аварійне. Робоче освітлення використовується в усіх

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

приміщеннях, які призначені для роботи, проходу людей та руху транспорту, а також на територіях відкритого простору.

Величина освітленості означається Е, лк. Нормативне значення освітленості в проекті $E=200$ Лк, для освітлення використовуються газорозрядні лампи, лампи розжарення, система освітлення - загальна, розряд робіт - II, підрозряд робіт - 2.

Для створення необхідного значення Е використовуються: евакуаційне, аварійне та робоче освітлення; для місцевого освітлення встановлюються світильники; для освітлення головних доріг станції встановлюються ксенонові лампи; в приміщеннях цілодобового знаходження персоналу встановлюються газорозрядні лампи; на площадках обслуговування використовуються лампи розжарювання; на сходах та у коридорах для освітлення використовують лампи розжарювання та газорозрядні лампи типу ДРЛ з напругою живлення 220 В.

4.2.4 Виробничий шум

Логарифмічний ступінь звукового тиску нормується згідно з допустимим значенням, дБ:

$$L = 20 \cdot \lg P_1/P_0 ,$$

де P_0 - значення звукового тиску на нижньому рівні чуттєвості в октавній лінії з середньгеометричною частотою 1000 Гц в залежності від частоти особливості шуму нормування і характеру робіт за граничними спектрами - ГС;

P_1 - середньоквадратичне значення звукового тиску, Па, за період часу, що розглядається.

Допустимий рівень звукового тиску, дБА, визначається як:

$$L = 20 \cdot \lg P_A/P_0 ,$$

де P_A - характеристика середньоквадратичного звукового тиску (з врахуванням корекції А шумоміра) в залежності від характеру шуму і робіт.

Допустимі рівні звуку не мають перевищувати 80 дБА - див. таблицю 4.2.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.2 - Допустимі рівні звуку (дБА) та звукового тиску (дБ)

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску. Віддалення (дБ) в стандартних октавних полосах з середньогометричними частотами									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Котельне відділення	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80
БЦК	96	83	94	68	63	60	57	55	54	65

В головних промислових приміщеннях ТЕЦ головними джерелами шуму є димососна (головний корпус), машзал, котельня з встановленим в них обладнанням: насоси, тягодуттєві машини, турбіни, котли та ін. Інші приміщення ТЕЦ, в тому числі ОВК, не є генераторами промислового шуму.

Головний корпус ТЕЦ поділяється на 3 акустичні зони: димососна, машзал і котельня. Шумові характеристики цих зон, і їх перелік наведені в таблицях 4.3-4.5.

В цих зонах на ТЕЦ немає постійних робочих з безперервною присутністю персоналу. В цих приміщеннях акустичний режим характеризується зонами відбитого звуку.

Таблиця 4.3 - Рівень звукового тиску від обладнання в машинному залі

Назва	Допустимі рівні звукового тиску. Віддалення (дБ) в стандартних октавних смугах частот з середньогометричними значеннями								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
РОУ 14/6	80	86	87	85	87	88	93	97	97
Насос КСВ 320-160-2	91	93	96	100	101	102	100	107	106
Насос ПЕ 580-195	113	114	116	116	115	114	111	107	106
Генератор ТВФ-120-2	111	113	112	117	115	114	108	104	106
Турбіна Т-110/120	100	99	92	86	83	80	78	76	74

Таблиця 4.4 - Рівень звукового тиску від обладнання в котельні

Назва	Допустимі рівні звукового тиску. Віддалення (дБ) в стандартних октавних смугах частот з середньгеометричними значеннями								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Котел Е-500-140-560	88	88	85	83	82	79	77	67	60

Таблиця 4.5 - Рівень звукового тиску від обладнання в димососній

Назва	Допустимі рівні звукового тиску. Віддалення (дБ) в стандартних октавних смугах частот з середньгеометричними значеннями								
	32	63	125	250	500	1000	200 0	400 0	800 0
Вентилятор ВДН-25х2	86	88,5	93,2	92,5	92,5	93,3	92,8	87	81, 5
Дымосос ДВД-25,8- 1ГМ	81	84	90	87,5	85,5	86,5	87,5	84,5	75, 8

Для чергового персоналу використовуються звукоізолюючі кабінки типу КІУ. Насоси та їх приводи встановлюються на фундаменті через звукоізолюючі прокладки.

4.2.5 Виробничі вібрації

Відповідно до вимог ДСН 3.3.6.039-99 нормуються допустимі величини віброприскорення (м/с^2) чи віброшвидкості (м/с), або логарифмічний рівень віброшвидкості $L = 20 \cdot \lg V_1/V_0$, дБ ($V_0 = 5 \cdot 10^{-8} \text{ м/с}$ - вихідне значення віброшвидкості, V_1 -середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с ;) в залежності від часу дії протягом обочої зміни, напрямку, їх виду, частоти коливань.

Для зменшення рівня вібрації використовують такі засоби: рукавиці з амортизаційними прокладками, віброгасяще взуття; обладнання насосів вібропоглинаючими матеріалами; покриття підлоги віброізолюючими матеріалами; балансування вузлів, що обертаються; монтаж

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

вібробезпечного обладнання; влаштування деформаційні швів в фундаменті турбіни для зменшення загальних вібрацій.

Рівень звукового тиску від обладнання в машинному залі не повинен перевищувати 116 дБ (насос ПЕ 580-195, генератор ТВФ-120-2), в котельному відділенні - 88 дБ (котел Е-500-140-560), в димосос ній 93,2 дБ (вентилятор ВДН-25х2).

4.2.6 Виробниче випромінювання

Під час роботи в котельному та паротурбінному відділеннях персонал станції піддається виробничому випромінюванню (табл. 4.6):

- ультрафіолетовому випромінюванню - під час зварювальних робіт;
- інфрачервоному випромінюванню - при роботі тепломеханічного обладнання.

Таблиця 4.6 - Класифікація умов праці в залежності від інтенсивності інфрачервоного та ультрафіолетового випромінювань

Умови праці	Характеристики робіт за ступенем випромінювання	
	Ультрафіолетового	Інфрачервоного
Особливо несприятливі	Процеси, при яких на працівників діє неактивне у/ф опромінювання (довжина хвилі 0.38-0.32 мкм)- незначне випромінювання	Опромінювання вище 7-8 кал/см ² мін незалежно від кліматичного поясу
Несприятливі	Процеси, при яких на працівників діє активне у/ф опромінювання (довжина хвилі<0.32 мкм) при неповному захисті (щитки і т.д.)	Опромінювання до 7 кал/см ² мін незалежно від клімату
Нормальні	Процеси, при яких на працівників діє активне у/ф опромінювання (<32 мкм) без захисту	Опромінювання до 0.5 кал/см ² мін в північному і середньому кліматичних поясах та до 1 кал/см ² мін в південному кліматичному поясі

Інтенсивність теплового опромінення від працюючих освітлювальних приладів, обладнання, нагрітих поверхонь нагріву,

інсоляції на постійних та непостійних робочих місцях не повинна перевищувати

- 100 Вт/м² при опромінюванні до 25 % поверхні тіла,
- 70 Вт/м² - при опромінюванні 25-50 % і більше поверхні тіла,
- 35 Вт/м² при опромінюванні 50 % і більше поверхні тіла.

Для працівників паротурбінного цеху використовуються такі технічні рішення з метою усунення можливості ушкоджень під дією випромінювання: зварювальні роботи робляться на зварювальних постах із застосуванням засобів особистого захисту від ультрафіолетового випромінювання (ширми, маски, щитки); зменшення шляхом вентиляції, кондиціонування повітря шкідливого впливу теплового випромінювання.

4.3 Пожежна безпека та профілактика

На станції розміщені споруди хімводоочистки водогрійної котельні, головного корпусу, ЗРУ-35кВ.

Під час пожежі евакуація людей з приміщень відбувається через двері безпосередньо на вулицю. В приміщеннях не передбачено використання протипожежних, противибухопожежних засобів, що можуть впливати на здоров'я обслуговуючого персоналу.

Згідно з ДБНВ 1.1 - 7 - 2016, будівлі мають II-гу і III-тю ступені вогнестійкості конструкцій. Згідно з ДСТУ Б.В.1.1-36:2016 за вибухопожежною небезпекою приміщення діляться на категорії В, Г і Д (табл.4.7).. Поділ відділів, зовнішніх установок, цехів, робочих зон за пожежною небезпекою, ступенем вогнестійкості і санітарними характеристиками показано у таблиці 4.7.

Для запобігання можливості виникнення пожежі виконуються такі заходи:

1. Для захисту від блискавок ГК, ВРУ встановлюються окремі биліскавковідводи 2-го виконання.

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.7 - Класифікація цехів, відділів і робочих місць приміщень за пожежною небезпекою, санітарними показниками і ступенем вогнестійкості.

Назва цеху, відділу	Група промислових процесів	Класифікація робочих зон приміщень за ПУЕ	Ступінь вогнестійкості	Категорія пожежної небезпеки
ЗРУ-110кВ	ІБ	П-ІІа	ІІ	В
Водогрійна котельня	ІБ, ІВ, ІІГ		ІІа	Г
ОВК-1А	ІБ, ІВ, ІІГ		ІІ	Д
Башня пересипки	ІБ, ІВ, ІІГ		ІІа	В
Приміщення насосів	ІБ, ІВ, ІІГ		ІІа	Г
Машинний зал	ІБ, ІВ, ІІГ		ІІа	Г
Бункерне відділення	ІБ, ІВ, ІІГ	-	ІІа	Г
Котельне відділення	ІБ, ІВ, ІІГ	-	ІІа	Г
Деаераторне відділення	ІБ, ІВ, ІІГ	-	ІІа	Г

2. На небезпечних ділянках поверхню ізоляції покривають листовим алюмінієм або сталлю, наклеюють склотканину за допомогою розчину рідкого скла, тому що при потраплянні на поверхні з температурою 300-400 °С олія займається.

3. В приміщенні котельні монтується система сигналізації про накопичення газу, а сигналізація виведена і на БЩУ.

4. Під обладнанням, в якому є олія, встановлюють піддони.

5. З метою виконання вимог щодо запобігання вибуху на трубопроводах подачі палива виконують такі заходи: на підводі до котлоагрегату встановлюють швидкодіючий запірний клапан, монтують штуцери для продувки магістралі, встановлюють засувки з електроприводом.

6. На території ТЕЦ використовується трасування трубопроводів подачі вугільного пилу.

7. На всіх пилопроводах встановлюється стальна арматура.

З метою захищення людей, збереження матеріальних цінностей від пожежі застосовується система протипожежного захисту, яка направлена на припинення розповсюдження пожежі.

Виконуються такі технічні рішення:

1. Згідно з НАПБ Б.01.008-2018 «Правила експлуатації та типові норми належності вогнегасників» використовуються первинні засоби пожежогасіння: порошкові типу ВП-5, ВП-2; вуглекислотні типу ВВ-2, ВВ-8; водо та хімічно пінні вогнегасники ВВП-10, ВХП-10.

2. Для гасіння олії, що спалахнула на енергообладнанні, використовують вуглекислотні одно- та двоохалонні установки УП-2М до зняття з обладнання навантаження. На три модулі встановлюється одна установка.

3. Для гасіння пожежі в кабельних приміщеннях на ТЕЦ монтуються мережі протипожежного водопроводу і господарсько-протипожежного водопроводу.

4. Приміщення головного корпусу та водогрійна котельня відносяться за пожежонебезпекою до категорії Г, в них використовуються важко-спалюванні утеплювачі або негорючі матеріали.

4.4 Висновки до розділу 4

Розглянуті питання охорони праці і пожежної безпеки на станції. Розглянуті технічні рішення та організаційні заходи, які необхідно виконати для дотримання безпечної експлуатації енергетичного обладнання станції, зокрема питання електробезпеки. Запропоновано технічні рішення з підтримання гігієни праці та виробничої санітарії на станції. Розглянуто заходи з організації заходів щодо профілактики пожежної безпеки.

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		93

ВИСНОВКИ

У роботі представлений проект ТЕЦ, яка використовується для покриття потреб у гарячій воді тепловою 1000 МВт. Встановлена електрична потужність ТЕЦ становить 330 МВт. На підставі техніко-економічних розрахунків було вибрано оптимальний (економічно найвигідніший) варіант. За цим варіантом виконано встановлення трьох парових турбін типу Т-110/120-130 з котлами Е-500-140-560ГМ.

У розділі “Тепломеханічна частина” приведено аналіз основного обладнання ТЕЦ, показано допоміжне обладнання, розрахована висота димової труби, яка забезпечує безпечну (з точки зору вимог екології) роботу станції; допоміжних господарств. Для ТЕЦ вибрана оборотна система технічного водопостачання з використанням градирень.

За розрахунками отримані наступні основні показники ТЕЦ:

- капіталовкладення $K_{ТЕЦ} = 312,2$ млн у.о;
- приведені витрати $I_{np} = 320,369$ млн.у.о/рік

Після розрахунків для основного максимально-зимового режиму отримані наступні основні показники ТЕЦ:

- питома витрата умовного палива на відпущене тепло: $b_y^T = 38,49$ кг/ГДж;
- питома витрата умовного палива на відпущену електроенергію:

$$b_y^E = 0,188 \text{ м}^3/\text{кВт}\cdot\text{год};$$
- ККД турбоустановок по виробництву електроенергії $\eta_{ТУ}^E = 0,73$;
- ККД ТЕЦ по виробництву електроенергії $\eta_{ТЕЦ}^E = 0,653$;
- ККД ТЕЦ по виробництву і відпуску тепла на опалення вентиляцію і ГВП $\eta_{ТЕЦ}^T = 0,885$;
- питома витрата тепла на виробництво електроенергії $q_{ТУ}^E = 1,37$.

		Савчук Д.С.			НТУУ КП.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Теплоэлектроцентралі. Методика розрахунку проектних техніко-екон. показників теплових схем ТЕЦ. Учебний посібник до дипломного проекту різних форм навчання за спеціальністю 6.090521 «Теплові електричні станції» / Уклад. Л.О. Кесова, Ю.М. Побіровський, Є.Г. Скловська, А.М. Міколайчук. - К.: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», 2010. - 128 с.

2. Методика розрахунку проектних показників теплової економічності ТЕС. Метод.вказівки до до курсового проектування для студ. спец. 7.090521 «Теплові електричні станції» / Ук.О. Кесова, Ю.М. Побіровський, О.А. Булигін, О.О. Фастовщук. - К.: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», 2005. - 80

3. Методичні вказівки до виконання розрахунків техніко-екон. показників електростанцій в курс. та дипломн. проектах для студ. спец. «Теплові електричні станції», «Атомні електричні станції», «Електричні станції» денної та заочної форм навчання / Уклад. Є.Г. Скловська, О.О. Фастовщук. К.: НТУУ «КПІ», 2007ю - 28 с.

4. Методичні вказівки з техн.-економічного обґрунтування інвестиційних проектів електричних станцій для студентів спеціальностей «Теплові електричні станції», «Атомні електричні станції» теплоенергетичного факультету і «Електричні станції» факультету електроенергетики та автоматики всіх форм навчання та слухачів Міжгалузевого інституту післядипломної освіти / Уклад. Є.Г. Скловська, К.Г. Тодорович. К.: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», 2002. - 24 с.

5. Кесова Л.О., Шеляг В.Р., Булыгин А.А. Паровые котлы энергетических блоков тепловых электростанций. Учеб. Пособие. - К.: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», 2004є. - 80 с.

6. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М.: Энергия, 1976. - 448 с.

7. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с. - (Теплоэнергетика и теплотехника. Кн. 3).

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутівський Л.С.				95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8. ГКД 34.02.302-96. Котли енергетичні та водогрійні. Тимчасові галузеві граничні норми вмісту шкідливих речовин в димових газах / УНВО «Енергопрогрес». Київ, 1995. - 18 с.

9. Експертиза екологічних характеристик пальників та камер згорання ГТУ і ПГУ. Метод. Рекомендації до вивчення курсу «Основи екології» / Уклад. Г.М. Любчик, бО.Є. Кравчук, Г.Б. Варламов, Ід Аль-зубі. - К.: НТУУ «КПІ», 1997. - 52 с.

10. Закон України "Про охорону праці".

11. НАПБ В.01.056-2013/111 Пожежна безпека електроустановок

12. ДБН В.2.5-56-2014 «Системи протипожежного захисту»

13. ДСТУ Б В.2.5-38-2008 «Улаштування блискавки захисту будівель та споруд»

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток А. Перевірка Дипломного проекту на академічну доброчесність

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ	Арк.
		Бутовський Л.С.				97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток Б. ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	КПІ.ДПБ 25.144.01347.ПЗ	Пояснювальна записка		
3	A1	КПІ.ДПБ 25.144.01347. ТС.001	Теплова схема	1	
4	A1	КПІ.ДПБ 25.144.01347. ТС.002	Поперечний переріз корпусу	1	
5	A1	КПІ.ДПБ 25.144.01347. ТС.003	Генеральний план ТЕЦ	1	

				КПІ ДПБ 25 144 01347 ПЗ		
	ПІБ	Підп.	Дата			
Розробн.	Савчук Д.С.			Відомість дипломного проекту	Лист	Листів
Керівн.	Бутовський Л.С.					
Тех.контр	Беднарська І.С.				НТУУ «КПІ ім.Ігоря Сікорського» ННІ АТЕ Каф. ТАЕ Гр. ТУ-11	
Н/контр.	Бовсуновський А.					
Зав.каф.	Черноусенко О.Ю.					

		Савчук Д.С.			НТУУ КПІ.ДПБ.25.144.01347.ПЗ		Арк.
		Бутовський Л.С.					98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			