

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

«На правах рукопису»

УДК 620.9:697.32

До захисту допущено:

Завідувачка кафедри

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

“ ____ ” _____ 2024 р.

Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою
«Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»
зі спеціальності 144«Теплоенергетика»
на тему: «Промислово опалювальна ТЕЦ для м.Кривий Ріг»

Виконав: студент II курсу, групи ТУ – 31мп

	<u>Євген ДАЦИК</u> (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)	_____ (підпис)
Науковий Керівник	<u>професор, д.т.н, професор</u> (посада, науковий ступінь, вчене звання) <u>Анатолій БОВСУНОВСЬКИЙ</u> (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)	_____ (підпис)
Консультант з питань охорони праці	<u>доцент, кандидат техн. наук, доцент</u> (посада, науковий ступінь, вчене звання) <u>Сергій КАШТАНОВ</u> (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)	_____ (підпис)
Рецензент	_____ (Посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)	_____ (підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Науковий керівник _____
(підпис)

Київ – 2024 року

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

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

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність 144 «Теплоенергетика»

Освітньо-кваліфікаційна програма

«Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Ольга ЧЕРНОУСЕНКО
(підпис) (Власне ім'я, ПРИЗВИЩЕ)

«__» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студента

Євгена Дацика
(Ім'я, прізвище)

1. Тема дисертації: «Промислово опалювальна ТЕЦ для м.Кривий Ріг»
Науковий керівник дисертації Анатолій Бовсуновський, д.т.н., професор,
(Ім'я, прізвище, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом по університету від «__» _____ 20__ р. №__
2. Термін подання здобувачем дисертації 15.12.2024 р.
3. Об'єкт дослідження: промислово-опалювальна ТЕЦ з енергоблоками потужністю 100 і 175 МВт.
4. Вихідні дані до проекту : місто Кривий Ріг, із потребою у гарячій воді по графіку 150/70°C 1000 МВт; із потребою у парі 1,3...1,5 МПа 1100 т/год; частка ГВП – 17%, вентиляції – 7%; кількість годин використання встановленої електричної потужності – 6250 год/рік; Основне паливо – вугілля марки АШ. Резервне паливо- мазут.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: Огляд літератури, Техніко-економічне обґрунтування вибору основного обладнання ТЕЦ, Тепломеханічна частина, Спецпитання, Охорона праці.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1.Теплова схема турбіни Т-250/300-240 (1 аркуш).
2. Поперечний розріз головного корпусу (1 аркуш).
3. Генеральний план ТЕЦ 750 МВт (1 аркуш).
4. Схема газопроводу (1 аркуш).
5. Головний корпус поперечний розріз (1 аркуш).
6. Схема автоматизації (1 аркуш).
7. Схема основних електричних з'єднань (1 аркуш).

8. Схема паромазутопроводів котлоагрегату (1 аркуш).

7. Орієнтовний перелік публікацій: -

8. Консультанти розділів проекту

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

9. Дата видачі завдання 28.10.2024 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Огляд літератури	4.11.24	
2	Техніко-економічне обґрунтування вибору основного обладнання ТЕЦ	15.11.24	
3	Тепломеханічна частина	17.11.24	
4	Автоматизація управління ТЕЦ	19.11.24	
5	Електротехнічна частина ТЕЦ	22.11.24	
6	Спецпитання	25.11.24	
7	Охорона праці	28.11.24	
8	Оформлення записки і графічного матеріалу	10.12.24	

Студент

(підпис)

Євгеній ДАЦИК

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Науковий керівник

(підпис)

Анатолій БОВСУНОВСЬКИЙ

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

АНОТАЦІЯ

Магістерська дисертація на здобуття ступеня магістра за освітньо-професійною програмою підготовки на тему: “Промислово опалювальна ТЕЦ для м.Кривий Ріг»: пояснювальна записка на 154 с., 11 рис., 37 табл., 37 бібліографічних найменувань; 8 креслеників ф. А1.

Об’єкт дослідження – система теплопостачання міста Кривий Ріг.

Предмет дослідження – промислово-опалювальна теплоелектроцентрально.

Мета роботи – проектування ТЕЦ, здатної ефективно забезпечувати тепловою та електричною енергією існуючі та майбутні об’єкти міста, з урахуванням підвищення рівня енергоефективності, надійності та екологічної безпеки.

У магістрській дисертації проаналізовано особливості системи теплопостачання та енергозабезпечення міста, включаючи оцінку існуючих і прогнозованих навантажень на теплову та електричну енергію. Виконано вибір основного обладнання ТЕЦ, зокрема турбогенераторів, котлоагрегатів, теплообмінників, а також допоміжного обладнання, такого як насосні станції та системи автоматизації. Представлено оптимальну схему розташування обладнання ТЕЦ у межах заданої території з описом будівельних характеристик та вимог.

У роботі виконано детальні розрахунки теплових втрат, потужності обладнання, а також аналіз впливу проєктованої ТЕЦ на навколишнє середовище, включаючи оцінку викидів шкідливих речовин. Проведено перевірку відповідності проєкту сучасним екологічним нормам, стандартам охорони праці та пожежної безпеки. Особливу увагу приділено впровадженню технологічних рішень, які забезпечують підвищення ефективності та стабільності роботи ТЕЦ за різних умов експлуатації, а також зменшують негативний вплив на довкілля.

На кресленнях наведено теплову схему промислово-опалювальної ТЕЦ, схеми теплообмінників, розташування основного обладнання, а також графічні матеріали, що ілюструють зв’язок із системою теплопостачання міста.

Ключові слова: промислово-опалювальна ТЕЦ, проектування, теплопостачання, енергоефективність, автоматизація, екологічна безпека, охорона праці, теплові навантаження, модернізація.

SUMMARY

Master's thesis for obtaining a master's degree under the educational and professional training program on the topic: "Industrial heating CHP for the city of Kryvyi Rih ": explanatory note on 154 pages, 11 figures, 37 tables, 37 bibliographic references; 8 drawings f. A1.

The object of research – the heat supply system of the city of Kryvyi Rih.

The subject of research – an industrial and heating combined heat and power plant.

The purpose of the work – to design a CHPP capable of efficiently providing thermal and electrical energy to existing and future facilities in the city, ensuring a high level of energy efficiency, reliability, and environmental safety.

The master's dissertation analyzes the features of the heat supply and energy system of the city, including the assessment of existing and projected loads for thermal and electrical energy. The selection of the main CHPP equipment, including turbine generators, boiler units, heat exchangers, as well as auxiliary equipment such as pumping stations and automation systems, has been carried out. An optimal layout of the CHPP equipment within the allocated area is presented, along with a description of the building's characteristics and requirements.

The work includes detailed calculations of heat losses, equipment capacity, and an analysis of the environmental impact of the proposed CHPP, including the assessment of harmful substance emissions. The project's compliance with modern environmental regulations, occupational health standards, and fire safety requirements has been verified. Special attention is given to the implementation of technological solutions that ensure increased efficiency and stability of the CHPP's operation under various conditions, while minimizing environmental impact.

The drawings include the thermal scheme of the industrial heating CHPP, heat exchanger diagrams, equipment layout, and graphical materials illustrating its connection to the city's heat supply system.

Keywords: industrial and heating CHPP, design, heat supply, energy efficiency, automation, environmental safety, occupational health, heat loads, modernization..

**Пояснювальна
записка до
магістерської
десертації на тему:**

«Промислово-опалювальна ТЕЦ для міста Кривий Ріг»

Київ - 2024 р

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

Закладка не определена.

ВСТУП..... 14

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ ТЕЦ 16

1.1 Вибір систем енергопостачання..... 24

1.2 Порівняння варіантів теплопостачання..... 31

1.3 Висновок за розділом 1.....43

2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА 46

2.1 Загальна характеристика ТЕЦ..... 46

2.2 Основне обладнання 52

2.3 Вибір допоміжного обладнання 67

2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ..... 77

2.5 Компонування головного корпусу 94

2.6 Допоміжні господарства ТЕЦ..... 97

2.7 Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва 111

2.8 Вибір майданчика будівництва і генплан ТЕЦ 118

2.9 Висновок за розділом 2..... 121

3. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТРУБОПРОВІДІВ 122

3.1 Схема прокладки паропроводів на ТЕЦ..... 122

3.2 Типи станційних трубопроводів 123

3.3 Арматура та захисні пристрої трубопроводів 125

3.4 Опори, підвіски і теплова ізоляція трубопроводів..... 126

3.5 Конструкція та експлуатація трубопроводів..... 129

3.6 Оцінка технічного стану трубопроводів 130

3.7 Висновок за розділом 3.....137

					МД 24 144 21 06 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Промислово опалювальна ТЕЦ для міста Кривий Ріг	Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Дацик Є.Ю.						
Перевірив		Бовсуновський А.П					7	152
Т. Контр.		Рачинський				КПІ імені Ігоря Сікорського, кафедра ТАЕ, група ТУ-31мп		
Н. Контр.		Боженко М.Ф						
Зав.каф		Черноусенко О.Ю						

4 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.....	136
4.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації спроектованого обладнання	137
4.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії	142
4.3 Виробниче освітлення	144
4.4 Виробничий шум та вібрації	144
4.5 Виробничі випромінювання	146
4.6 Пожежна безпека та профілактика	147
ВИСНОВКИ.....	150
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	152
Додаток А Перевірка магістерської дисертації на академічну добросчесність.....	155

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

Умовні позначення

V – об'єм;

m – кількість людей;

D – витрата пари;

P – тиск;

g – відсоток повернення конденсату;

t – температура;

n – кількість діб;

Q – тепловий потік, кількість теплоти;

q – питома опалювальна характеристика/питома кількість теплоти;

α – коефіцієнт;

a – норма витрати води;

b – норма витрати води;

β – поправковий коефіцієнт;

T – кількість годин;

i – питома ентальпія;

c – теплоємність;

k – коефіцієнт;

Π – міра безперервного продування;

h – питома ентальпія;

G – витрата води;

N – кількість;

η – ККД;

d – вологовміст / діаметр;

ρ – густина;

B – витрата палива;

L – витрата повітря / димових газів;

ω – швидкість;

K – коефіцієнт теплопередачі;
 F – площа поверхні;
 l – довжина;
 φ – відносна вологість;
 θ – коефіцієнт байпасування;
 f – площа поперечного перерізу;
 Π – вартість одиниці;
 λ – опір на тертя;
 ζ – коефіцієнт місцевих опорів;
 ν – кінематична в'язкість;
 Re – число Рейнольдса;
 R – питомі втрати теплоти;
 μ – коефіцієнт;
 E – економічна ефективність освітленість;
 Z_n – нормативний термін окупності;
 Φ – термін зміни виробничої технології;
 M – молекулярна вага пари;
 I – сила струму;

Індекси

Нижні:

п – повітря;	макс – максимальний;
річн – річна;	о – опалення;
хв – холодна вода;	сист – система;
р – розрахункова;	пер – перепуск;
сер – середній;	
гв – гаряча вода;	мн – мережний насос;
вн – внутрішній;	зав – завантаження;
в – вода;	с.в – сира вода;
рец – рециркуляція;	хво – хімічно очищена вода;

вит – витікання;

в.к – водогрійний котел;

п.к – паровий котел;

г – димові гази;

к.г – кількість димових газів;

вип – випар;

пр – продувальна вода;

Верхні:

в – відпуск;

в.п – власні потреби;

гв – гаряча вода;

ном – номінальна;

м – мережа;

котли. ж – житлові;

д – даератор;

о.в – опалення та вентиляція;

сп – споживачі;

к – конденсат;

тах – максимальний;

т - теплоутилізатор

г – громадські;

п – промислові;

сп – споживчі;

п – парові котли;

в – водогрійні

Скорочення

ГВС – гаряче водопостачання;

ТЕЦ – теплоелектроцентрально;

ПВК – піковий водогрійний котел;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

ПК – паровий котел;

БРОУ – швидкодіючий редуційно-охолоджувальний пристрій;

РОУ – редуційно-охолоджувальна установка;

РУ – редуційний пристрій;

ПВТ – підігрівач високого тиску;

ПНТ – підігрівач низького тиску;

РВП – регенеративний повітрепідігрівач;

ПТУ – паротурбінна установка;

НМП – нижній мережний підігрівач;

ВМП – верхній мережний підігрівач;

ХВО – хімоводоочистка;

ОП – охолоджувач пари;
 ОД – охолоджувач дренажу;
 ОКП – охолоджувач безперервної продувки;
 ПВП – пароводяний підігрівач;
 ТС – теплова мережа;
 ГРП – газорозподільний пункт;
 ГДК – гранично допустима концентрація;
 ПС – підігрівач сальниковий;
 ОУ – охолоджувач ущільнень;
 ОЕ – охолоджувач ежектора;
 ЦВТ – циліндр високого тиску;
 ЦНТ – циліндр низького тиску;
 ЦСТ – циліндр середнього тиску;
 PtH (Power-to-Heat) – це технологія перетворення електроенергії в тепло;
 HTTES (High-Temperature Thermal Energy Storage) –
 система високотемпературного теплового накопичення енергії.

ВСТУП

Незважаючи на стрімкий розвиток нетрадиційної енергетики в останні роки, велика частка електроенергії, виробленої у світі, все ще виробляється на теплових електростанціях. Теплова генерація залишається важливим елементом енергетичних систем багатьох країн через свою надійність та здатність забезпечувати безперервне постачання енергії. Зростаючий попит на електроенергію стимулює розвиток теплової генерації, і енергетики у всьому світі працюють над удосконаленням теплових електростанцій, підвищенням їхньої надійності, екологічної безпеки та ефективності. Такі удосконалення включають застосування новітніх технологій для зменшення викидів, підвищення ефективності використання палива та впровадження систем управління, що забезпечують оптимізацію роботи електростанцій.

Теплова енергетика займається виробництвом і перетворенням теплової енергії в механічну та електричну, зазвичай на теплових і атомних електростанціях, а також на теплоелектроцентралях. Цей вид генерації є найбільш поширеним традиційним методом виробництва енергії у світі, оскільки на нього припадає 90% загального обсягу виробництва всіх електростанцій. На нафту, вугілля і газ припадає 39%, 27% і 24% світового виробництва електроенергії відповідно. Це робить теплову генерацію ключовою ланкою в енергетичній структурі більшості країн, особливо тих, що мають значні запаси викопного палива.

У багатьох країнах, зокрема і в Україні, більшість теплових електростанцій були побудовані понад 50 років тому. Майже 90% енергоблоків вже досягли свого проектного терміну експлуатації в 100 000 годин, а решта наближається до цього показника. Через брак коштів за останні 40 років не було введено в експлуатацію жодного нового енергоблоку, а реконструкція за новітніми технологіями обмежилася лише окремими випадками. Таке застаріле обладнання часто не відповідає сучасним вимогам екологічної безпеки, що створює додаткові виклики для енергетиків та регуляторів. Для підтримки

стабільної роботи системи необхідно здійснювати значні інвестиції в модернізацію або заміну цих енергоблоків.

Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) використовуються для виконання базової частини програми виробництва електроенергії у комбінованому режимі, оскільки вони споживають менше палива і тепла для виробництва енергії. Це робить їх важливим елементом енергетичної інфраструктури, особливо в регіонах з високою потребою в теплі. Як правило, ремонт котельного обладнання ТЕЦ проводиться в літній період, коли вони можуть переходити в конденсаційний режим і брати участь в регулюванні потужності енергосистеми.

Основним завданням даної роботи є проектування ТЕЦ для промислового та опалювального використання в місті Кривий Ріг. Кривий Ріг — це велике промислове місто, центр Криворізького залізорудного басейну, що є найважливішою сировинною базою для української металургійної промисловості. Економічний потенціал міста представлений близько 6 000 підприємствами, серед яких 87 великих підприємств у галузях чорної металургії, машинобудування, будівництва, хімічної промисловості та інших. Цей потужний промисловий сектор потребує стабільного та надійного енергозабезпечення, що робить розробку сучасної ТЕЦ особливо актуальною.

Проектування ТЕЦ для такого промислового регіону має особливу важливість, оскільки забезпечення енергією великої кількості промислових підприємств є ключовим фактором для стабільного економічного розвитку регіону та країни в цілому. Крім того, розробка ТЕЦ з використанням новітніх технологій та оптимізованих підходів до виробництва теплової та електричної енергії дозволить зменшити негативний вплив на довкілля, що є важливим завданням в умовах сучасної екологічної політики. Впровадження таких проєктів сприятиме зниженню залежності від викопних палив, підвищенню енергоефективності та зменшенню викидів вуглецю, що є надзвичайно важливим для досягнення кліматичних цілей України та світової спільноти.

1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ ТЕЦ

Щоб досягти суворої кліматичної мети, встановленої ЄС на 2050 рік, необхідно значно скоротити викиди у всіх секторах суспільства. Із загальних викидів у ЄС 75 % припадає на енергетику, при цьому на споживання енергії будівлями припадає 36 % викидів. У таких північних країнах, як Фінляндія, опалення будівель генерує майже чверть щорічних викидів. Щоб зменшити викиди в енергосекторі, потрібно значно перейти на відновлювану енергію, що в опалювальному секторі означає відмову від викопного палива та впровадження вуглецево-нейтральних рішень. Електрифікація є одним із найбільш економічно ефективних способів декарбонізації. Під електрифікацією опалення (або ТЕЦ) розуміють технології, такі як теплові насоси та електрокотли, що використовують електроенергію для генерації тепла в будівлях та промислових процесах. ТЕЦ дозволяє ефективно замінити викопне паливо і використовувати відновлювану енергію, що зменшує викиди та підвищує загальну ефективність енергосистеми.

У той час, як опалювальний сектор потребує суттєвих змін, енергетичний сектор також переживає подібну трансформацію з тенденцією до збільшення частки змінної відновлюваної енергії (VRE). Серед технологій VRE наземна вітроенергетика та сонячна фотоелектрика мають найнижчу собівартість електроенергії на глобальному рівні, перевершуючи найдешевші види викопного палива. Це сприяє стрімкому зростанню їхніх потужностей, зокрема у Фінляндії, де у 2022 році вітрова енергія забезпечила 16,7 % щорічного виробництва електроенергії. Зростання частки VRE, особливо вітрової енергії, яка залежить від погодних умов, підвищує потребу у гнучкості з боку як генерації, так і споживання електроенергії. Особливості теплоелектроцентралі зумовлені її основною задачею, яка полягає в забезпеченні споживачів тепловою енергією у вигляді пари або гарячої води необхідних параметрів.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						16
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Інтеграція секторів тепла та електроенергії, зокрема через ТЕЦ, дозволяє гнучкіше працювати обом секторам і сприяє ширшому використанню відновлюваної енергії. Інтеграція є ефективним рішенням завдяки низькій вартості генерації та зберігання тепла. Це підтримує цілі зі зниження викидів та досягнення вуглецевої нейтральності у тепловому секторі. Наприклад, 89 % електроенергії у Фінляндії вже виробляється без викидів, тоді як лише 49 % централізованого опалення базується на відновлюваних джерелах, що робить ТЕЦ перспективним для зменшення викидів у системах централізованого опалення. Така інтеграція для підвищення частки відновлюваної енергії відома як «розумна енергосистема».

Для підтримки енергетичного балансу при зростанні частки змінної відновлюваної енергії потрібні різні рішення для накопичення енергії. Наразі найбільш поширеним є гідроакumuлююче накопичення, а також батареї, попит на які значно зріс. Однак обидві технології мають обмеження, такі як географічні вимоги для гідроакumuляції або висока конкуренція за літій-іонні батареї з електротранспортом. Тому доцільно використовувати й інші форми зберігання енергії, зокрема великомасштабні теплові накопичувачі (ТЕС), які вважаються одним із найдешевших рішень. У розумних енергосистемах ТЕС можуть зберігати електроенергію з VRE дешевше, ніж, наприклад, електрохімічне зберігання, і дозволяють підвищити частку вітрової енергії. ТЕС також є важливою частиною електрифікованих систем опалення, забезпечуючи додаткову гнучкість для ТЕЦ.

Системи централізованого опалення (DHS), що використовуються у Фінляндії та багатьох країнах Європи, можуть додати гнучкість і енергозберігання для енергосистем із високою часткою VRE. ТЕС у DHS знижує потребу в пікових потужностях, дозволяє використовувати інфраструктуру для гнучкості та зменшує втрати VRE. ТЕС також сприяє підвищенню інтеграції ТЕЦ, підтримуючи декарбонізацію DHS. Поєднання ТЕЦ та ТЕС дозволяє використовувати найдешевші години на ринку електроенергії для стабілізації та зниження витрат на опалення, а також

приносити додатковий Існує кілька оглядових робіт щодо технологій ТЕС та ТЕЦ. У деяких дослідженнях було розглянуто роль ТЕС із різними джерелами тепла, аргументуючи, що використання викопного палива стане непотрібним із поширенням теплових накопичувачів. Також класифіковано методи ТЕС за матеріалами зберігання та їхніми властивостями, такими як ціна, експлуатація та застосування. Інші дослідження охоплюють зрілі технології ТЕЦ та ТЕС, які можуть замінити викопне паливо у європейській енергосистемі. Вивчався також потенціал гнучкості централізованого опалення з короткостроковим ТЕС, а також можливості ТЕС для опалення й охолодження на довгострокову перспективу. Дослідження впливу ТЕЦ та ТЕС на гнучкість острівної мікромережі та прибутковість вітрової енергії виявило їхню ефективність. Також сезонні ТЕС дозволяють знижувати потребу в пікових теплових потужностях у DHS у різних регіонах.

DHS та їхній ТЕЦ потенціал широко досліджуються. Наприклад, теплові насоси для підтримки ТЕЦ рішень були предметом окремих вивчень. Аналіз розгортання теплових насосів у DHS різних температур показав високий технічний потенціал, але виявив перешкоди у вигляді високих інвестиційних витрат і відсутності чітких шляхів декарбонізації. Гнучкість, яку забезпечують електрокотли та ТЕС, досліджувалась як загально, так і в нордичному контексті. Оцінено також вплив великих теплових насосів у DHS Фінляндії, де визначено, що їх частка у виробництві тепла може складати 10–25 %. Економічну оцінку теплових насосів та електрокотлів у різних енергосистемах було також проведено, а потенціал ТЕЦ у DHS Швеції досліджувався з акцентом на декарбонізацію. Роль різних технологій ТЕЦ (тепові насоси, електрокотли, ТЕС) у декарбонізації DHS Фінляндії була предметом окремого аналізу. Оцінено бізнес-моделі ТЕЦ для Європи, а вплив цін на електроенергію та тарифи на ТЕС у DHS Фінляндії вивчався з точки зору ефективності.

Досліджували також можливість підвищення гнучкості ТЕЦ із додатковими ТЕС і роль відновлюваної енергії у стимулюванні контролю виробництва тепла ТЕЦ для балансування пікових навантажень. Техніко-

економічні характеристики гнучких варіантів також вивчалися та порівнювалися. Був запропонований метод оптимізації для вибору ТЕС для промислового парового процесу, а можливості ТЕС для промислових парків вивчені з метою інтеграції. Нарешті, вивчено переваги ТЕС у DHS для балансування теплових навантажень і зменшення пікових потужностей мережі.

Участь різних систем накопичення енергії на ринку електроенергії частково вивчалась у літературі. Наприклад, досліджувались найкращі економічні стратегії для накопичення енергії зі стисненим повітрям (CAES) на ринку електроенергії з коливаннями цін, а також потенціал електричних систем накопичення (EES) на ринках електроенергії в Нордичних країнах, де запропоновано модель для максимізації прибутку для цих технологій на різних ринках (ринок «на добу вперед», внутрішньодобовий та ринок регулювання). Дослідження також розглядали вплив стратегічних ставок EES на інших учасників ринку, оптимальні стратегії ставок для батарейних накопичувачів, а також поведінку на ринку напередодні та в режимі реального часу.

Було проведено аналіз різних EES систем (CAES, гідроакумулюючі, ванадій-редоксні, натрій-сірчисті та свинцево-кислотні батареї) на ринку електроенергії, враховуючи їхні витрати та можливі вигоди. Аналіз також показав, як монополістичний оператор EES може впливати на ринкові результати, зокрема на системні витрати та ціни, а також розглядав різні дизайни ринків (зональні, вузлові, системи з єдиним ціноутворенням). Дослідження також включали модель для визначення оптимальної роботи EES та цін на ринку, зокрема досліджувалось, як розмір та місце розташування накопичувача впливають на ціни, загальну вигоду від арбітражу накопичення енергії та загальні витрати.

Участь DHS, зокрема через ТЕЦ рішення, у різних ринках електроенергії також вивчалась. Наприклад, було досліджено участь у ринках частотного регулювання, резервних ринках (особливо автоматичне та ручне відновлення частоти) та різних балансуючих ринках. Вивчалися також теплові насоси (НП) в мережах централізованого опалення на ринках електроенергії, де показано,

що НР та комбіновані установки можуть додатково підтримувати регулювання частоти та дозволяти інтеграцію вітрової енергії. Було досліджено гнучкість DHS в умовах невизначеності на ринку, економічну доцільність ставок на резервних ринках для ТЕЦ у DHS та аналіз виробництва електроенергії з ТЕС у вітровому ринку. ТЕС також був визначений важливим для максимальної вигоди від низьких цін на електроенергію.

Економічний потенціал технологій накопичення енергії на ринках електроенергії та супутніх послуг продовжував вивчатися, включаючи системи полігенерації та їхню економічну ефективність. У дослідженнях розглядалися різні варіанти ринкового дизайну для повністю відновлюваної енергосистеми, а також оптимізація операційних витрат (ОРЕХ) для централізованих і децентралізованих НР через участь у резервних ринках. Техніко-економічна оцінка ТЕЦ-рішення на основі розплавлених солей також була проведена з аналізом можливих змін ринкових цін на електроенергію в майбутньому.

Метою цієї роботи є дослідження ролі технологій ТЕЦ та ТЕС у декарбонізації енергоспоживання в секторі опалення, особливо у централізованих системах опалення на Аландських островах — автономному регіоні Фінляндії. Як об'єкт дослідження обрана система централізованого опалення в столиці Аланд, місті Марієхамн. Аланд, як і Фінляндія, має амбітні кліматичні цілі на 2030 рік, зокрема скорочення викидів парникових газів на 80 % порівняно з рівнем 2005 року, досягнення повної відмови від викопного палива у виробництві електроенергії та опаленні будівель. Крім того, Аланд планує досягти повної вуглецевої нейтральності до 2035 року. Острови надають унікальну можливість досліджувати вплив окремих енергетичних рішень на суспільство, що робить їх привабливими для прогресивних досліджень у галузі зеленої енергетики.

ТЕС можна розділити на накопичення сенсильного тепла, прихованого тепла і термохімічне зберігання. Залежно від випадку використання, перевагу можуть мати різні рішення. Наприклад, ТЕС на основі матеріалів з фазовим переходом або термохімічних матеріалів забезпечують значно вищу

енергетичну щільність, але при цьому є дорожчими, ніж накопичення сенсильного тепла. У цій роботі розглядається використання сенсильного накопичення тепла в системах централізованого опалення для підтримки впровадження ТЕЦ, щоб сприяти декарбонізації енергосистеми. Сенсильне накопичення тепла має кілька переваг, таких як високий рівень ефективності (45–75 %), помірну енергетичну щільність, довгий життєвий цикл, низьку вартість, низький рівень саморозряду та екологічну безпечність. У цій роботі як матеріали зберігання використовуються пісок і вода завдяки їхній доступності, низькій вартості та низькому екологічному впливу.

Серед рішень ТЕЦ у цій роботі розглядаються теплові насоси (НР) та пряме електричне опалення. Теплові насоси відомі своєю високою ефективністю, але потребують більших інвестиційних витрат порівняно з прямим електроопаленням. Тут передбачається використання промислового теплового насоса, що використовує морську воду як джерело тепла, з коефіцієнтом ефективності, що залежить від температури. Розглядаються два типи прямого електричного опалення для централізованого опалення: електрокотел і електротермічний накопичувач, який є високотемпературним тепловим накопичувачем (НТТЕС) на основі піску. Пісок як середовище для зберігання має високу ефективність (до 95 %) і може зберігати тепло при температурі до 800 °С, що дозволяє застосовувати його для високотемпературних промислових процесів.

ТЕЦ забезпечує ефективний спосіб використання відновлюваної електроенергії для переходу централізованих систем опалення на викопному паливі до вуглецевої нейтральності. Електрифікована система централізованого опалення з ТЕС може надати гнучке електроспоживання для енергосистеми, сприяючи інтеграції відновлюваної енергії. Додатково, НТТЕС можна використовувати для перетворення накопиченого тепла назад в електроенергію (хоча з досить низькою ефективністю 50 %) або для утилізації промислових теплових відходів, хоча ці аспекти не розглядаються в даному дослідженні. Крім того, здатність ТЕС відокремлювати попит на тепло від коливань цін на

електроенергію створює можливості для компаній централізованого опалення знижувати ризик високих цін.

У цьому контексті дослідження має на меті відповісти на такі запитання:

- Які існують шляхи декарбонізації системи централізованого опалення на Аландських островах?
- Як різні шляхи декарбонізації залежать від змін цін на ринку електроенергії?
- Яка роль різних технологій у вуглецево-нейтральній системі централізованого опалення?
- Як різні рішення ТЕЦ працюватимуть на ринку електроенергії за різних умов на Аланді?
- Чи забезпечує нинішній ринок електроенергії достатні стимули для роботи ТЕС?

На основі огляду літератури та сучасного стану досліджень виявлено наукову прогалину у сфері декарбонізації централізованих систем опалення (DHS). Хоча теплові насоси (НП) мають високу ефективність у перетворенні електроенергії на тепло, дослідження показали, що повне заміщення тепловими насосами є економічно недоцільним через високі ціни на електроенергію та потребу в значному збільшенні потужності НП для ефективного використання відновлюваної енергії. Економічно оптимальна потужність НП була визначена на рівні 20 % пікового теплового попиту. Це підкреслює потребу в альтернативних джерелах тепла, таких як електродисти (ЕВ) та ТЕС. Існуючі дослідження переважно розглядають частково вуглецево-нейтральні системи, які зазвичай покладаються на викопне паливо або біомасу як резервне джерело тепла. Однак, є помітний дефіцит досліджень повністю електрифікованих DHS без спалювання біомаси, особливо в умовах значної цінової волатильності на ринку електроенергії, яка спостерігалась в Європі у 2020–2022 роках.

Відсутність детального аналізу систем з повною електрифікацією DHS у випадках високої цінової волатильності на ринках електроенергії та резервів обумовлює потребу в дослідженнях, які враховують, як такі коливання

впливають на роботу систем. Зокрема, існує недостатність досліджень щодо використання ТЕС, які можуть допомогти DHS захиститися від різких коливань цін, забезпечуючи як теплове джерело, так і тепловий накопичувач. Таким чином, ця робота спрямована на вивчення таких електротермічних накопичувачів, як НТТЕС на основі піску, що має швидкий час реагування.

Основні наукові внески цієї роботи:

- Техніко-економічний аналіз електротермічних накопичувачів як складової DHS для досягнення декарбонізації та підвищення інтеграції VRE в DHS і енергосектор при змінних умовах ринку електроенергії, включаючи значну волатильність цін.
- Техніко-економічний розгляд різних рішень ТЕЦ та ТЕС на ринках електроенергії та резервів з оцінкою впливу ринкових цін на прибутковість ТЕЦ і на інвестиційні стимули для ТЕЦ і ТЕС.
- Аналіз того, як технології ТЕС разом з участю на ринку резервів можуть допомогти знизити ризик тепловиробника, відокремлюючи витрати на виробництво тепла від коливань цін на електроенергію та знижуючи витрати на тепло для споживачів.
- Дослідження повністю електрифікованої DHS в умовах північного клімату та порівняння її з наявною базовою системою і альтернативною вуглецево-нейтральною DHS на біомасі, включаючи аналіз роботи системи при змінних ринкових умовах.

Електростанції характеризуються дуже високою капіталоємністю, великим терміном будівництва і тривалим періодом експлуатації. До них висувають високі вимоги щодо забезпечення надійності й економічності роботи, високого рівня продуктивності і безпеки праці.

Далі проводяться розрахунки двох варіантів ТЕЦ, яка проектується, і котельні та вибір найбільш оптимального з них.

Вихідні дані:

Потреба у теплоті:

- У парі 1,3...1,5 МПа: $D_{\Sigma} = 1100$ т/год
- У гарячій воді 150/70 °С: $Q_{\max} = 1200$ МВт

Річне споживання пари: $D_{\text{річ}} = 5000$ тис.т

Частка: а) гарячого водопостачання $\gamma_{\text{ГВП}} = 17$ %; б) вентиляції $\gamma_{\text{В}} = 7$ %

Район будівництва ТЕЦ: м. Кривий Ріг

Кількість годин використання електричної потужності ТЕЦ:

$$T_{\text{вст.}} = 6250 \text{ год/рік}$$

Паливо для ТЕЦ:

- Енергетичні котли: АШ
- Водогрійні котли: Мазут
- Для котельні: АШ

Проводяться техніко-економічні розрахунки для двох варіантів ТЕЦ, а також котельні, які проектується. Мета - вибір найбільш оптимального варіанту.

1.1 Вибір систем енергопостачання

1.1.1 Розрахунок теплових навантажень

Розрахунок теплових навантажень для ТЕЦ:

а) теплове навантаження на вентиляцію: $Q_{\text{В}} = \gamma_{\text{В}} \cdot Q_{\max}$ (1.1)

$$Q_{\text{В}} = 0,07 \cdot 1200 = 84 \text{ МВт}$$

б) теплове навантаження на гаряче водопостачання в опалювальний (зимовий) період: $Q_{\text{ГВП}} = \gamma_{\text{ГВП}} \cdot Q_{\max}$ (1.2)

$$Q_{\text{ГВП}} = 0,17 \cdot 1200 = 204 \text{ МВт}$$

Навантаження гарячого водопостачання в літній період:

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						24
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{ГВП}^{lim} = 0,7 \cdot Q_{ГВП} = 0,7 \cdot 204 = 142,8 \text{ МВт} \quad (1.3)$$

в) теплове навантаження на опалення: $Q_{ОП} = Q_{max} - Q_B - Q_{ГВП} \quad (1.4)$

$$Q_{ОП} = Q_{max} - Q_B - Q_{ГВП} = 1200 - 84 - 204 = 912 \text{ МВт}$$

г) теплове навантаження на відбори турбін: $Q_{ВД} = Q_{ГВП} + 0,5 \cdot (Q_{ОП} + Q_B) \quad (1.5)$

$$Q_{ВД} = 204 + 0,5 \cdot (912 + 84) = 702 \text{ МВт}$$

1.1.2 Вибір обладнання для ТЕЦ-1

Для покриття необхідного навантаження в гарячій воді та парі вибираємо турбіни типу ПТ-135/165-130/15. Кількість турбін – 4 шт.

Характеристики турбіни ПТ-135/165-130/15 наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1. Характеристика турбіни ПТ-135/165-130/15

Тип турбіни	Відбори $D_{ном.} / D_{max}$, т/год		Мах витрата пари на турбіну, т/год	Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні, $w_{тф.}$ кВт·год/ГДж		Питомі витрати теплоти q , кДж/(кВт·год)	
	вироб-ничий	опалю-вальний		виробн. відбір, $w_{тф}^{вир.}$	опалюв. відбір $w_{тф}^{оп.}$	теплоф. вироб., $q_{тф.}$	конд. вироб., $q_{к.}$
ПТ-135/165-130/15	320/390	210/268	760	67	129	3810	9295

Сумарний відбір пари на ТЕЦ дорівнює $4 \cdot 320 = 1280$ т/год, що перевищує завдання. Виникає надлишок пари :

$$D_{НАДЛ.} = 1280 - 1100 = 180 \text{ т/год,}$$

який можна використати для теплофікації. Тоді сумарний теплофікаційний відбір дорівнює:

$$D_{ВД..} = 4 \cdot 210 + 180 = 1020 \text{ т/год або } Q_{ВД..} = 1020 \cdot 0,617 = 629,34 \text{ МВт}$$

Тоді, маємо: $\alpha_{ТЕЦ} = \frac{629,34}{1200} = 0,52$, що відповідає умовам.

В даному варіанті всі турбіни споживають $4 \cdot 760 = 3040$ т/год пари. Щоб забезпечити їх цією кількістю пари, необхідно взяти 8 котлів (по 2 на кожну турбіну) з паропродуктивністю по 420 т/год кожний. Тоді генерація пари котлами буде становити: $8 \cdot 420 = 3360$ т/год.

Для покриття пікової частини навантаження у гарячій воді використовуються пікові водонагрівальні котли. Доля пікового навантаження становить:

$$Q_{ПК.} = Q_{\max} - \sum_{i=1}^n Q_{ВД..i}$$

Тобто, $Q_{ПК.} = 1200 - 629,34 = 570,66 \text{ МВт}$

Для забезпечення такого навантаження необхідно встановити 5 котлів типу КВГМ-100 потужністю 116 МВт : $5 \cdot 116 = 580 \text{ МВт}$

1.1.3 Вибір обладнання для ТЕЦ-2

Вибираємо турбіни типу Р для виробничого відбору та типу Т для опалювального відбору.

Для покриття необхідного навантаження в парі вибираємо турбіни типу Р-100-130/15. Кількість турбін – 2 шт.

Характеристики турбін наведені в таблиці 1.2

Таблиця 1.2 - Характеристики турбіни Р-100-130/15 та Т-175/210-130

Тип турбіни	Відбори $D_{ном.} / D_{\max}$, т/год	Махвитра та пари на	Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні $w_{тф.}$, кВт·год/ГДж	Питомі витрати теплоти q , кДж/(кВт·год)
-------------	---	---------------------------	---	--

	вироб- ничий	опалю- вальний	турбіну, т/год	виробн. відбір, $W_{mf}^{вир.}$	опалюв. відбір, $W_{mf}^{оп.}$	теплоф. виробіток $q_{mf.}$	конд. виробіток $q_k.$
P-100- 130/15	640	-	760	67	-	3810	-
T- 175/210- 130	-	314	760	-	131,5	3810	8625

Сумарний відбір пари дорівнює $2 \cdot 640 = 1280$ т/год, що перевищує завдання. Виникає надлишок пари:

$$D_{НАДЛ.} = 1280 - 1100 = 180 \text{ т/год або } Q_{НАДЛ.} 180 \cdot 0,755 = 135,9 \text{ МВт,}$$

який також можна використати для теплофікації.

Для покриття необхідного навантаження у гарячій воді (на теплофікацію), вибираємо турбіни типу Т-175/210-130. Кількість турбін – 2 шт.

При такому виборі обладнання коефіцієнт теплофікації ТЕЦ становить: $\alpha_{ТЕЦ} = \frac{135,9 + 2 \cdot 314}{1200} = 0,636$, що відповідає допустимим межам.

В даному варіанті всі турбіни також споживають $760 \cdot 4 = 3040$ т/год пари. Щоб забезпечити їх цією кількістю пари, необхідно взяти 8 (2 на турбіну типу Т і по одному на турбіну типу Р) котлів з паропродуктивністю по 420 т/год кожний. Тоді генерація пари котлами буде становити: $8 \cdot 420 = 3360$ т/год.

Для покриття пікової частини навантаження у гарячій воді використовуються пікові водонагрівальні котли. Доля пікового навантаження становить:

$$Q_{пик.} = 1200 - (135,9 + 2 \cdot 314) = 436,1 \text{ МВт (1.6)}$$

Для забезпечення такого навантаження необхідно встановити 4 котла типу КВГМ-100 потужністю 116 МВт кожний: $4 \cdot 116 = 464$ МВт

1.1.4 Вибір обладнання для котельні

Обираємо котли продуктивністю 180 т/год. Тоді загальна кількість котлів

$$n_{ПК} \text{ буде становити: } n_{ПК} = \frac{D_{\Sigma}}{D_J} + 1 \quad (1.7)$$

$$n_{ПК} = \frac{1100}{160} + 1 = 7,8. \text{ Обираємо } n_{ПК} = 8 \text{ котлів.}$$

Для забезпечення необхідного навантаження у гарячій воді визначаємо

$$\text{кількість водонагрівальних котлів: } n_{БК} = \frac{Q_{\max}}{Q_{БК}}, \quad (1.8)$$

Вибираємо водонагрівальні котли типу КВГМ-180 з паропроductивністю 180 Гкал/год (209 МВт). Відповідно маємо:

$$n_{БК} = \frac{1200}{209} = 6,7. \quad \text{Обираємо } 7 \text{ котлів.}$$

Таблиця 1.3 - Кількісний склад обладнання

	Обладнання		
	Кількість турбін, n_T	Кількість парових котлів, n_K	Кількість водонагрівальних котлів, $n_{БК}$
ТЕЦ 1	4 х ПТ-135/165-130/15	8х 420 т/год	5х КВГМ-100
ТЕЦ 2	2 х Р-100-130/15 2 х Т-175/210-130	8х 420 т/год	4х КВГМ-100
Котельня	-	8 х 100 т/год	7хКВГМ-180

1.1.5 Розрахунок річних відпусків теплоти та виробітку енергії

Таблиця 1.4 Кліматологічні дані міста Кривий Ріг

Число годин опалювального періоду з температурою зовнішнього повітря (°C), яка дорівнює або нижча								
Розрахункова для опалення	Середня за опалювальний період	-25	-20	-15	-10	-5	0	8
-17	-0,2	1	22	128	399	975	2280	4080

Таблиця 1.5 - Вихідні дані

Максимальне навантаження, МВт		1200	
Доля гарячого водопостачання		17%	
Тривалість опалювального періоду, год/рік		4080	
Розрахункова температура опалення, °C		- 17	
Середня температура опалення		-0,2	
Річний відпуск пари, тис. т/рік		5000	
Кількість годин використання встановленої потужності, годин/рік		6250	
ККД котлоагрегатів		0,89	0,99
Втрати палива, %		вугілля 1,9	мазут 0,3
Масиви навантажень по варіантах		ТЕЦ-1	ТЕЦ-2
Турбіни Т, МВт 314x2		-	628
Турбіни ПТ, МВт 149,62x4		598,48	-
Турбіни Р, МВт			102,65
Пікові водонагрівальні котли, МВт	1200-598,48	601,52	-
	1200-628-102,65	-	469,35
РОУ		-	-
Разом		1200	1200
Характеристики турбін:			
Турбіни Т: потужність, МВт 2x175		-	350
Питомі витрати теплоти: на тепловому споживанні, кДж / кВт · год		-	3810
в конденсаційному режимі		-	8818
Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору, кВт · год / ГДж		-	131,5
Турбіни ПТ: потужність, МВт 4x135		540	-
Питомі витрати теплоти: на тепловому споживанні, кДж / кВт · год		3810	-

в конденсаційному режимі	9295	-
Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору, кВт · год / ГДж	129	-
те ж саме з виробничого відбору	67	-
Доля навантаження, що покривається турбінами Р		1
Турбіни Р: потужність, МВт	-	200
Питомі витрати теплоти: на тепловому споживанні, кДж / кВт · год		3810
Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з протитиску, кВт · год / ГДж		67

Таблиця 1.6 - Розрахунки

Варіанти	ТЕЦ-1	ТЕЦ-2
Відпуск тепла у гарячій воді, тис. ГДж	12824,387	12824,3866
у т.ч.: турбіни Т	0	11061,8394
турбіни ПТ	10769,59	0
турбіни Р	0	798,156683
Водонагрівальні котли	2054,7971	964,390516
РОУ	0	0
Відпуск тепла у парі, тис. ГДж	13600	13600
Разом відпуск тепла, тис. ГДж	26424,387	26424,3866
Встановлена потужність ТЕЦ, МВт	540	550
Виробіток електроенергії, млн. кВт.год	3375	3437,5
у т.ч.на тепловому споживанні	2300,48	2419,31
у т.ч. турбінами Т	0,00	1454,63
турбінами ПТ	2300,48	0,00
турбінами Р	0,00	964,68
в конденсаційно мережі	1074,52	1018,19
у т.ч. турбінами Т	0,00	1018,19
турбінами ПТ	1074,523	0
Витрати тепла на виробіток електроенергії, тис. ГДж	18752,508	18195,9787
Виробіток тепла енергетичними котлами, тис. ГДж	43122,1	43656,0
Витратипалива, тис. т у.п/ рік:	1867,91	1846,91
у т.ч.: енергетичними котлами	1786,65	1808,77
водонагрівальними котлами	81,26	38,14

Таблиця 1.7 - Характеристики ТЕЦ-1 та ТЕЦ-2

Станція		$Q_{ГВ}^{річн.}$, тис. ГДж	$Q_{ГВ}^{річн.}$, МВт
ТЕЦ-1	Турбіни ПТ	10769,59	1007,7291
	Водонагр. котли	2054,7971	192,2709
Всього		12824,3871	1200
ТЕЦ-2	Турбіни Т	11061,8394	1035,0754
	Турбіни Р	798,156683	74,6849
	Водонагр. котли	964,3910	90,2397
Всього		12824,3871	1200

Побудова річного графіка відпуску теплоти від ТЕЦ (крива Россандера).

Річний графік відпуску теплоти від ТЕЦ показано на рисунку 1.1

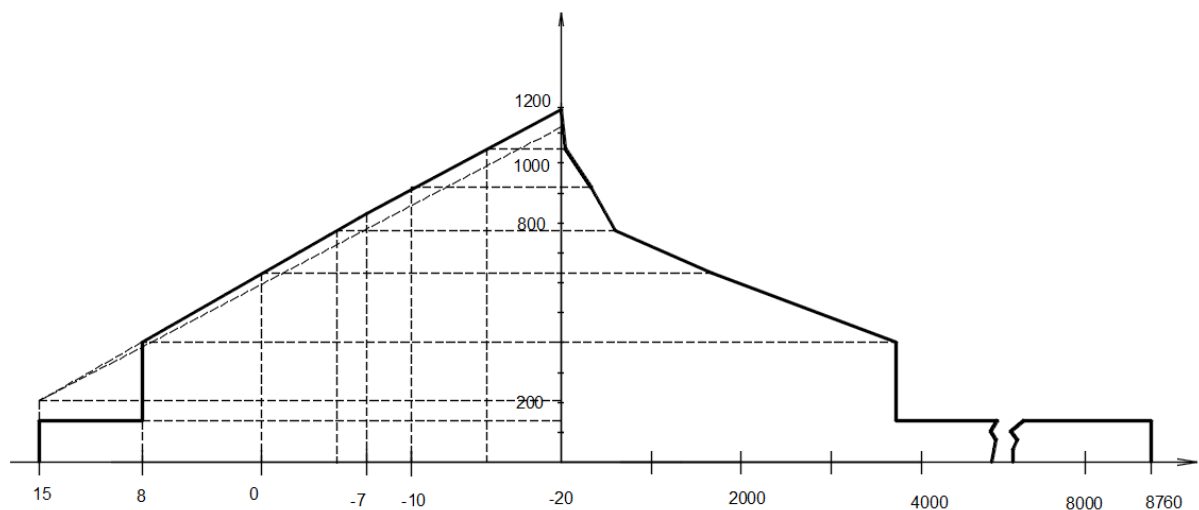


Рисунок 1.1 – Річний графік відпуску теплоти від ТЕЦ

1.1 Порівняння варіантів теплопостачання

1.2.1 Витрати умовного палива

В результаті розрахунку на ЕОМ річного графіку теплових навантажень були отримані значення річних витрат умовного палива для енергетичних і

водонагрівальних котлів для 2^х варіантів ТЕЦ, що порівнюються.ТЕЦ-1:

$$B_{\text{ум.}} = 1867,91 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

$$\text{ТЕЦ-2: } B_{\text{ум.}} = 1846,91 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

Річні витрати умовного палива для котельні визначаються як:

$$\text{а) водонагрівальні котли: } B_{\text{БК}} = \frac{Q_{\text{ГВ}}^{\text{річ.}} \cdot 1,0526 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{29309 \cdot \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТП}}}, \quad (1.9)$$

$$\text{б) парові котли: } B_{\text{ПК}} = \frac{Q_{\text{ПК}}^{\text{річ.}} \cdot 1,17 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{29309 \cdot \eta_{\text{КА}} \cdot \eta_{\text{ТП}}}, \quad (1.10)$$

де $Q_{\text{ГВ}}^{\text{річ.}}$ - відпуск теплоти у гарячій воді, тис. ГДж; $Q_{\text{ПК}}^{\text{річ.}}$ - відпуск теплоти у парі, тис. ГДж; $\eta_{\text{КА}}$ - ККД котлоагрегату (приймаємо $\eta_{\text{КА}} = 0,89$); $\eta_{\text{ТП}}$ - ККД теплового потоку (приймаємо $\eta_{\text{ТП}} = 0,99$); 1,0526 і 1,17 – коефіцієнти, які враховують витрати теплоти на власні потреби.

$$B_{\text{БК}} = \frac{12824,387 \cdot 1,0526 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 \cdot 0,89 \cdot 0,99} = 532,6574 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

$$B_{\text{ПК}} = \frac{13600 \cdot 1,17 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 \cdot 0,89 \cdot 0,99} = 627,8744 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

$$\text{Разом: } B_{\text{ум.}} = B_{\text{БК}} + B_{\text{ПК}} = 532,6574 + 627,8744 = 1160,5318 \text{ тис. т.у.п./рік}$$

1.2.2 Витрати натурального палива

У таблиці 1.8 наведені характеристики палива, що використовується на ТЕЦ та в котельнях.

Таблиця 1.8 - Характеристики палива

Вид палива	Вартість 1 т.у.п., у.о./ т	Теплотворна здатність Q_p^H , кДж/кг
АШ	100	24786
Мазут	360	37800

Річні витрати натурального палива визначаються за формулою:

$$B_{\text{нат.}} = B_{\text{ум.}} \cdot \frac{29309}{Q_p^H} \quad (1.11)$$

ТЕЦ-1:

а) енергетичні котли (паливо - АШ):

$$B_{\text{нат.}}^{EK} = 1786,65 \cdot \frac{29309}{24786} = 2112,6815 \text{ тис. т.н.п./рік};$$

б) водонагрівальні котли (паливо - мазут):

$$B_{\text{нат.}}^{BK} = 81,26 \cdot \frac{29309}{37800} = 63,0066 \text{ тис. т.н.п./рік}.$$

$$\text{Разом: } 2112,6815 + 63,0066 = 2175,6881 \text{ тис. т.н.п./рік}.$$

ТЕЦ-2:

$$\text{а) енергетичні котли: } B_{\text{нат.}}^{EK} = 1808,77 \cdot \frac{29309}{24786} = 2138,8381 \text{ тис. т.н.п./рік};$$

$$\text{б) водонагрівальні котли: } B_{\text{нат.}}^{BK} = 38,14 \cdot \frac{29309}{37800} = 29,5726 \text{ тис. т.н.п./рік}.$$

$$\text{Разом: } 2138,8381 + 29,5726 = 2168,4107 \text{ тис. т.н.п./рік}.$$

Витрати натурального палива для котельні:

$$B_{\text{нат.}} = 1160,5318 \cdot \frac{29309}{24786} = 1372,3080 \text{ тис. т.н.п./рік}$$

1.2.3 Витрати електроенергії на власні потреби

$$\text{а) Паливоприготування: } W_{III} = w_{III} \cdot B_{\text{нат.}}, \quad (1.12)$$

де w_{III} - питомі витрати електроенергії на приготування 1 тони палива, кВт·год/т.н.п. (для 1-го і 2-го варіантів приймаємо $w_{III} = 40$ кВт·год/т.н.п.)

$$\text{ТЕЦ-1: } W_{III} = 40 \cdot 2112,6815 = 84,5073 \text{ млн. кВт·год.}$$

$$\text{ТЕЦ-2: } W_{III} = 40 \cdot 2138,8381 = 85,5535 \text{ млн. кВт·год.}$$

$$\text{Котельня: } W_{III} = 40 \cdot 1372,3080 = 54,8923 \text{ млн. кВт·год.}$$

$$\text{б) Тяго-дугтєве обладнання: } W_{TD} = w_{TD} \cdot \frac{Q_{EK}}{2,59}, \quad (1.13)$$

де $w_{ТД}$ - питомі витрати електроенергії на вироблення 1 тони пари енергетичними котлами, кВт·год/т пари (приймаємо $w_{ТД}=5$ кВт·год/т пари);
 $Q_{ЕК}$ - річний виробіток теплоти енергетичними котлами, тис. ГДж.

$$\text{ТЕЦ-1: } W_{ТД} = 5 \cdot \frac{43122,1}{2,59} = 83,2473 \text{ млн. кВт·год.}$$

$$\text{ТЕЦ-2: } W_{ТД} = 5 \cdot \frac{43656}{2,59} = 84,2779 \text{ млн. кВт·год.}$$

Котельня:

$$W_{ТД} = w_{ТД} \cdot \left(\frac{Q_{БК}^{річн.}}{2,59} + D_{річн.} \right) = 5 \cdot \left(\frac{12824,3871}{2,59} + 5000 \right) = 49,7575 \text{ млн. кВт·год.} \quad (1.14)$$

$$\text{в) Живильні електронасоси: } W_{ЖН} = w_{ЖН} \cdot \frac{Q_{ЕК}}{2,59}, \quad (1.15)$$

де $w_{ЖН}$ - питомі витрати електроенергії на перекачування 1 тони живильної води, кВт·год/т пари.

$$\text{ТЕЦ-1: } W_{ЖН} = 7,5 \cdot \frac{43122,1}{2,59} = 124,871 \text{ млн. кВт·год.}$$

$$\text{ТЕЦ-2: } W_{ЖН} = 7,5 \cdot \frac{43656}{2,59} = 126,417 \text{ млн. кВт·год.}$$

$$\text{Котельня: } W_{ЖН} = w_{ЖН} \cdot D_{річн.} = 7,5 \cdot 5000 = 3,750 \text{ млн. кВт·год.}$$

$$\text{г) Гідрозоловидалення: } W_{Г} = 0,001 \cdot W_{вир.}, \quad (1.16)$$

де $W_{вир.}$ - річний виробіток електроенергії, млн. кВт·год.

$$\text{ТЕЦ-1: } W_{Г} = 0,001 \cdot N_{ест.} \cdot T_{ест.} = 0,001 \cdot 540 \cdot 6250 = 3375 \text{ млн. кВт·год}$$

$$\text{ТЕЦ-2: } W_{Г} = 0,001 \cdot 550 \cdot 6250 = 3437,5 \text{ млн. кВт·год}$$

$$\text{Котельня: } W_{ТЕЦ-1}^Г - B_{ТЕЦ-1}^{нат.} \quad (\text{для ЕК})$$

$$W_{КОТЕЛЬНЯ}^Г - B_{КОТЕЛЬНЯ}^{нат.}$$

$$W_{КОТЕЛЬНЯ}^Г = W_{ТЕЦ-1}^Г \cdot \frac{B_{КОТЕЛЬНЯ}^{нат.}}{B_{ТЕЦ-1}^{нат.}} = 3,375 \cdot \frac{1372,3080}{2112,6815} = 2,1922 \text{ млн. кВт·год}$$

$$\text{д) Циркуляційні насоси: } W_{ЦН} = w_{ЦН} \cdot \frac{W_{вир.}}{100}, \quad (1.17)$$

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

$$\text{ТЕЦ-1: } W_{\text{цн}} = 0,65 \cdot \frac{3375}{100} = 21,9375 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}$$

$$\text{ТЕЦ-2: } W_{\text{цн}} = 0,65 \cdot \frac{3437,5}{100} = 22,3438 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}$$

$$\text{Котельня: } W_{\text{цн}} = 0$$

$$\text{е) Мережні насоси: } W_{\text{мн}} = w_{\text{мн}} \cdot Q_{\text{гв}}, \quad (1.18)$$

де $w_{\text{мн}}$ - питома витрата електроенергії на 1 ГДж теплоти, яка відпущена з гарячою водою (для всіх варіантів – 3 кВт·год/ГДж); $Q_{\text{гв}}$ - річний виробіток теплоти в гарячій воді, млн. ГДж.

$$W_{\text{мн}} = 3 \cdot 12824,38 = 38,47314 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}$$

$$\text{ж) Інші споживачі: } W_{\text{ін.}} = w_{\text{ін.}} \cdot \frac{W_{\text{вир.}}}{100}, \quad (1.19)$$

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

$$\text{ТЕЦ-1: } W_{\text{ін.}} = 0,7 \cdot \frac{3375}{100} = 23,625 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}$$

$$\text{ТЕЦ-2: } W_{\text{ін.}} = 0,7 \cdot \frac{3437,5}{100} = 24,0625 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}$$

$$\text{Котельня: } W_{\text{ін.}} = 0,1 \cdot \sum W_i \quad (1.20)$$

$$W_{\text{ін.}} = 0,1 \cdot (54,8923 + 49,7575 + 3,750 + 2,1922 + 38,47314) = 14,869 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}$$

Сумарні витрати електроенергії на власні потреби по варіантах зводимо у таблиці 1.9

Таблиця 1.9 - Витрати електроенергії на власні потреби.

	Позначення	ТЕЦ -1	ТЕЦ -2	Котельня	Розмірність
Котельний цех					
1. Паливоприготування	$w_{\text{пп}}$	84,5073	85,5535	54,8923	млн. кВт·год
2. Тяго-дугтєве обладнання	$w_{\text{тд}}$	83,2473	84,2779	49,7575	«-«
3. Живильні електронасоси	$w_{\text{жн}}$	124,871	126,417	3,750	«-«
4. Гідрозоловидалення	$w_{\text{г}}$	3,375	3,4375	2,1922	«-«

Продовження таблиці 1.9

Турбінний цех					
1. Циркуляційні насоси	$w_{ЦН}$	21,9375	22,3438	0	«-«
2. Мережні насоси	$w_{МН}$	38,47314	38,47314	38,47314	«-«
Інші споживачі	$w_{ІН}$	23,625	24,0625	14,869	«-«
Сумарні витрати	$\sum W_{ВП}$	380,0362	384,5653	149,06514	«-«
Річний виробіток електроенергії	$W_{ВІР.}$	3375	3437,5	-	«-«
Річний відпуск електроенергії в мережі	$W_{ВІД}$	2994,9638	3052,9347	-	«-«

1.2.4 Визначення капіталовкладень

Капітальні вкладення в неблочні ТЕЦ розраховуються як:

$$K_{ТЕЦ} = K_{БС} + K_{ОБ}, \quad (1.21)$$

а) капіталовкладення в будівлі і споруди:

$$K_{БС} = \left[K_{БС(К)}^1 + (n_K - 1) \cdot K_{БС(К)}^{11} + K_{БС(Т)}^1 + (n_T - 1) \cdot K_{БС(Т)}^{11} + n_{БК} \cdot K_{БС(БК)} \right], \quad (1.22)$$

де $K_{БС(К)}^1, K_{БС(К)}^{11}$ - витрати на будівлі і споруди, віднесені на 1^й і на кожний наступний котел, млн. у.о.; $K_{БС(Т)}^1, K_{БС(Т)}^{11}$ - витрати на будівлі і споруди, віднесені на 1^у і на кожну наступну турбіну, млн. у.о.; $K_{БС(БК)}$ - витрати на будівлі і споруди, віднесені на один піковий водонагрівальний котел,

розташований на майданчику ТЕЦ, млн.у.о.; $(n_K - 1)$ - кількість наступних котлів; $(n_T - 1)$ - кількість наступних турбін; $n_{БК}$ - кількість пікових водонагрівальних котлів.

б) капіталовкладення в обладнання:

$$K_{ОБ} = \left[K_{ОБ(К)}^1 + (n_K - 1) \cdot K_{ОБ(К)}^{11} + K_{ОБ(Т)}^1 + (n_T - 1) \cdot K_{ОБ(Т)}^{11} + n_{БК} \cdot K_{ОБ(БК)} \right], \quad (1.23)$$

де $K_{ОБ(К)}^1, K_{ОБ(К)}^{11}$ - витрати на обладнання, віднесені на 1^й і на кожний наступний котел, млн. у.о.; $K_{ОБ(Т)}^1, K_{ОБ(Т)}^{11}$ - витрати на обладнання, віднесені на 1^й і на кожну наступну турбіну, млн. у.о.; $K_{ОБ(БК)}$ - витрати на обладнання,

віднесені на один піковий водонагрівальний котел, розташований на майданчику ТЕЦ, млн.у.о.

ТЕЦ 1	Кількість парових котлів, n_K	Кількість турбін, n_T	Кількість водонагрівальних котлів, n_{BK}
	8 по 420 т/год	4 ПТ-135/165-130/15	5 КВГМ-100

$$K_{BC} = [25,3 + 7 \cdot 11,6 + 43,2 + 3 \cdot 19 + 5 \cdot 1,5] = 214,2 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{OB} = [38 + 7 \cdot 27 + 64,8 + 3 \cdot 44,5 + 5 \cdot 3,5] = 442,8 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{TEЦ-1} = 657 \text{ млн. у.о.}$$

ТЕЦ 2	Кількість парових котлів, n_K	Кількість турбін, n_T	Кількість водонагрівальних котлів, n_{BK}
	8 по 420 т/год	2 Р-110-130/15 2 Т-175/210-130)	4 КВГМ-100

$$K_{BC} = [25,3 + 7 \cdot 11,6 + 6,8 + 47,8 + 24,5 + 4 \cdot 1,5] = 191,6 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{OB} = [38 + 7 \cdot 27 + 15,7 + 71,7 + 57 + 4 \cdot 3,5] = 385,4 \text{ млн. у.о.}$$

$$K_{TEЦ-2} = 577 \text{ млн. у.о.}$$

Котельня	Кількість парових котлів, n_K	Кількість водонагрівальних котлів, n_{BK}
	8 по 160 т/год	7 КВГМ-180

Капіталовкладення в районні котельні розраховуються як:

$$K_{кот.} = K^1 + (n-1) \cdot K^7, (1.24)$$

де K^1, K^7 - капіталовкладення в 1^й і на кожний наступний агрегати котельні відповідно, млн. у.о.; $(n-1)$ - кількість наступних котлоагрегатів.

$$K_{кот.} = 18,25 + 7 \cdot 4,7 + 31,85 + 6 \cdot 6,45 = 121,7 \text{ млн. у.о.}$$

1.2.5 Розрахунок питомих витрат палива

а) питомі витрати палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії в

$$\text{теплофікаційному режимі: } b_{T\Phi} = \frac{q_{T\Phi} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{29309 \cdot \eta_{KA} \cdot \eta_{TP}}, \quad (1.25)$$

де $q_{T\Phi}$ - 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 (приймаємо $k_2 = 1,03$); a - норма витрат палива при транспортуванні та зберіганні (для кам'яного вугілля - 1,9 %, для мазуту – 0,3 %).

$$\text{ТЕЦ-1: } b_{T\Phi} = \frac{3810 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 \cdot 0,89 \cdot 0,99} = 0,1579 \text{ кг/кВт·год}$$

$$\text{ТЕЦ-2: } b_{T\Phi} = \frac{3810 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 \cdot 0,89 \cdot 0,99} = 0,1579 \text{ кг/кВт·год}$$

б) питомі витрати палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії в

$$\text{конденсаційному режимі: } b_K = \frac{q_K \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{29309 \cdot \eta_{KA} \cdot \eta_{TP}}, \quad (1.26)$$

де q_K - питома витрата теплоти на 1 кВт·год виробленої електроенергії в конденсаційному режимі, кДж/кВт·год.

$$\text{ТЕЦ-1: } b_K = \frac{9295 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 \cdot 0,89 \cdot 0,99} = 0,3853 \text{ кг/кВт·год}$$

$$\text{ТЕЦ-2: } b_K = \frac{8818 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{29309 \cdot 0,89 \cdot 0,99} = 0,3655 \text{ кг/кВт·год}$$

в) питомі витрати палива на виробіток теплоти на ТЕЦ (для енергетичних і водонагрівальних котлів визначаємо окремо):

$$b_Q = \frac{34,1 \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{\eta_{KA} \cdot \eta_{TP}}, \quad (1.27)$$

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

ТЕЦ-1, ТЕЦ-2:

- енергетичні (парові) котли:

$$b_E^1 = b_E^{11} = \frac{34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,03 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{0,89 \cdot 0,99} = 41,4325 \text{ кг/ГДж}$$

- водонагрівальні котли:

$$b_{BK}^1 = b_{BK}^{11} = \frac{34,1 \cdot 1,02 \cdot 1,01 \cdot (1 + \frac{0,3}{100})}{0,89 \cdot 0,99} = 39,4313 \text{ кг/ГДж}$$

г) питомі витрати палива на відпуск теплоти від котлів в котельні (паливо теж саме, що і для енергетичних котлів ТЕЦ -АШ):

$$b_{ПК} = \frac{34,1 \cdot 1,17 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{\eta_{КА} \cdot \eta_{ПІ}},$$

$$b_{BK} = \frac{34,1 \cdot 1,0526 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{\eta_{КА} \cdot \eta_{ПІ}},$$

Відповідно:

$$b_{ПК} = \frac{34,1 \cdot 1,17 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{0,89 \cdot 0,99} = 46,141235 \text{ кг/ГДж}$$

$$b_{BK} = \frac{34,1 \cdot 1,0526 \cdot (1 + \frac{1,9}{100})}{0,89 \cdot 0,99} = 41,511337 \text{ кг/ГДж}$$

1.2.6 Чисельність експлуатаційного персоналу

Таблиця 1.10 - Кількісний склад обладнання

	Обладнання		
	Кількість турбін, n_T	Кількість парових котлів, n_K	Кількість водонагрівальних котлів, n_{BK}
ТЕЦ 1	4хПТ-135/165-130/15	8х 420 т/год	5хКВГМ-100
ТЕЦ 2	2хР-100-130/15 2хТ-175/210-130	8х 420 т/год	4хКВГМ-100
Котельня	-	8 х 160 т/год	7хКВГМ-180

ТЕЦ -1: парові котли - 4 х 420 = 3360 т пари/год;

$R=407\text{чол.}$

ТЕЦ -2: парові котли - $4 \times 420 = 3360$ т пари/год;

$R=403$ чол.

Котельня: $R = R_{ПК} + R_{БК}$ (1.28)

а) парові котли - $8 \times 100 = 800$ т пари/год;

$$R_{ПК} = 800 \cdot 0,15 = 120 \text{ чол.}; \left[m_{\text{пари}} \cdot \frac{\text{чол}}{m_{\text{пари}}} \right] = [\text{чол.}]$$

б) водонагрівальні котли - 7 КВГМ-180; $7 \times 209 = 1463$ МВт

$$R_{БК} = 0,1 \cdot 1463 = 146 \text{ чол.}; \quad R = R_{ПК} + R_{БК} = 120 + 146 = 266 \text{ чол.}$$

1.2.7 Частка загальностанційних та інших витрат

Таблиця 1.11 - Норми відрахувань на інші витрати, %

Електрична потужність ТЕЦ, МВт	200	300	400	500	750	1000	1500	> 2000
$a_{\text{інш.}}, \%$	60	50	45	40	30	23	14	12

ТЕЦ -1: $N_{\text{вст.}} = 540$ МВт ;

$$a = 38,4\%$$

ТЕЦ -2: $N_{\text{вст.}} = 550$ МВт;

$$a = 38\%$$

Котельня. Приймаємо $a = 70\%$.

1.2.8. Замикаючий відпуск енергії

Замикаючий відпуск електроенергії дорівнює:

$$\text{ТЕЦ-1: } W_{\text{від}}^{\text{зам}} = W_{\text{від}}^{\text{ТЕЦ-2}} - W_{\text{від}}^{\text{ТЕЦ-1}} = 3052,9347 - 2994,9638 = 57,9709 \text{ млн.}$$

кВт·год/рік

ТЕЦ -2: 0

Котельня: п.15 (ТЕЦ-2) + п.14 (котельня): $3052,9347 + 149,06514 = 3201,9998$ млн.кВт·год/рік

1.2.9 Річна витрата умовного палива

а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кг/кВт·год (п. 6,а х п.13,а)

$$B = b_{\text{ТФ}} \cdot W_{\text{ВІР}}^{\text{мф.}} \quad (1.29)$$

ТЕЦ -1: $0,1579 \times 2300,48 = 363,2458$ тис. т у.п.

ТЕЦ -2: $0,1579 \times 2419,31 = 382,0091$ тис. т у.п.

$$\left[\frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} \cdot 10^6 \cdot \text{кВт} \cdot \text{год} \right] = [\text{кг} \cdot 10^6] = [\text{т} \cdot 1000] = [\text{тис. т}]$$

б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі, кг/кВт·год (п. 6,б х п.13,б)

$$B = b_{\text{КОНД.}} \cdot W_{\text{ВІР}}^{\text{конд.}} \quad (1.30)$$

ТЕЦ -1: $0,3853 \times 1074,52 = 414,0125$ тис. т у.п.

ТЕЦ -2: $0,3655 \times 1018,19 = 372,1484$ тис. т у.п.

в) на відпуск теплоти від турбін, РОУ і парових котлів (п.6,в х п. 3,а + п. 3,б) енергетичні (парові) котли:

ТЕЦ -1: $41,4325 \times (13600 + 12824,387) = 1094,8284$ тис. т у.п.

ТЕЦ -2: $41,4325 \times (13600 + 12824,387) = 1094,8284$ тис. т у.п.

$$\left[\frac{\text{кг}}{\text{ГДж}} \cdot 10^3 \text{ ГДж} \right] = [10^3 \text{ кг}] = [т] \quad (1.31)$$

п. 6,в х п. 3,в

Котельня: $46,1312 \times 13600 \cdot 10^3 = 627,3843$ тис. т.у.п.

г) на відпуск теплоти від водонагрівальних котлів (п. 6,г х п.3,г)

ТЕЦ -1: $39,5457 \times 2054,7971 = 81,2584$ тис. т.у.т

ТЕЦ -2: $39,5457 \times 964,3910 = 38,1375$ тис. т.у.т

Котельня: $41,5113 \times 12824,387 = 532,357$ тис. т.у.т

$$\left[\frac{\text{кг}}{\text{ГДж}} \cdot 10^3 \text{ ГДж} \right] = [10^3 \text{ кг}] = [т] \quad (1.32)$$

1.2.10 Річні експлуатаційні витрати

а) вартість палива: $Ц_m = B_{\text{АШ}} \times Ц_{\text{АШ}} + B_{\text{маз}} \times Ц_{\text{маз}}$

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						41
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ТЕЦ -1: $C_m = 2112,6815 \times 100 + 63,0066 \times 360 = 233,9505$ млн.у.о.

ТЕЦ -2: $C_m = 2138,8381 \times 100 + 29,5726 \times 360 = 224,529$ млн.у.о.

Котельня: $C_m = 1372,3080 \times 100 = 137,2308$ млн.у.о.

б) амортизаційні відрахування:

ТЕЦ -1: $I_{AM} = \frac{5,5}{100} \cdot 214,2 + \frac{20}{100} \cdot 442,8 = 100,341$ млн.у.о.

ТЕЦ -2: $I_{AM} = \frac{5,5}{100} \cdot 191,6 + \frac{20}{100} \cdot 385,4 = 87,618$ млн.у.о.

Котельня: $I_{AM} = \frac{15}{100} \cdot 119,05 = 17,8575$ млн.у.о.

в) зарплата експлуатаційного персоналу:

ТЕЦ -1: $I_{ЗП} = 407 \times 6300 = 2,5641$ млн.у.о.

ТЕЦ -2: $I_{ЗП} = 403 \times 6300 = 2,5389$ млн.у.о.

Котельня: $I_{ЗП} = 266 \times 4500 = 1,197$ млн.у.о.

г) загальностанційні та інші витрати:

ТЕЦ -1: $I_{Заг} = 38,4/100 \times (I_{ЗП} + I_{AM}) = \frac{38,4}{100} \times (2,5641 + 100,341) = 39,5156$ млн.у.о.

ТЕЦ -2: $I_{Заг} = 38/100 \times (I_{ЗП} + I_{AM}) = \frac{38}{100} \times (2,5389 + 87,618) = 34,2596$ млн.у.о.

Котельня: $I_{Заг} = 70/100 \times (I_{ЗП} + I_{AM}) = \frac{70}{100} \times (1,197 + 17,8575) = 13,33815$ млн.у.о.

д) вартість замикаючого відпуску електроенергії:

$$C_{\text{від.}}^{\text{зам}} = W_{\text{від.}}^{\text{зам.}} \cdot C_{1\text{кВт}\cdot\text{год}} \quad (1.33)$$

ТЕЦ -1: $C_{\text{від.}}^{\text{зам}} = 57,9709 \times 0,12 = 6,9565$ млн.у.о.

ТЕЦ -2: 0 млн.у.о.

Котельня: $C_{\text{від.}}^{\text{зам}} = 3201,9998 \times 0,12 = 384,2399$ млн.кВт·год/рік

1.2.11 Сумарні приведені витрати

Сумарні приведені витрати: $З = I + E_H \cdot K(1.37)$, где $E_H = 10\%$.

ТЕЦ -1: $З = 40,89687$ млн.у.о.

ТЕЦ -2: $З = 37,45865$ млн.у.о.

Котельня: $З = 57,99634$ млн.у.о.

1.3 Висновок:

При проведенні техніко-економічних розрахунків встановлено, що найменші приведені витрати у варіанта ІІ, який включає 2 турбіни Т-175/210-130 та 2 турбіни Р -100-130/15, вісім котлів паропроductивністю по 420 т/год та чотири водонагрівальні котли КВГМ-100. Таким чином, найкращим варіантом є варіант ТЕЦ-2.

Таблиця 1.12 - Порівняння варіантів енергопостачання

Порівняння варіантів енергопостачання.	ТЕЦ-1	ТЕЦ-2	Котельня
1. Електрична потужність $N_{\text{ест.}}$, МВт	540	550	-
2. Теплова потужність:			
а) у парі D_{Σ} , т/год	1100	1100	1100
б) у гарячій воді Q_{max} , МВт	1200	1200	1200
у тому числі: а) відбори турбін, МВт	629,34	763,9	-
б) РОУ, МВт	-	-	-
в) водонагрівальні котли, МВт	2054,7971	964,3910	1200
3. Річний відпуск теплоти, тис. ГДж	26424,387	26424,387	26424,387
у тому числі: а) виробничі відбори турбін (пара) $Q_{\text{ПК}}^{\text{рiчн.}}$	13600	13600	0
б) опалювальні відбори турбін (гаряча вода)	12824,387	12824,387	0
в) РОУ і парові котли	0	0	13600
г) водонагрівальні котли	2054,7971	964,3910	12824,387
4. Кількість годин використання встановленої потужності	6250	6250	-
5. Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кВт·год/ГДж:			
а) виробничі відбори	67	67	0
б) опалювальні відбори	129	131,5	0
6. Питомі витрати палива:			
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кг/кВт·год	0,1579	0,1579	0
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі, кг/кВт·год	0,3853	0,3655	0
в) на відпуск теплоти від турбін, РОУ і парових котлів, кг/ГДж	41,4325	41,4325	46,1312
г) на відпуск теплоти від водогрійних котлів, кг/ГДж	39,5457	39,5457	41,5113
7. Вартість енергоносіїв:			
а) кам'яне вугілля, у.о./т.у.п.	100	100	100
б) мазут, у.о./т.у.п.	360	360	-
в) електроенергії, у.о./кВт·год	0,12	0,12	0,12
8. Чисельність експлуатаційного персоналу	407	403	266
9. Середня зарплата, у.о./люди. (за рік)	6300	6300	4500

10. Норма амортизаційних відрахувань, %:	-	-	15
а) будівлі та споруди	5,5	5,5	0
б) обладнання	20	20	0
11. Частка загальностанційних та інших витрат, %	38,4	38	70
12. Капіталовкладення в джерела енергопостачання, млн. у.о.	657	577	121,7

Продовження таблиці 1.12

у тому числі: а) будівлі та споруди	214,2	191,6	0
б) обладнання	442,8	385,4	0
13. Річний виробіток електроенергії $W_{вир.}$, млн. кВт·год	3375	3437,5	0
у тому числі: а) на тепловому споживанні $W_{тф. ВИР.}$	2300,48	2419,31	0
б) у конденсаційному режимі $W_{конд. ВИР.}$	1074,52	1018,19	0
14. Витрати електроенергії на власні потреби, млн. кВт·год/рік	380,0362	384,5653	149,06514
15. Річний відпуск електроенергії $W_{від.}$, млн. кВт·год/рік	2994,9638	3052,9347	0
16. Замикаючий відпуск енергії $W_{зам. від.}$, млн. кВт·год/рік	57,9709	0	3201,9998
17. Річна витрата умовного палива, тис. т.у.п./рік			
а) на виробіток електроенергії на тепловому споживанні, кг/кВт·год	363,2458	382,0091	0
б) на виробіток електроенергії в конденсаційному режимі, кг/кВт·год	414,0125	372,1484	0
в) на відпуск теплоти від турбін, РОУ і парових котлів	1094,8284	1094,8284	627,3843
г) на відпуск теплоти від водонагрівальних котлів	81,2584	38,1375	532,357
Загальні витрати палива	2175,6881	2168,4107	1372,3080
у тому числі: а) вугілля	2112,6815	2138,8381	1372,3080
б) мазут	63,0066	29,5726	-
18. Річні експлуатаційні витрати, млн. у.о./рік			
а) вартість палива	233,9505	224,529	137,2308
б) амортизаційні відрахування	100,341	87,618	17,8575
в) зарплата експлуатаційного персоналу	2,5641	2,5389	1,467
г) загальностанційні та інші витрати	39,5156	34,2596	13,5272
д) вартість замикаючого відпуску електроенергії	6,9565	0	384,2399
Разом:	383,3277	348,9455	554,3224
19. Сумарні приведені витрати	40,89687	37,45865	57,99634

2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальна характеристика ТЕЦ

У даній роботі, окрім загальної розробки проекту теплоелектроцентралі (ТЕЦ) для забезпечення потреб у технологічній парі (1100 т/год) та гарячій воді (1200 МВт), також використовувалось програмне забезпечення для моделювання енергосистем PLEXOS. Це комерційне програмне забезпечення, розроблене компанією Energy Exemplar, доступне для академічних некомерційних досліджень безкоштовно. PLEXOS застосовує детерміністичні методи лінійного програмування для моделювання з метою мінімізації функції мети (зазвичай витрат або прибутку), формулюючи оптимізаційну задачу як задачу змішаного цілого числа (MIP) та вирішуючи її методом змішаного лінійного програмування (MILP) з дотриманням технічних обмежень. У цьому дослідженні для виконання симуляцій у PLEXOS використовувався комерційний розв'язувач CPLEX, що є одним із доступних варіантів поряд з відкритим розв'язувачем SCIP та іншими комерційними опціями, такими як Gurobi та MOSEK.

Програмне забезпечення PLEXOS дозволяє виконувати такі завдання, як планування розширення потужностей, підтримка прийняття рішень з експлуатації, аналіз зобов'язань і економічного розподілу (UCED). Воно забезпечує можливість моделювання, управління даними та симуляції в єдиному інтерфейсі користувача з гнучкими налаштуваннями вхідних даних. Масштаб моделей може варіюватися від окремих об'єктів до цілих країн або регіонів, а часовий інтервал моделювання може бути як короткостроковим (від годин до місяців), так і довгостроковим (1–40 років). Зазвичай роздільна здатність часу становить одну годину, але можливий також інтервал у 1 хвилину.

Таке поєднання моделювання в PLEXOS з детальним техніко-економічним обґрунтуванням дозволяє ретельно оцінити варіанти ТЕЦ, зокрема

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						46
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ефективність вибору двох протитискових турбін П-100-130-15 та двох турбін-утилізаторів Т-175/120-130, а також варіанти використання допоміжного обладнання. PLEXOS допомагає оптимізувати функціонування ТЕЦ, враховуючи витрати, технічні обмеження та вимоги до надійності постачання, що в сукупності забезпечує глибокий аналіз як економічної ефективності, так і технічної життєздатності проекту для забезпечення потреб міст і промислових об'єктів (рис. 2.1).

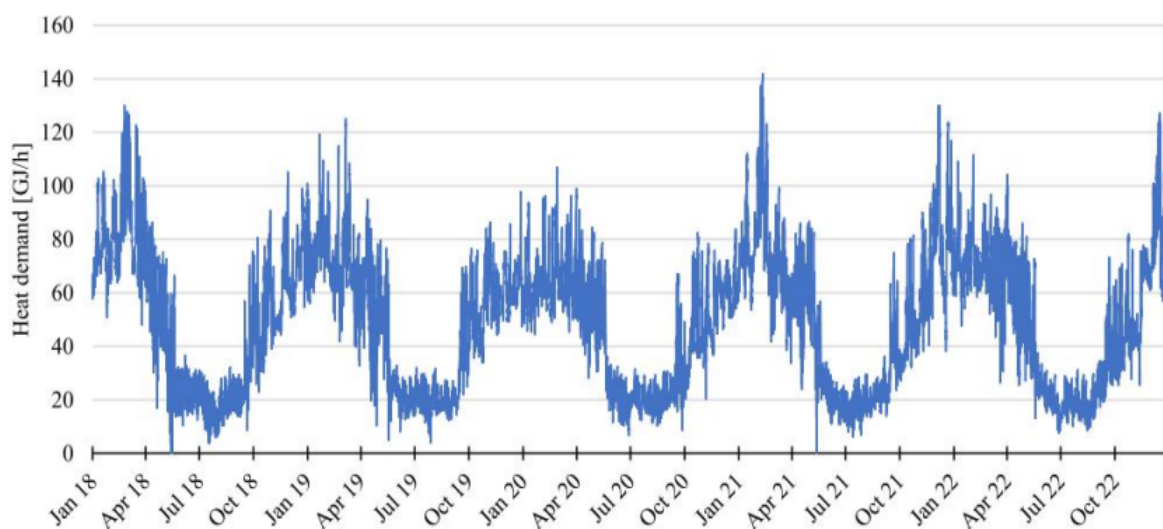


Рисунок 2.1 – Попит на централізоване тепло на Аландських островах; профіль базується на температурі та масштабується на основі річної потреби.

Попит на тепло було підтверджено на основі вимірюваних історичних даних споживання.

PLEXOS є одним із провідних інструментів для промислових і наукових досліджень у сфері енергетики, що використовувався в багатьох попередніх дослідженнях для аналізу різних аспектів енергетичних і електричних систем. Наприклад, у дослідженні для острова Родос за допомогою PLEXOS аналізували впровадження відновлюваної енергії та розширення мережі. Моделювання майбутнього енергетичного міксу Абу-Дабі також здійснювалося із застосуванням PLEXOS, що дозволило оцінити оптимальні

варіанти для енергетичного переходу. В Ірландії цей інструмент використовувався для оптимізації розподілу електроенергії в умовах зростання навантаження від електромобілів, а для скорочення обмежень вітрової енергії в моделюванні було застосовано систему зберігання енергії зі стисненим повітрям.

PLEXOS також використовувався для вивчення впливу німецького енергетичного ринку на ціни електроенергії у Фінляндії. У дослідженні для острова проводилося порівняння конкурентних переваг гідроакумуючого та теплового накопичення енергії. Крім того, операційний аналіз і моделювання розподілу для ірландської енергосистеми були здійснені з використанням цього інструменту, а для австралійського ринку електроенергії він використовувався для оцінки впливу гнучкості на стороні попиту на інтеграцію відновлюваної енергії.

Таким чином, PLEXOS довів свою універсальність і надійність у моделюванні різних аспектів енергосистем, зокрема управління попитом, оптимізації розподілу потужності та аналізу інтеграції відновлюваних джерел енергії. Використання цього інструменту в даному дослідженні для аналізу роботи ТЕЦ дозволяє застосувати найкращі практики, враховуючи глобальний досвід у галузі енергетичного моделювання.

Досліджуються витрати на забезпечення централізованого опалення Аландських островів за допомогою моделі PLEXOS, побудованої для виконання завдань планування зобов'язань та економічного розподілу потужностей (UECD). Модель використовує як вхідні дані потужності технологій виробництва та накопичення тепла, їх технічні параметри, а також статистичні дані щодо цін на електроенергію та ринкових цін на резерви з ринкової зони FI. Потужності не оптимізувалися, а були визначені наперед, ґрунтуючись на існуючих інвестиціях (2 ТЕЦ, котельня на базі НОВ, WTEC), попередніх дослідженнях системи опалення (HP), оцінках постачальника технології (HTTEC) або додаткових потужностях, визначених методом ітерацій (EB). Оскільки потужності є фіксованими, капітальні та постійні експлуатаційні

витрати не впливають на результати. Таким чином, модель забезпечує оптимальне управління технологіями опалення з мінімальними витратами для кожного сценарію (рис. 2.2).

Модель PLEXOS для генерації тепла в системі централізованого опалення забезпечує рішення для покриття попиту на тепло протягом п'ятирічного періоду симуляції з найменшими операційними витратами. У різних сценаріях застосовуються різні технології опалення, але всі сценарії включають технології накопичення тепла. Мережа централізованого опалення моделюється як одноточкова структура, куди постачають тепло генератори. Водяний тепловий накопичувач також бере тепло з цієї ж точки. Вузол централізованого опалення забезпечує тепловий потік з точки для задоволення загального попиту на тепло в кожну годину.

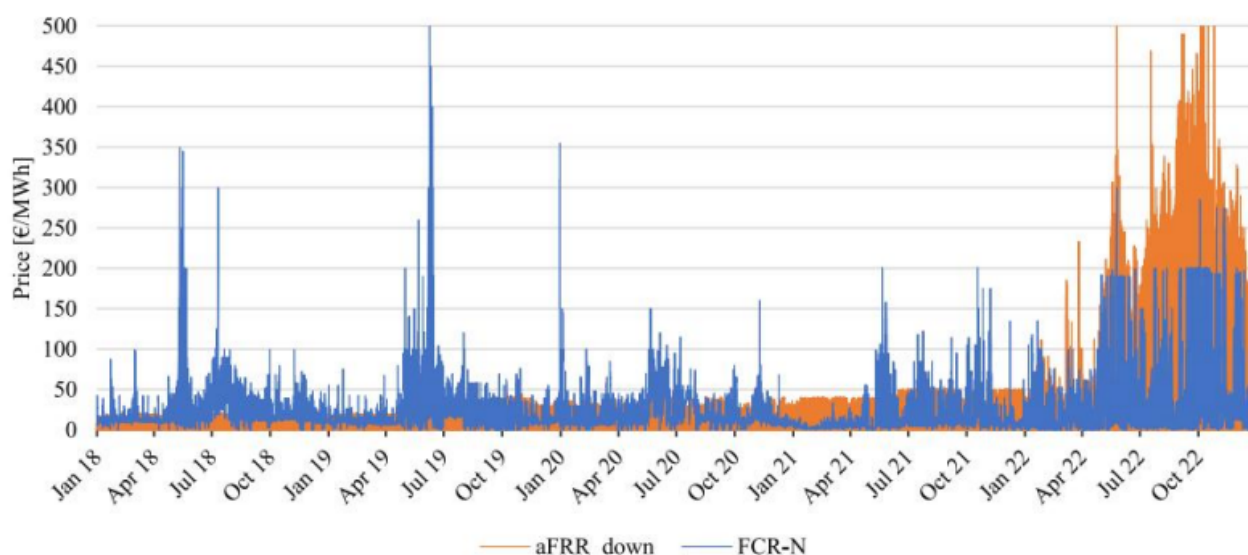


Рисунок 2.2 – Резервніринковіціни FCR-N і aFRR-down у Фінляндії з 2018 по 2022 рр.

Досліджуються витрати на забезпечення централізованого опалення Аландських островів за допомогою моделі PLEXOS, призначеної для виконання завдань планування зобов'язань і економічного розподілу потужностей (UECD). Модель використовує вхідні дані щодо потужностей технологій виробництва та накопичення тепла, їхні технічні параметри, а також статистичні дані про ціни на електроенергію та резервний ринок у зоні FI.

Потужності не оптимізувалися, а були визначені наперед, базуючись на існуючих інвестиціях (2 ТЕЦ, котельня НОВ, WTEC), попередніх дослідженнях системи опалення (НР), оцінках постачальника технології (НТТЕС) або додаткових потужностях, визначених методом ітерацій (ЕВ). Оскільки потужності є фіксованими, капітальні та постійні експлуатаційні витрати не впливають на результати. Це забезпечує оптимальне управління технологіями опалення з мінімальними витратами для кожного сценарію.

Модель PLEXOS для генерації тепла в централізованій системі опалення пропонує рішення для задоволення попиту на тепло протягом п'ятирічного періоду симуляції з мінімальними операційними витратами. У різних сценаріях використовуються різні технології опалення для покриття попиту, але всі сценарії включають технології накопичення тепла. Мережа централізованого опалення моделюється як одноточкова структура, куди надходить тепло від генераторів. Водяний тепловий накопичувач також використовує тепло з цієї точки. Вузол централізованого опалення забезпечує тепловий потік для задоволення загального попиту на тепло в кожен годину.

Проектована ТЕЦ призначена постачати пару 1,3..1,5 МПа для промислових підприємств, а також постачати тепло житлово-комунальному сектору.

Годинні навантаження ТЕЦ:

- у парі 1,3..1,5 МПа: 1100 т/год;
- у гарячій воді 150/70 °С: 1200 МВт.

Електрична потужність ТЕЦ - 550 МВт.

ТЕЦ включена в енергосистему і видає напругу 110 кВ.

За техніко-економічними розрахунками, оптимальною схемою ТЕЦ, що призначена для покриття цих навантажень є варіант, що передбачає установку турбін типу Р і Т по 2 штуки, а саме:

- 2 Р-100-130/15;
- 2 Т-175/210-130.

Теплова схема проектованої ТЕЦ розроблена по принциповим схемам турбін, які обрали.

Структура ТЕЦ – з поперечними зв'язками, що охоплює 8 парових котлів типу Е-420-140.

Основним паливом є кам'яне вугілля. Мазут для парових та водонагрівальних котлів.

Відпуск технологічної пари промислового споживачу відбувається із протитиску турбіни типу Р.

Закрита схема теплофікації, з розрахунковими температурами води в тепломережі 150/70 °С.

ТЕЦ проектується для міста Кривий Ріг, для якого характерні наступні кліматичні умови:

- температура опалення розрахункова: - 20 °С;
- середньомісячна температура найбільш холодного місяця: -7 °С;
- середня температура за опалювальний період: 0,9 °С;

Система технічного водопостачання – оборотна на базі градирень.

Графік зліва на рис. 12 показує обсяги ставок, запропонованих ТЕЦ технологіями для щорічної енергії у сценаріях 2 і 3. Помітно, як у сценарії 3 електрокотел (ЕВ) збільшує загальну потужність, яку можна запропонувати на резервний ринок. Протягом 2018–2020 років ця додаткова потужність розподілена досить рівномірно між двома ринками. Однак з 2021 року зростання цін на ринку aFRR-down явно стимулює пропозиції саме на цей ринок. Графік праворуч на рис. 12 ілюструє доходи від роботи на резервному ринку. Доходи від FCR-N здебільшого відповідають обсягам запропонованих ставок, однак помітно, як ціни на aFRR-down щороку зростають, особливо у 2022 році в сценарії 3. Незважаючи на збільшення ставок за енергію на 72 % з 2018 року, доходи від резервного ринку, зокрема aFRR-down, зросли більше ніж у десять разів. Доходи від резервного ринку становили 22 % від обсягу продажів тепла у сценарії 2 та 42 % у сценарії 3. Участь на резервному ринку підвищила

прибуток у сценаріях 2 та 3 на 29 % і 55 % відповідно протягом п'ятирічного періоду, з найбільшим впливом у 2022 році.

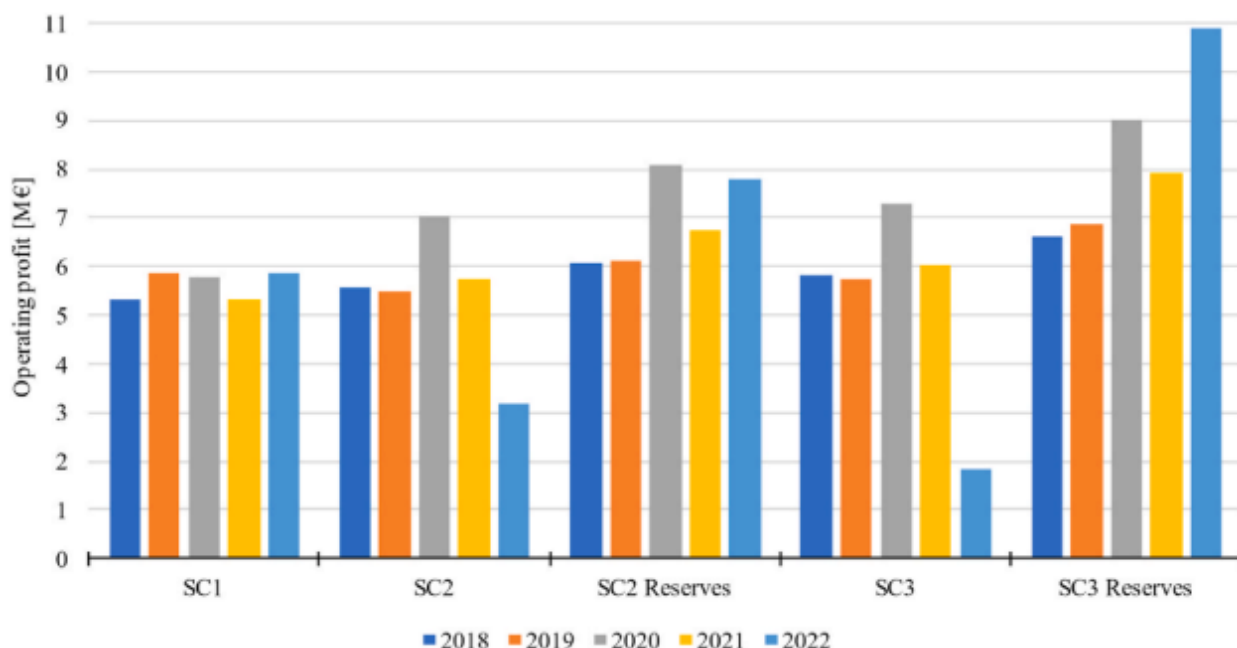


Рисунок 2.3 – Операційний прибуток для кожного сценарію протягом 5 років.

2.2 Основне обладнання

2.2.1 Турбоагрегати

2.2.1.1 Парова турбіна Р-100-130/15

Парова одноциліндрова турбіна Р-100-130/15 з електричною потужністю 100 МВт і з початковим тиском 12,8 МПа.

Пара проходить через два стопорних клапана та попадає до чотирьох регулюючих клапанів.

П'ятий перевантажний клапан перепускає пару, яка йде з камери регулюючої ступені до сопел п'ятої ступені турбіни. Дві камери нерегулюючих відборів, що знаходяться за 9-ою та 13-ою ступенями, подають пару на групи

ПВТ № 1 та № 2. Пара з 13-ї ступені попадає в групу ПВТ № 3. Пружна муфта з'єднує ротор турбіни та ротор генератора. На ній розташоване зубчасте колесо валоповоротного пристрою з частотою обертання 3,4 об/хв. Ротор турбіни дуже гнучкий, має критичну кількість обертів 1790 об/хв.

Проектowana турбоустановка має 6 підігрівачів високого тиску. Гріючий конденсат пари, зливається каскадно із ПВТ та направляється в деаератор 0,6 МПа.

Корпуси ПВТ є рівноміцними та розраховані на максимальний тиск, тому запобіжних клапанів немає. Відсос повітря з ПВТ відбувається каскадно. З останнього ПВТ повітря відсмоктується в деаератор.

У схемі турбоустановки з турбіною Р-100-130/15 передбачений нерегульований відбір пари за сьомою ступенею. На лінії відбору встановлена засувка з електроприводом, її функцією є відмикання підривного клапану із примусовим закриттям. Також встановлені захисний клапан, засувка з ручним керуванням і шайба витратоміру.

Захисний клапан має автозатвор, це швидкодіючий масляний сервомотор, який зв'язаний з лінією керування над стопорними клапанами турбіни і відбором, що вимикається. Вимикається при скиданнях електричного навантаження і при спрацьовуванні захисту турбіни від розгону зворотнім потоком пари з лінії відбору.

Основні параметри турбоустановки Р-100-130/15 наведено в таблиці 2.1, а схема турбіни з параметрами пари відборів зображена на рисунку 2.1.

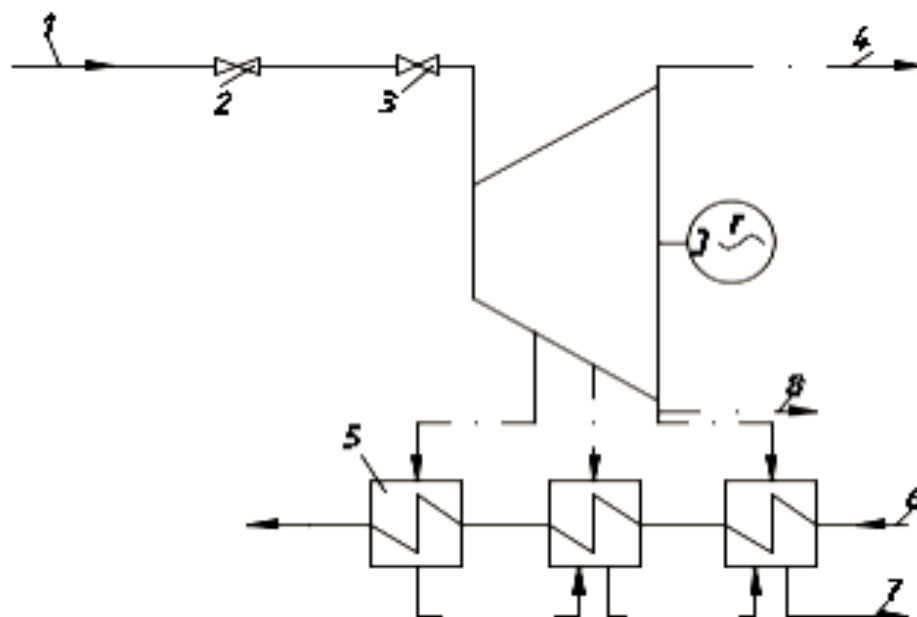


Рисунок 2.4 – Парова турбіна Р-100-130/15

1-свіжа пара; 2-стопорний клапан; 3-регулюючий клапан; 4-пара споживачу теплоти; 5-ПВТ; 6-живильна вода від живильного насосу; 7-конденсат граючої пари в деаератор; 8-пара відбору в деаератор.

2.2.1.2 Парова турбіна Т-175/210-130

Турбіна типу Т-175/210-130 призначена для комбінованого виробітку теплової та електричної енергії, яка є приводом генератора типу ТГВ-200М. Турбіна одновальна трьохциліндрова. Номінальний режим для турбіни – це робота в теплофікаційному режимі при номінальних значеннях теплового та електричного навантаження за параметрами свіжої пари при повній системі регенерації.

Парова турбіна типу Т-175/210-130 має два опалювальних відбори пари для підігріву мережевої води. Турбіна розрахована на роботу на надвисоких параметрах пари: $P = 13 \text{ МПа}$, $t = 555 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Живильна вода підігрівається в регенеративних підігрівачах та деаераторі з абсолютним тиском $0,7 \text{ МПа}$.

Турбіна Т-175/210-130 може працювати в трьох режимах:

- з двома опалювальними відборами для ступеневого підігріву мережевої води, автоматичним підтриманням мінімальної витрати пари в конденсаторі та з використанням тепла цієї пари;
- з двома опалювальними відборами пари для ступеневого підігріву мережевої води та з вільним відпуском пари в конденсатор;
- в конденсатному режимі з вимкненими відборами. Перехід із одного режиму в інший виконується без зупинки турбіни.

Максимальна електрична потужність 210 МВт досягається при роботі на конденсаційному режимі. Розрахункові витрати охолоджувальної води на конденсаційному режимі – $24800 \text{ м}^3/\text{год}$ при температурі $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Електрична потужність турбіни зменшується до номінальної при набірні теплового навантаження. Максимальна температура підігріву мережевої води складає 110°C при витратах пари на турбіну 760 т/год .

Турбіна має п'ять нерегулюючих та два регулюючих відбори пари. Вони призначені для:

- підігріву конденсату і живильної води в ПВТ і ПНТ;
- підігріву живильної води в деаераторі;
- підігріву мережевої води в мережевих підігрівачах;
- та на власні потреби (калорифери котла, РУ та інші).

Турбіна розрахована на роботу при частоті електромережі 50 Гц, що відповідає швидкості обертання ротора 3000 хв^{-1} . Робота при частоті мережі більше 50,5 Гц та нижче 49,5 Гц не допускається.

Таблиця 2.1 - Основні технічні характеристики турбіни при номінальному режимі

Номінальна електрична потужність, МВт	175
Максимальна електрична потужність, МВт	210
Кількість циліндрів, шт.	3
Кількість відборів, в тому числі:	7
- нерегульованих	5
- регульованих	2
Частота обертання ротора, хв^{-1}	3000
Тиск свіжої пари перед стопорним клапаном, МПа	12,75
Температура свіжої пари, $^{\circ}\text{C}$	555
Витрата пари т/год:	
- максимальна	760
- номінальна	745
Температура живильної води, $^{\circ}\text{C}$	232
Тиск в конденсаторі при номінальному навантаженні, кПа	4,9
Витрати охолоджуючої води, т/год	24800
Температура охолоджуючої води, $^{\circ}\text{C}$	20
Теплове навантаження, МВт:	
- номінальне	314
Максимальна температура мережної води, $^{\circ}\text{C}$	118
Максимальний тиск мережної води, МПа	0,8

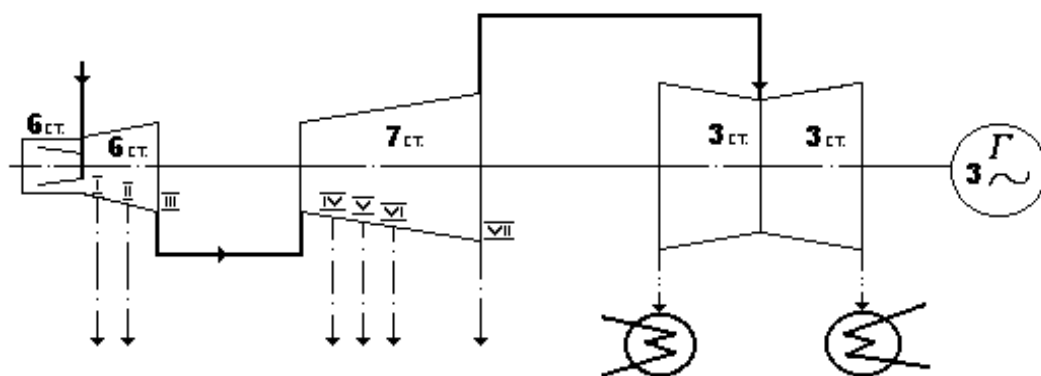


Рисунок 2.5 – Парова турбіна Т-175/210-130

Таблиця 2.2 – Основні параметри парових турбін

Найменування	Од. вим.	Р-100-130/15	Т-175/210-130
Потужність:	МВт		
- номінальна		102	175
- максимальна		107	210
Частота обертання ротора	хв-1	3000	3000
Номінальні параметри пари:			
- тиск свіжої пари	МПа	12,8	12,75
- температура свіжої пари	$^{\circ}\text{C}$	555	555
Витрата свіжої пари:			
- номінальна	т/год	782	745
Межі регулювання протитиску	МПа	1,2-2,1	-
Номінальна витрата пари в протитиску	т/год	670	-
Температура підігріву живильної води	$^{\circ}\text{C}$	234	232
Кількість відборів для регенерації		3	7

Таблиця 2.3 – Параметри пари відборів турбіни Т-110/120-130

№ відбору	Підігрівач	Тиск, МПа	Температура, °С	Кількість пари, що відбирається, кг/с
I	ПВТ № 7	3,32	375	9,38
II	ПВТ № 6	2,24	325	9
III	ПВТ № 5	1,46	277	9,2
	Деаератор	1,46	277	2,38
IV	ПНТ № 4	0,583	185	8,7
V	ПНТ № 3	0,284	-	9,16
VI	ПНТ № 2	0,098	-	3,61
VII	ПНТ № 1	-	-	-

Таблиця 2.4 – Параметри пари відборів турбіни Р-100-130/15

№ відбору	Підігрівачі	Тиск, МПа	Температура, °С	Кількість пари, що відбирається, кг/с
I	ПВТ № 3	3,63	401	5,0
II	ПВТ № 2	2,158	336	5,55
III	ПВТ № 1	Залежить від ввімкнення деаератора		

2.2.2 Котлоагрегати

2.2.2.1 Енергетичний паровий котел Е-420-140

Котельний агрегат Е-420-140 призначений для виробітку перегрітої пари на теплових електростанціях з теплофікаційними турбінами при спалюванні кам'яного вугілля.

Котел вертикально-водотрубний, барабанний, з природною циркуляцією, виконаний у П-подібному компонованні.

Топочна камера відкритого типу та має форму призми. Виконана із суцільнозварних мембранних газощільних панелей, виготовлених із труб діаметром 60 мм з товщиною стінки 6 мм (сталь 20). Крок труб в панелях — 80 мм.

Шлаковиділення тверде, механізоване та безперервне.

В верхній частині топки труби заднього екрану утворюють аеродинамічний виступ. Стеля топки зачинена панелями фронтального екрану.

Топка обладнана шістьма вихровими пальниками, які розташовуються в два яруси на фронтальній стіні. Також топка обладнана пальниками вторинного повітря вихровими пиловугільним з вбудованими мазутними форсунками, розташованими на бічних стінах (по чотири на кожній) зустрічно на одній висотній позначці. Двопотоковий пальник дозволяє експлуатувати котел при відключенні однієї або двох млинів з усіма працюючими пальниками, що підвищує надійність роботи пальників і економічність котла в таких режимах.

Барабан котла зварної конструкції внутрішнім діаметром 1600 мм з товщиною стінки 112 мм (сталь 16ГНМА).

Всі мембранні суцільнозварні панелі топкових екранів, стелі і опускних конвективних газоходів жорстко зварені між собою в єдину газощільну коробку. Надійність роботи зазначених з'єднань досягається завдяки циркуляції в усіх панелях робочого середовища з приблизно однаковою температурою.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						59
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Двоступенева схема, з промиванням пари живильною водою. Перша ступінь випаровування утворюється в барабані котла і являє собою сполучення внутрішньо барабанних циклонів та паропромивальних пристроїв, друга ступінь включає сепараційні виносні циклони зовнішнім діаметром 426 мм.

Вода з барабану подається по стояках, діаметром 219 мм до випарних барабанів. Пароводяна суміш з екранів відводиться в барабан по трубах діаметром 159 мм.

Пароперегрівач радіаційно-конвективного типу. Радіаційна частина пароперегрівача складається із ширм, що розташовані в верхній частині топочної камери, виконані із труб діаметром 42 мм з товщиною стінки 5 мм (сталь 12Х1МФ). Конвективна частина, у вигляді окремих ступенів, розташована в горизонтальному газоході і виконана із труб діаметром 38 мм з товщиною стінки 4; 4,5; 5 и 6 мм (сталь 20, 12Х1МФ, 12Х18Н12Т). Бічні стіни горизонтального газоходу і частина нижнього газоходу екранована горизонтальними суцільнозварними панелями пароперегрівача із труб діаметром 60 мм з товщиною стінки 6 мм з відстанню одна від одної 100 мм.

Температура перегрітої пари регулюється вприскуванням власного конденсату з пароохолоджувача. В конвективному газоході слідом за пароперегрівачем розташовані водяний економайзер та трубчастий повітропідігрівач, які скомпоновані „в розсічку”. Економайзер вироблений із гладких труб діаметром 32 мм з товщиною стінки 4 мм (сталь 20). Поверхні нагріву повітропідігрівача виконані із труб діаметром 40 мм з товщиною стінки 1,5 мм (Сталь 3). Пакети водяного економайзеру та повітропідігрівача встановлені один на одному і зварені між собою щільним швом, щоб виключити присмоктування холодного повітря.

Таблиця 2.5 - Технічні характеристики котла БКЗ-420-140

Завод-виготовлювач	ПО „Сибенергомаш”
Паливо	АШ
Паропродуктивність, т/год	420
Тиск пари на виході пароперегрівача, МПа	14
Температура, °С:	
- перегрітої пари	560
- живильної води	210
- вихідних газів	143
- підігріву повітря	375
ККД (брутто) гарантійний, %	91
Тип повітропідігрівача	ТПП
Габаритні розміри, м:	
- ширина по осях колон	19,5
- глибина по осях колон	20
- верхня відмітка котла	42
Вага металу котла, т:	
- загальна	2350
- поверхонь під тиском	910
- легованих сталей	171/22,2
- каркасу	508,4
Компонування котла	П-подібне

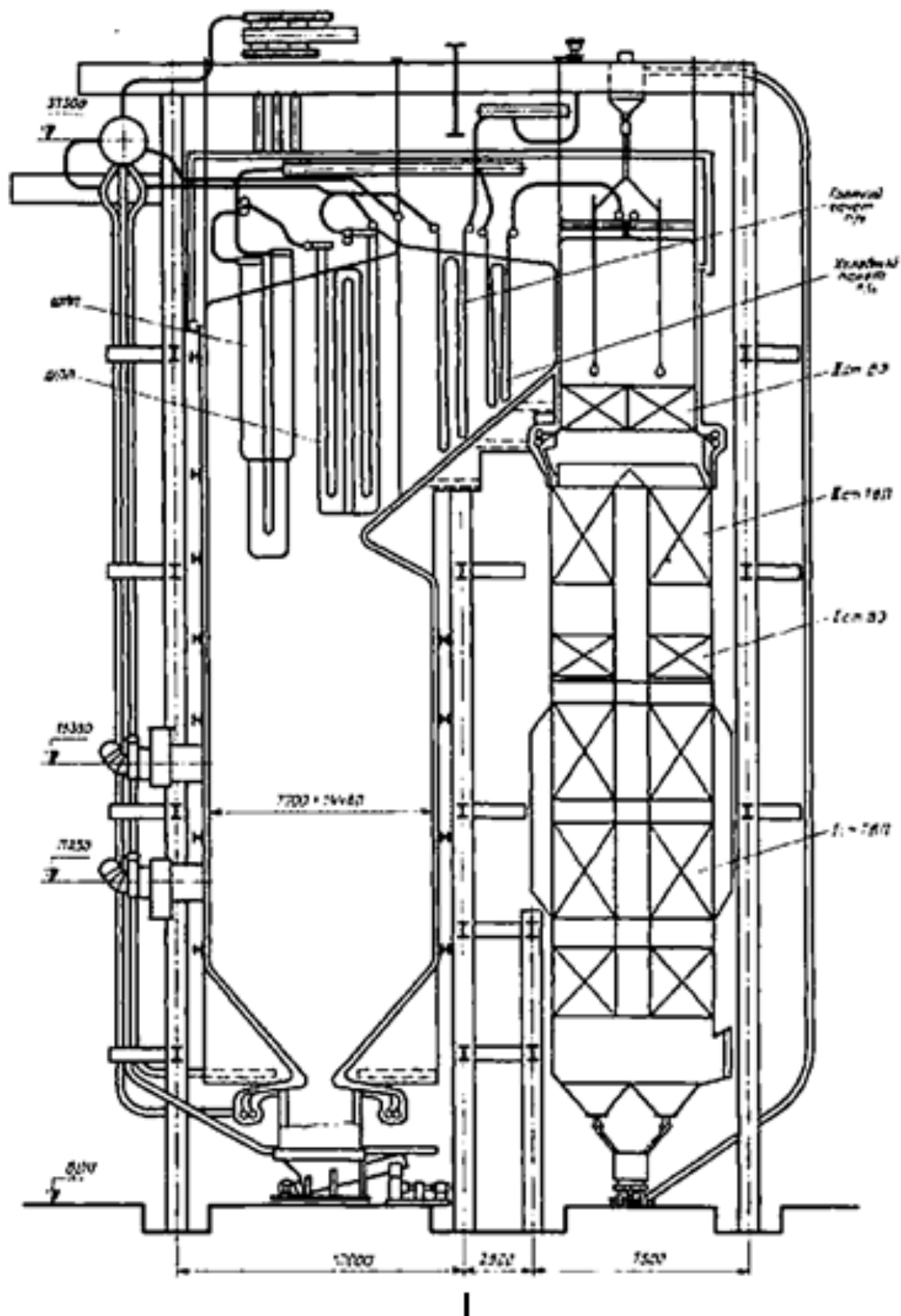


Рисунок 2.6 Котлоагрегат Е-420-140 (БКЗ-420-140)

ШПП – ширмовий пароперегрівач; п/п – пароперегрівач;

ВЭ – водяний економайзер; ТВП – трубчастий повітропідігрівач

Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

МД 24 144 21 06 ПЗ

Лист

62

2.2.2.2 Піковий водогрійний котел КВГМ-100

Котли серії КВГМ (розшифровка аббревіатури - котел водогрійний газомазутний) використовується для теплопостачання і гарячого водопостачання будинків різного призначення. В якості палива для даного різновиду котлів можуть використовуватися газ і мазут.

Котли КВГМ є водотрубний тепловою установкою з примусовою циркуляцією, мають широку лінійку по потужності. Найбільш поширені: КВГМ-10-150, КВГМ-20-150, КВГМ-30-150, КВГМ-50-150, КВГМ-100-150, КВГМ-140-150 КВГМ-180-150.

Залежно від потужності дані види водогрійних котлів призначаються для різних теплових станцій. Наприклад, КВГМ 20 використовують на квартальних теплових станціях, а КВГМ 100 - на районних.

КВГМ тепловою потужністю 100 Гкал/год виготовляється по П-подібній схемі і використовується в двох режимах: основному (70-1500 °C) і піковому (100-1500 °C).

У камері згоряння палива КВГМ і в конвективному димоході розташовані екрани з труб діаметром 60х3 мм на дистанції в 64 мм один від одного. Конвективна поверхня котла являє собою три пакети, які збираються з U-образних елементів, виготовлених з труби 28х3 мм.

Бічна поверхня конвективного газоходу закрита трубами 83х3,5 мм на відстані 128 мм один від одного. Всі труби, що формують екран, приварені до колекторів 273х11 мм.

На верхніх колекторах змонтовані повітряні клапана для видалення непотрібного повітря з системи при подачі води в котел. Вгорі топкової камери встановлюються вибухові запобіжні клапани.

Щоб уникнути утворення накипу на внутрішніх поверхнях нагріву в КВГМ передбачена дрібноочищуюча установка.

На передній стінці котла монтуються три газомазутні пальники, кожна з яких забезпечена автоматичним обладнанням.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						63
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Схема руху води в КВГМ-100 нескладна. Вода надходить в водогрійний котел і заповнює його відповідно до розташування поверхонь. Вона надходить в нижній фронтний екранний колектор. Після проходження через контур опалення нагріта вода виходить через нижній колектор заднього екрану.

Перш ніж теплоносій потрапить в систему опалення і сам КВГМ, необхідно провести процедуру хімічної очистки. Ця умова обов'язково як для ТЕЦ. Крім хімводоочистки важливі планові промивання систем опалення та використання коштів очищення котла, так як можливе попадання в них продуктів корозії, що утворилися в трубах за міжсезонний період. Це безпосередньо впливає на гідравлічний опір котла КВГМ, яке може за короткий період часу збільшитися на 1-2 кгс/кв.см

КВГМ-100 має теплову потужність 100 Гкал/год, що в показнику теплової потужності відповідає 116 МВт. Надмірний тиск води має становити 2,50 МПа, при мінімальному в 1,03 МПа.

З огляду на два режими роботи даного котла різняться температурні показники теплоносія. В основному режимі роботи температура води змінюється від 70 °С на вході до 150 °С на виході. При піковому режимі роботи температура води змінюється від 110 °С на вході до 150 °С на виході.

КВГМ поставляється в наступних габаритних розмірах: довжина - 18 м, ширина - 18 м, висота - 15 м, його маса становить 127 тонн.

Коефіцієнт корисної дії при роботі на газі становить близько 93%, при роботі на мазуті - близько 91%.

КВГМ-100 оснащуються газомазутними пальниками в кількості 3 штук.

Пальники на КВГМ-100 монтуються на повітряний короб, закріплений на фронтному екрані. Ротаційні пальники комплектуються вентиляторами. Повітроводи кріпляться на конструкції пальників, які приварюються до жорстких конструкцій котла.

Вентилятор підбирається виходячи з рекомендованої продуктивності $Q = 162500$ куб.м. / год. з електродвигуном $n = 1000$ об / хв для всіх трьох

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						64
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

пальників. Рекомендований димосос для видалення відпрацьованих газів n
= 750 об / хв.

У комплектацію входять також прилади для відбору проб теплоносія.

Завдяки обмурувальних робіт забезпечується захист навколишнього середовища від впливу димових газів.

Перед установкою котла КВГМ-100 виробляється його обмуровка. Екрани котлів, оснащених РГМГ- 10,20,30 і ПГМГ-30, 40, обмуровуються перед установкою повітряного короба.

Перед нанесенням бетонного розчину необхідна перевірка надійності монтажу арматури.

Шамотобетон наноситься за таким способом:

- 20 мм для нагрівання поверхонь з трубами діаметром 60 мм;
- 30 мм для стояків конвективного газоходу діаметром 83 мм.

Після достатнього, але неповного затвердіння бетону укладається теплоізоляція, яку закріплюють приварюється до сталевій основі дротом діаметром 5 мм.

Колектори, спрямовані в топку, покриваються шамотобетоном поверх арматури з дротяних скоб, якщо це передбачає креслення.

Основний плюс котла КВГМ-100 полягає у високій тепловій. Варто відзначити також малощумну роботу і безпечну експлуатацію. Завдяки теплоізоляції зовні котел не нагрівається вище 50-60 °С, що виключає отримання опіків працівниками теплової станції. Цей різновид котлів дуже економічний у витраті паливних ресурсів і практично не робить згубного впливу на атмосферу своїми викидами.

На рисунку 2.7 представлена схема котлоагрегату КВГМ-100

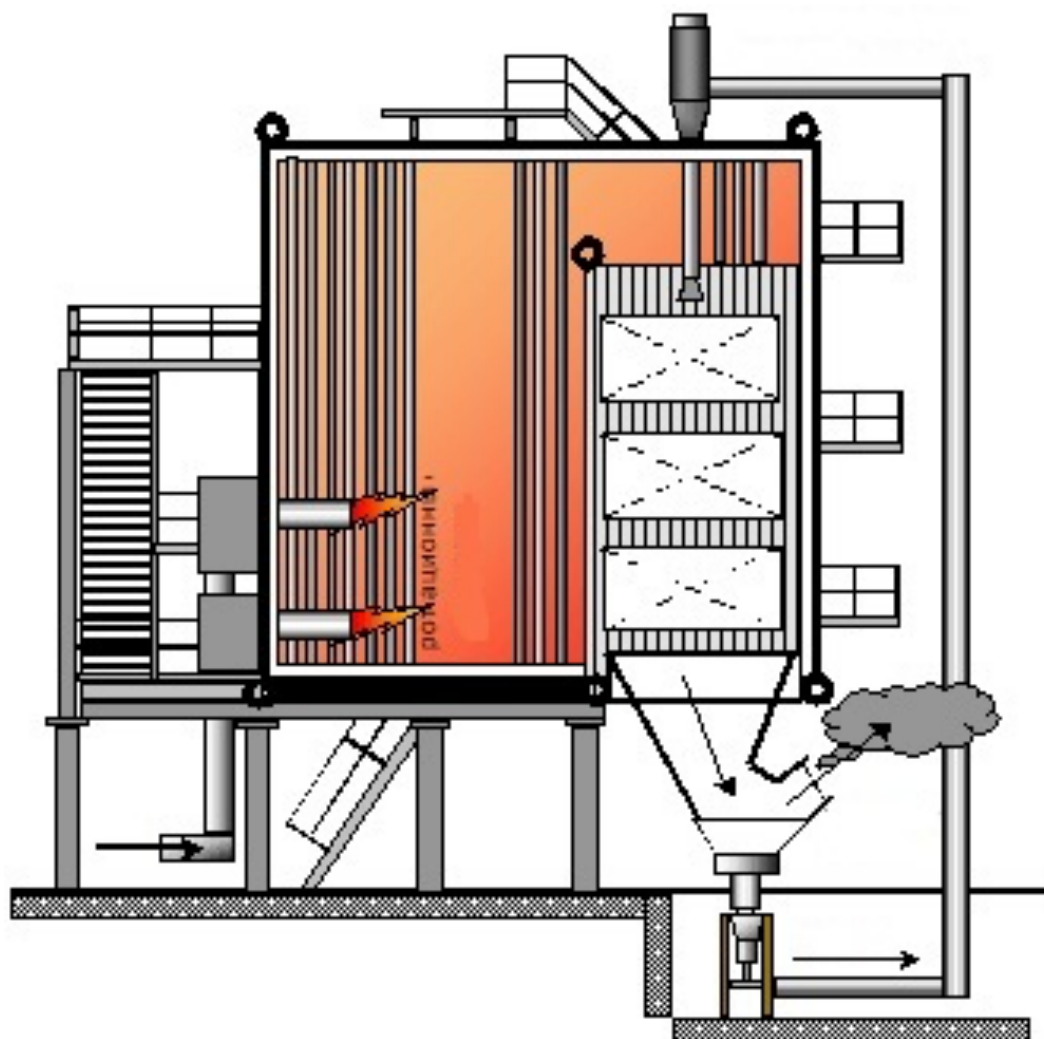


Рисунок 2.7 Схема Котла КВГМ-100

Таблиця 2.6 – Технічна характеристика водогрійного котла КВГМ-100

Характеристика	Паливо
	Мазут
Номінальна продуктивність, МВт	116,3
Розрахункова витрата води в основному режимі, т/год	1235
Розрахункова витрата води в піковому режимі, т/год	2460
Мінімально дозволений тиск за котлом, МПа	0,8
Розрахункова температура води на вході в котел в основному режимі, °С	70
Розрахункова температура води на вході в котел в піковому режимі, °С	110

Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

МД 24 144 21 06 ПЗ

Лист

66

Розрахункова температура води на виході, °С	150
Гідравлічний тиск котла по газовому тракту, МПа	$120 \cdot 10^{-5}$
Температура вихідних газів, °С	180
ККД котла, %	91,3
Розрахункова витрата палива, т/год (м³/год)	11,5
Спосіб очищення від золи конвективних поверхонь нагріву	Дріб
Розміри по осях колон, м	
Глибина	18
Ширина	12
Висота	16,4

2.3 Вибір допоміжного обладнання

2.3.1 Турбінне відділення

Подача живильної води при максимальній потужності ТЕЦ із запасом не менш 5 % відбувається за рахунок живильних насосів.

Вибрати насоси треба так, щоб при виході з ладу найбільш великого насосу, інші - забезпечували подачу води на всі встановлені парові котли при номінальній паропроductивності.

При відключенні одного з насосів на ТЕЦ, що працює в енергосистемі, інші повинні забезпечити таку подачу води, при якій ТЕЦ відпускала б повну кількість пари з теплом в кількості, обумовленій середньою температурою найбільш холодного місяця, при цьому врахувати дозволене зниження електричного навантаження на потужність одного турбоагрегату.

Тиск живильного насосу:

$$P_{жн} = (1,25 \dots 1,35) \cdot P_0 \quad (2.1)$$

$$P_{жн} = 1,3 \cdot 14 = 18,2 \text{ МПа,}$$

де $P_0 = 14 \text{ МПа}$ – тиск на виході пароперегрівача.

Для установки обираємо живильний електронасос типу ПЕ-580-200. Технічні характеристики представлені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Характеристики живильного насосу типу ПЕ-580-200

Найменування	Розмірність	Значення
Подача, V	м ³ /год	580
Напір, Н	м	2150
Потужність привода, N	кВт	3800
ККД насоса	%	81
Тиск	МПа	19,1
Припустимий кавітаційний запас	м	9
Завод–виробник	-	ПО „Насосенергомаш”

Відвід конденсату із збірника конденсатора та його шлях крізь всі ПНТ в деаератор відбувається за рахунок конденсаційної установки, яка складається з:

- конденсатора;
- конденсатних насосів;
- ежекторів.

Відпрацьована в турбіні пара надходить у міжтрубний простір, яка охолоджується циркуляційною водою. Утворений конденсат стікає в конденсатозбірник, звідки конденсатним насосом прокачується крізь систему регенерації низького тиску турбіни і подається в деаератор.

Вакуум у конденсаторах підтримується за допомогою ежекторів. Ежектор являє собою всмоктуючий пристрій, який всмоктує повітря трьома ступенями стиснення, проміжним та кінцевим охолодженням пароповітряної суміші. Для використання продувної води парогенераторів застосовується одноступінчата сепарація продувної води з наступним охолодженням концентрату продувки в теплообміннику.

Конденсатні насоси вибирають у мінімальній кількості - один на 100 % чи два робочі по 50 % спільної подачі і один резервний (на 100 % чи 50 % повної подачі). Спільну подачу визначають по найбільшому пропуску пари в конденсатор з урахуванням регенеративних відборів. Конденсатні насоси

теплофікаційних турбін вибирають по конденсаційному режиму роботи, з виключеними теплофікаційними відборами для зовнішнього споживача.

В якості конденсатних насосів прийняті насоси типу КСВ-320-160-2 (два робочих, один резервний) продуктивністю по 320 м³/год, напір - 16 МПа.

Насоси охолодженої води конденсаторів турбін (циркуляційні насоси) вибирають по одному чи два на турбіну. У машинній залі насоси встановлюють індивідуально, по два насоса на турбіну, для можливості відключення одного з них при зменшенні витрати води (у зимовий час). У центральних (берегових) насосних доцільно збільшувати насоси охолодженої води, приймаючи по одному на турбіну. Для циркуляційних насосів резерв не встановлюють. Їхню продуктивність вибирають по літньому режиму, коли температура охолодженої води висока і потрібна найбільша її кількість. У зимовий час, при низькій температурі води витрата її істотно знижується (приблизно вдвічі), і частина насосів фактично є резервними.

До установки приймається циркуляційний насос типу ОП6-110.

Дренажні (зливні) насоси конденсату з регенеративних підігрівачів встановлюють без резерву.

Регенеративні підігрівачі ТЕЦ встановлюють індивідуально до кожної турбіни, без резерву. Нормально приймають по одному в кожній ступені підігріву, тобто застосовують “однониткову” схему підігрівальної установки. Основні параметри ПНТ і ПВТ приведені в таблицях 2.8, 2.9 .

Таблиця 2.8 – Основні характеристики ПВТ турбіни Р-100-130/15

№ підігрівача	Од. вимір.	ПВТ № 1	ПВТ № 2	ПВТ № 3
Типорозмір		2х ПВ-800- 230-14	2х ПВ-800- 230-21	2х ПВ- 800-230-32
Площа поверхні теплообміну	м ²	800	800	800
Зона ОП	м ²	42,0	42,0	83,0
Зона ОД	м ²	63,0	63,0	41,5
Номінальна масова витрата води	кг/с	152,8	152,8	166,7

Розрахунковий тепловий потік		МВт	13,0	9,8	14,5
Максимальна температура пари		°C	530	500	416
Гідравлічний опір при номінальній витраті води		МПа	0,25	0,25	0,42
Габаритні розмір	Висота	мм	6543	7390	8000
	Діаметр корпусу	мм	1740	1760	1772
Маса підігрівача	Без води	т	28,3	32,1	38,1
	З водою	т	42,0	45,7	53,5

Таблиця 2.9 – Основні характеристики ПНТ турбіни Т-175/210-130

№ підігрівача	Од. вимір.	ПНТ № 1	ПНТ № 2	ПНТ № 3	ПНТ № 4
Типорозмір		ПН-350-16-7-III	ПН-350-16-7-III	ПН-350-16-7-III	ПН-350-16-7-I
Площа поверхні теплообміну	м²	350	350	350	352
Номінальна масова витрата води	кг/с	208,3	208,3	208,3	208,3
Розрахунковий тепловий потік	МВт	26,7	26,7	26,7	26,7
Максимальна температура пари	°C	400	400	400	400
Гідравлічний опір при номінальній витраті води	МПа	0,045	0,045	0,045	0,045

Деаератор живильної води треба вибирати такий, щоб пропускна здатність була найбільша на енергоблок чи секцію турбоагрегату з обслуговуючим паровими котлами, встановлюють по одному чи по два деаератора. На ТЕЦ неблочної структури є можливість ремонту одного деаератора при роботі інших. Обсяг баків деаерованої води розрахований на десятихвилинний запас води для ТЕЦ неблочної структури при роботі з максимальним навантаженням.

Встановлюємо деаератор живильної води типу ДП-500М2.

Деаератори додаткової води парогенераторів і підживлювальної води теплової мережі вибирають централізовано для всієї ТЕЦ.

Теплообмінне устаткування, що комплектує паротурбінні установки, приведено в таблиці 2.10

2.3.2 Котельне відділення

До тягодуттєвих машин потрібні дуттєві вентилятори. Подача димових газів працюючими повітрядутьтєвими вентиляторами має забезпечувати повну продуктивність котла з запасом 15% та по напорі 20% [1].

Напір дуттєвих вентиляторів обираємо із запасом 15%.

Потужність, яка споживається тягодуттєвою машиною, визначається за формулою:

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

де V – об'ємна витрата середовища, $\text{м}^3/\text{год}$,

N – напір, створюваний машиною, кПа ,

η – ККД машини.

Димососи і вентилятори мають привід від електродвигунів. Потужність двигунів обирається з урахуванням інерції (обертального моменту) ротора тягодуттєвої машини при її пуску. До втрат енергії на привідний двигун входять втрати, що враховуються його ККД. Дуттєві вентилятори і димососи при номінальному навантаженні парогенератора повинні мати ККД не нижче 90% максимального його значення.

Загальна потужність для приводу дутьєвих вентиляторів і димососів складає до 15% потужності енергоблоку.

Дуттєві вентилятори подають холодне повітря в повітропідігрівач котла, засмоктуючи його з вулиці взимку, або з верхньої частини котельні влітку. Тим самим, тепло, яке виділяється зовнішніми частинами поверхні котла, частково

використовується. Одночасно здійснюється деяка вентиляція приміщення. Розрахунок об'єму повітря перед вентиляторами ведеться з обліком п'ятипроцентного запасу по продуктивності.

На кожен блок встановлюється по два вентилятор типу ВДН-18-ІІ.

Технічні характеристики дуттєвого вентилятора типу ВДН-18-ІІ приведені в таблиці 7.12 [7].

Димососи призначені для відсмоктування димових газів через димар в атмосферу. Продуктивність димососа визначається з врахуванням присосів повітря по газовому тракту на його стороні всмоку та температури газів, що проходять через нього. Продуктивність вибирають з запасом у 10%. Розрахункова продуктивність димососів вибирається з запасом у 5%.

До встановлення приймаємо димососи типу ДОД-24 (по 2 на котлоагрегат).

Технічні характеристики димососа типу ДН-24 представлені в таблиці 7.12 [7].

2.3.3 Теплофікаційна установка ТЕЦ

При двоступінчатому основному підігріві пари з регульованого опалювального відбору підводиться до верхнього підігрівача, у нижній підігрівач підводиться пара з відбору з меншим тиском.

В теплофікаційних установках турбін підігрів мережевої води у верхньому і нижньому підігрівачах у розрахунковому режимі приймається приблизно однаковим, у реальних умовах співвідношення між значеннями нагрівання в обох підігрівачах змінюється в залежності від режиму і температури зворотної мережевої води. Допускається робота з відключеним верхнім підігрівачем, у цьому випадку регулюється тиск пари, що йде в нижній підігрівач. Робота з одним верхнім підігрівачем не допускається. Підігрівачі горизонтального типу розташовуються під турбіною в прорізах між колонами фундаменту аналогічно конденсатору. Напір насосів першої ступені

вибирається таким, щоб тиск у його напірному патрубку не перевищував дозволеного для підігрівачів, але не менше необхідного за умови відсутності закипання на всосі(при всмоктуванні) насосів другої ступені. Знижений тиск мережевої води в підігрівачах при двоступінчатому перекачуванні зменшує її протічки в паровий простір, що важливо для підтримки водяного режиму котлів ТЕЦ.

Для компенсації температурних розширень на корпусі підігрівача з боку поворотної камери встановлений подвійний тензовий комденсатор.

Конденсатор має вбудований теплофікаційний пучок. Він може використовуватися для підігріву мережевої чи підживлювальної води, а також для конденсації вихлопної пари технічною водою. Припустимі режими роботи пучка визначаються технічними умовами на турбіні.

У теплопідготовчих системах ТЕЦ встановлюються пікові водонагрівальні котли. Заміна частини енергетичних котлів на більш прості водонагрівальні помітно знижує капіталовкладення в ТЕЦ. Наявність водонагрівальних котлів збільшує номенклатуру експлуатованого устаткування, але для великих електростанцій це не істотно, тому що на таких ТЕЦ є достатня ремонтна база і необхідна спеціалізація персоналу.

На кожную турбіну до встановлення приймаємо по два мережевих підігрівача:

- нижній ПСГ-5000-35-8-I;
- верхній ПСГ-5000-35-8-I.

Сумарна продуктивність деаераторів живильної води вибирається по максимальній її витраті. На кожний блок встановлюється, по можливості, один деаератор. На неблочних електростанціях забезпечується ремонт будь-якого деаератора при роботі інших. Опір водяного тракту від деаератора до всмоктування живильних або бустерних насосів не повинен перевищувати 1000 мм.в.ст. Сумарний запас живильної води в баках основних деаераторів повинен забезпечувати роботу блокових електростанцій не менше 3,5 хвилин, неблочних - 7 хвилин.

Конструкція бойлерів - вертикальна, виходячи з наявного приміщення, без охолоджувача конденсату гріючої пари. Тож до встановлення приймаємо 5 конденсатних насосів мережевих підігрівачів типу КСВ-320-160 – 3 на НМП та 2 на ВМП . Гідравлічний опір підігрівача знаходиться в допустимих межах.

Вибір допоміжного устаткування зроблений на підставі [1].

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						74
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.10 – Теплообмінне устаткування, яким комплектується ПТУ

Устаткування	Р-100-130/15		Т-175/210-130	
	Типорозмір	Завод-виробник	Типорозмір	Завод-виробник
Конденсатор	-	-	КГ2-6200-III	ПІТ ЛМЗ
Основний ежектор конденсаційного пристрою (з холодильником)	-	-	ЕП-3-2А-1 (2 шт.)	ПІТ ЛМЗ
Охолоджувач пари з кінцевих камер ущільнень (з ежектором)	ПС-50-1	ПО ТМЗ	ХЕ-90-550	ПО ТМЗ
Охолоджувач пари з проміжних камер ущільнень	-	-	ПСВ-90-7-15	СЗЕМ
Підігрівачі низького тиску: ПНТ № 1	-	-	ПН-350-16-7-III	СЗЕМ
ПНТ № 2	-	-	ПН-350-16-7-III	СЗЕМ
ПНТ № 3	-	-	ПН-350-16-7-III	СЗЕМ
ПНТ № 4	-	-	ПН-350-16-7-I	СЗЕМ
Підігрівачі, конденсат яких відкачується зливальними насосами	-	-	ПНТ № 2, ПНТ № 3, ПМВ № 1, ПМВ № 2	-
Деаератор	ДП-500М2	БКЗ	ДП-500М2	БКЗ
Підігрівачі високого тиску: ПВТ № 5	ПВ-800-230-14	ПО ТКЗ	ПВ-700-265-13	ПО ТКЗ
ПВТ № 6	ПВ-800-230-21	ПО ТКЗ	ПВ-700-265-31	ПО ТКЗ
ПВТ № 7	ПВ-800-230-32	ПО ТКЗ	ПВ-700-265-32	ПО ТКЗ

Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

МД 24 144 21 06 ПЗ

Лист

75

Продовження таблиці 2.10

Підігрівачі мережевої води:				
основний (нижній)	-	-	ПСГ-5000-35-8-I	ПІТ ЛМЗ
піковий (верхній)	-	-	ПСГ-5000-35-8-I	ПІТ ЛМЗ
Циркуляційні насоси	-	-	Оп6-110	Урал гідромаш
Конденсатні насоси	-	-	КСВ-320-160	Насос Енерго-маш
Живильні насоси	ПЕ-580-185/200	Насос Енерго-маш	ПЕ-580-185/200	Насос Енерго-маш
Дренажні насоси:				
ПІТ № 2	-	-	КС-32-150	Насос Енерго-маш
ПІТ № 3	-	-	КС-80-150	
Мережні насоси	-	-	СЕ-2500-60	Насос Енерго-маш
Конденсатні насоси мережних підігрівачів	-	-	КС-320-160	Насос Енерго-маш
Маслоохолоджувачі	МБ-63-90 (вбудовані в маслобак)	«Червоний гідропрес»	МБ-63-90 (вбудовані в маслобак)	«Червоний гідропрес»

2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Розрахунок теплової схеми виконується для чотирьох режимів роботи теплоелектроцентралі [4]:

I режим – максимальний-зимовий, при температурі зовнішнього повітря для періоду опалення. По цьому режиму визначається максимальний виробіток пари на ТЕЦ. Також розраховується сумарна потужність установлених основних та пікових котлів. Опалювально-вентиляційні навантаження і навантаження по технологічній парі приймаються максимально-добовими, навантаження гарячого водопостачання – середньогодинне за тиждень.

II режим – розрахунково-контрольний, при середній температурі зовнішнього повітря найбільш холодного місяця. Вираховується за умови аварійної зупинки одного найбільш потужного котлоагрегату. При зупинці повинно бути забезпечення:

- максимальної тривалої віддачі пари на виробництво;
- середньої за найбільш холодний місяць віддачі тепла на опалення;
- середньодобової витрати тепла на сантехнічні потреби.

III режим – середньоопалювальний. Цей режим розраховується при середній температурі зовнішнього повітря за опалювальний період. До уваги беруться відповідні опалювальні навантаження.

IV режим – літній (при відсутності опалювальних навантажень). Навантаження по технологічній парі в IV режимі приймаються рівні зимовим, а навантаження гвс – 70% від зимових.

Температури, характерні для кожного режиму, узяті з [8] і вже приведені вище (див. розділ 2.1). Розрахунок теплової схеми ТЕЦ приведений у таблиці 2.10, а пароводяний баланс ТЕЦ – у таблиці 2.11. Розрахункові формули або пояснення також зведені в таблиці.

Таблиця 2.11 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Найменування розрахункової величини	Позначення	Одиниця виміру	Розрахункова формула або пояснення	I режим	II режим	III режим	IV режим
Витрата пари Р = 1.4 МПа до зовнішнього споживача	D_n	т/год	За завданням	1100	1100	1100	1100
Частка виробничого конденсату, що втрачається на виробництві	$\gamma_{в.к.}$	%	Приймається	17	17	17	17
Витрата виробничого конденсату, що втрачається на виробництві	$\Delta G_{в.к.}$	т/год	$\Delta G_{в.к.} = \frac{\gamma_{в.к.} \cdot D_n}{100}$	220	220	220	220
Витрата зворотного конденсату, який повертається на ТЕЦ	$G_{з.к.}$	т/год	$G_{з.к.} = D_n - \Delta G_{в.к.}$	880	880	880	880
Температура зворотного конденсату	$t_{з.к.}$	°С	Приймається	90	90	90	90
Температура додаткової води після ХВО	$t_{ХВО}$	°С	Приймається	30	30	30	30
Максимально можлива продуктивність енергетичних котлів	$\sum D_{ЕК}^{ном}$	т/год	$\sum D_{ЕК}^{ном} = n_{ЕК} \cdot D_{ЕК}^{ном}$	3360	2940	2440	1080
Безперервна продувка енергетичних котлів	$D_{прод}$	т/год	$D_{прод} = 0.01 \cdot \sum D_{ЕК}$	33,6	29,4	24,4	10,8
Витрата пари 0.6 МПа після розширювача безперервної продувки в деаератор – 0.6 МПа	$D'_{прод}$	т/год	$D'_{прод} = \kappa_{сеп} \cdot D_{прод}$ $\kappa_{сеп}=0.455$	15,12	13,23	10,98	4,86
Витрата концентрату безперервної продувки	$G_{к.п.}$	т/год	$G_{к.п.} = D_{прод} - D'_{прод}$	18,48	16,17	13,42	15,94
Частка внутрішньоциклових станційних витоки пари та конденсату	$\gamma_{вит}$	%	Приймається	1,6	1,6	1,6	1,6
Внутрішньоциклові станційні витоки пари та конденсату	$G_{вит}$	т/год	$G_{вит} = \frac{\gamma_{вит} \cdot \sum D_{ЕК}^{ном}}{100}$	53,76	47,04	39,04	17,28
Витрата додаткової хімічно-соленої води в Д – 0,12	$G_{д.в.}$	т/год	$G_{д.в.} = \Delta G_{о.к.} + G_{вит} + G_{к.п.}$	292,24	283,21	272,46	243,22
Температура концентрата продувки перед охолоджувачем безперервної продувки(ОКП)	$t_{к.п.}$	°С	Приймається	158	158	158	158
Температура концентрата продувки після ОКП	$t_{к.п.}^{ОКП}$	°С	Приймається	40	40	40	40

Продовження таблиці 2.11

Найменування розрахункової величини	Позна-чення	Одини-ця вимір-у	Розрахункова формула або пояснення	I режим	II режим	III режим	IV режим
Температура додаткової води після ОКП	$t_{\text{с}}^{\text{ОКП}}$	$^{\circ}\text{C}$	$t_{\text{с}}^{\text{ОКП}} = t_{\text{ХВО}} + \frac{(t_{\text{к.п.}} - t_{\text{к.п.}}^{\text{ОКП}}) \cdot G_{\text{к.п.}}}{G_{\text{д.с.}}}$	37,462	36,737	35,812	32,882
Температура додаткової хімізнесоленої води після ПВП – 0,12	$t_{\text{дс}}$	$^{\circ}\text{C}$	Приймається	90	90	90	90
Витрата пари 0,12 МПа хімізнесоленої води після ПВП – 0,12	$D^{\text{ПВП}-0,12}$	т/год	$D^{\text{ПВП}-0,12} = \frac{1,01 \cdot G_{\text{д.с.}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{д.с.}} - t_{\text{с}}^{\text{ОКП}})}{h^{0,12} - h_{\text{др}}^{0,12}}$ $h^{0,12} = 2610 \text{ кДж/кг}$ $h_{\text{др}}^{0,12} = 440 \text{ кДж/кг}$	29,94	29,42	28,79	27,09
Температура дод. води і конденсату після Д - 0,12	$t_{\text{с}}^{\text{Д}-0,12}$	$^{\circ}\text{C}$	Приймається	102	102	102	102
Сумарна витрата додаткової води і зворотного конденсату після Д – 0,12	$G_{\text{с}}^{\text{Д}-0,12}$	т/год		1656,2	1643,1	1627,3	1584,7
Витрата пари 0,12 МПа на атмосферний деаератор додаткової води	$D^{\text{Д}-0,12}$	т/год	$D^{\text{Д}-0,12} = G_{\text{с}}^{\text{Д}-0,12} - G_{\text{о.к.}} - G_{\text{д.с.}} - D^{\text{ПВП}-0,12}$	453,99	450,38	446,07	434,36
Температура дод. води і зворотного конд. після ПВП – 0,6	$t_{\text{с}}^{\text{ПВП}-0,6}$	$^{\circ}\text{C}$	Приймається	140	140	140	140
Витрата пари 0,6 МПа на ПВП – 0,6	$D^{\text{ПВП}-0,6}$	т/год	$h^{0,6} = 2840 \text{ кДж/кг}$, $h_{\text{др}}^{0,12} = 660 \text{ кДж/кг}$	122,17	121,2	120,04	116,89
Витрата пари 1,4 МПа на мазутогосподарство	$D_{\text{мг}}^{1,4}$	т/год	$D_{\text{мх}}^{1,4} = \kappa_{\text{мх}} \cdot \sum D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}$ $\kappa_{\text{мх}}^1 = 0,01$ $\kappa_{\text{мх}}^2 = 0,009$ $\kappa_{\text{мх}}^3 = 0,008$ $\kappa_{\text{мх}}^4 = 0,004$	33,6	26,46	19,52	4,32
Сумарна витрата пари на власні потреби ТЕЦ	$D_{\text{в.п.}}$	т/год	$D_{\text{в.п.}} = D^{\text{ПВП}-0,12} + D^{\text{Д}-0,12} + D_{\text{мг}}^{1,4}$	639,71	627,46	614,43	582,67
Гаряче водопостачання	$Q_{\text{звп}}$	МВт	$Q_{\text{звп}}^{\text{злм}} = \gamma_{\text{звп}} \cdot Q_{\text{тах}}$ $Q_{\text{звп}}^{\text{лм}} = 0,7 \cdot Q_{\text{звп}}^{\text{злм}}$	204	204	204	0
				142,5	142,5	142,5	142,5

Продовження таблиці 2.11

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						79
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Найменування розрахункової величини	Позна-чення	Одиниця виміру	Розрахункова формула або пояснення	I режим	II режим	III режим	IV режим
Опалення і вентиляція	Q_{ov}	МВт	$Q_{ov} = Q_{tm} - Q_{zvp}$	996	516	446	0
Сумарне теплове навантаження споживачів по гарячій воді	Q_{tm}	МВт	За графіком Россандера	1200	720	650	142,5
Температура води в тепломережі:							
Подаюча лінія	t_{pod}	°C	За температурним графіком	150	120	90	70
Зворотна лінія	t_{zvor}	°C	За температурним графіком	70	60	50	40
Середня температура води в тепломережі	t_{tm}^{cer}	°C	$t_{tm}^{cer} = 0,6 \cdot t_{pod} + 0,4 \cdot t_{zvor}$	118	96	74	58
Температура початкової (сирої) води	t_{poc}	°C	Приймається	5	5	5	15
Витоки води з тепломережі	G_{vit}^{TM}	т/год	$G_{vit}^{TM} = 0,15 \cdot Q_{max}$ $G_{vit}^{TM-lim} = 0,05 \cdot Q_{max}$	180	180	180	60
Теплова втрата з витоком з теплової мережі	Q_{vit}^{TM}	МВт	$Q_{vit}^{TM} = \frac{G_{vit}^{TM} \cdot C_p \cdot (t_{tm}^{cer} - t_{poc})}{3600}$	23,673	19,065	14,455	3,003
Сумарна витрата підживлюючої води	G_{pidj}^{TM}	т/год	$G_{pidj}^{TM} = G_{vit}^{TM}$	180	180	180	60
Тепло яке вноситься з підживлюючою водою	Q_{pidj}^{TM}	МВт	$Q_{pidj}^{TM} = \frac{G_{pidj}^{TM} \cdot C_p}{3600} \cdot (t_{xbo} - t_{poc})/3600$	3,9875	3,9875	3,9875	0,7975
Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ	$Q_{TEЦ}$	МВт	$Q_{TEЦ} = Q_{tm} + Q_{vit}^{TC} - Q_{pidj}^{TC}$	1043,7	559,06	484,45	85,5
Витрата мережної води	G_{me}	т/год	$G_{m.v.} = \frac{3600 \cdot Q_{TEЦ}}{C_p \cdot (t_{pod} - t_{zvor})}$	11280	8005,7	10405	2448,7
Розрахунок турбоустановок							
Середня витрата пари 1.4 МПа від турбіни типу Р	D_n^P	т/год		550	550	550	550
Сумарна витрата пари 1.4 МПа від турбіни типу Р	$\sum D_n^P$	т/год	$\sum D_n^P = n_p \cdot D_n^P$	1100	1100	1100	1100
Середня витрата гострої пари на турбіну типу Р	D_0^P	т/год	За витратною характеристикою турбіни	690	690	690	690

Продовження таблиці 2.11

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						80
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Найменування розрахункової величини	Позна-чення	Одиниця виміру	Розрахункова формула або пояснення	I режим	II режим	III режим	IV режим
Сумарна витрата гострої пари	$\sum D_0^P$	т/год	$\sum D_0^P = n_p \cdot D_0^P$	1380	1380	1380	1380
Середня електрична потужність турбіни типу Р	N_e^P	МВт	За діаграмою режимів	98	98	98	98
Сумарна електрична потужність турбін типу Р	$\sum N_e^P$	МВт	$\sum N_e^P = n_p \cdot N_e^P$	196	196	196	196
Середнє теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т	Q_{mn}^T	МВт		314	293,34	225	150
Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т	$\sum Q_{mn}^T$	МВт	$\sum Q_{mn}^T = n_T \cdot Q_{mn}^T$	628	586,68	450	150
Середня витрата гострої пари на турбіну типу Т	D_0^T	т/год	За діаграмою режимів	760	710	720	363
Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Т	$\sum D_0^T$	т/год	$\sum D_0^T = n_T \cdot D_0^T$	1520	1420	1440	363
Середня електрична потужність турбіни типу Т	N_e^T	МВт	За діаграмою режимів	131,5	125	140	82
Сумарна електрична потужність турбін типу Т	$\sum N_e^T$	МВт	$\sum N_e^T = n_T \cdot N_e^T$	263	250	280	82
Сумарна витрата пари на турбіни	$\sum D_0^T$	т/год	$\sum D_0 = \sum D_0^P + \sum D_0^T$	2210	2110	2130	1053
Сумарна електрична потужність турбін	$\sum N_e$	МВт	$\sum N_e = \sum N_e^P + \sum N_e^T$	459	446	476	278
Сумарне теплофікаційне навантаження пікових водонагрівальних котлів	$Q_{пвк}$	МВт	$Q_{пвк} = Q_{тец} - \sum Q_{mn}^T$	572	613,3	750	0
Сумарне виробництво пари енергетичними котлами	$\sum D_{ЕК}$	т/год	$\sum D_{ЕК} = \sum D_0 + G_{вип} + D_{в}$	2903,5	2784,5	2783,5	1652,9
Повна сумарна витрата живильної води енергетичними котлами	$\sum D_{жв}$	т/год	$\sum D_{жв} = \sum D_{ЕК} + D_{прод}$	2937,1	2813,9	2807,9	1663,7

Продовження таблиці 2.11

Найменування розрахункової величини	Позна-чення	Одини-ця вимір у	Розрахункова формула або пояснення	I режим	II режим	III режим	IV режим
Повна сумарна витрата тепла на турбоустановку	$\sum Q_{TV}$	МВт	$\Sigma Q_{TV} = [\Sigma D_0(h_0 - h_{жв}) + (D^{ПВП-0,12} + D^{ПВП-0,12}) \cdot h_{0,12} + D^{ПВП-0,6} \cdot h_{0,6} + D_{МП}^{1,4} h_{1,4} + G_{к.п.} C_p(t_{к.п.} - t_{к.п.}^{ОКП})]/3600$	2018,4	1938,6	1942,1	1165,3
Витрата тепла на виробничих споживачів	$\sum Q_{сн}$	МВт	$\Sigma Q_{сн} = \frac{D_n \cdot h_n - C_p \cdot G_{вх} \cdot t_{вх} - C_p \cdot \Delta G_{вх} \cdot t_{вх}}{3600}$	353,88	353,88	353,88	353,88
Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів	$\sum Q_{зовн}$	МВт	$\Sigma Q_{зовн} = \Sigma Q_{сн} + \Sigma Q_{мп}$	981,88	940,57	803,88	503,88
Витрата тепла на турбоустановки на виробітку електроенергії	$\sum Q_{TV}^E$	МВт	$\Sigma Q_{TV}^E = \Sigma Q_{TV} - \Sigma Q_{зовн} - [G_{вит} + G_{кп}] \cdot (h_{жв} - C_p \cdot t_{хво})/3600$	1018,7	982,56	1125,2	655,74
ККД турбоустановок по виробництву електроенергії	η_{TV}^E		$\eta_{TV}^E = \frac{\sum N_e}{\sum Q_{TV}^E}$	0,450	0,453	0,4230	0,4239
Теплове навантаження енергетичних котлів	$\sum Q_{ЕК}$	МВт	$\Sigma Q_{ЕК} = [\Sigma D_{ЕК}(h_{пп} - h_{жв}) + D_{прод}(h_{прод} - h_{жв}) + \Sigma D_{вп}(h''_{вп} - h'_{вп} + \Delta q_{впп})]/3600$	2033,9	1950,1	1948,5	1156,5
ККД трубопроводів	η_{mp}		$\eta_{mp} = \frac{\sum Q_{TV}}{\sum Q_{ЕК}}$	0,992	0,994	0,996	0,996
ККД ТЕЦ по виробництву електроенергії	$\eta_{ТЕЦ}^E$		$\eta_{ТЕЦ}^E = \eta_{TV}^E \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ЕК}$	0,3979	0,401	0,375	0,380
ККД ТЕЦ по виробництву і відпуску тепла	$\eta_{ТЕЦ}^T$		$\eta_{ТЕЦ}^T = \eta_{ТФ} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ЕК}$	0,8743	0,8759	0,8781	0,887
Питома витрата тепла на виробництво електроенергії	q_{TV}^E	---	$q_{TV}^E = 1 / \eta_{TV}^E$	2,222	2,207	2,364	2,359
		кДж/кВт·год	$q_{TV}^E = 3600 / \eta_{TV}^E$	6291,7	7868,0	6970,9	8835,3
Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії	b_y^E	г/кВт год	$b_y^E = \frac{123}{\eta_{ТЕЦ}^E}$	309,09	306,26	327,80	323,53
Питома витрата умовного палива на відпуск теплової енергії	b_y^T	кг/ГДж	$b_y^T = \frac{34,1}{\eta_{ТЕЦ}^T}$	38,99	38,930	38,832	38,409

Таблица 2.12 – Пароводяний баланс ТЕЦ.

Найменування джерела	Одиниця виміру	Режим				Найменування споживача	Одиниця виміру	Режим			
		I режим	II режим	III режим	IV режим			I режим	II режим	III режим	IV режим
1. Паровий баланс енергетичних котлів											
Сумарна витрата живильної води енергетичних котлів	т/год	2901	2506	2619	1842	-сумарна витрата гострої пари на турбіни	т/год	2110	1741	1849	1123
						-внутрішньостанційні втрати пари та конденсату на ТЕЦ	т/год	46,41	40	42,14	30,4
						-витрата пари на власні потреби	т/год	680,9	669,5	669,7	647,3
						-безперервна продувка енергетичних котлів	т/год	58,02	50	52,68	38
Всього	т/год	2134	1713	2133	2025	Всього	т/год	2895	2500	2613	1838
2. Пароводяний баланс зовнішнього споживача технологічного пара											
Витрата пари 1.4 МПа зовнішньому споживачеві від турбін Р	т/год	1200	1200	1280	1280	-витрата зворотного конденсату	т/год	960	960	960	960
						-втрата конденсату на виробництві	т/год	240	240	240	240
Всього	т/год	900	900	900	900	Всього	т/год	1200	1200	1200	1200
3. Пароводяний баланс власних потреб ТЕЦ											
Колектор пари 0.12 МПа	т/год	520,3	516,4	517,7	510,5	-витрата пари 0.12 МПа на ПВП дод.води і атмосферний деаератор додаткової води і зворотного конденсату	т/год	520,4	516,4	517,7	510,5
Колектор пари 0.6 МПа	т/год	131,5	130,5	130,8	129,1	-витрата пари 0.6 МПа на ПВП додаткової води і зворотного конденсату	т/год	131,5	130,5	130,8	129,1
Колектор пари 1.4 МПа	т/год	29,01	22,50	21,07	7,600	-витрата пари 1.4 МПа на мазутне господарство	т/год	29,01	22,50	21,07	7,60
Всього	т/год	680,9	669,5	669,7	647,3	Всього	т/год	680,9	669,5	669,7	647,3

2.4.1 Відпуск технологічної пари промислового споживачу

Приведено повний розрахунок теплової схеми ТЕЦ тільки для I-го режиму:

Витрата пари 1,4 МПа промислового споживачу (із завдання):

$$D_{\text{п}}=1100 \text{ т/год};$$

Частка виробничого конденсату, що втрачається на виробництві:

$$\gamma_{\text{о.к.}}=17 \text{ \%};$$

Витрата виробничого конденсату, що втрачається на виробництві:

$$\Delta G_{\text{в.к.}} = \frac{\gamma_{\text{в.к.}} \cdot D_{\text{п}}}{100}, \quad (2.3)$$

$$\Delta G_{\text{о.к.}} = 0,2 \cdot 1100 = 220 \text{ т/год.}$$

Витрата зворотнього конденсату, що повертається на ТЕЦ:

$$G_{\text{з.к.}} = D_{\text{п}} - \Delta G_{\text{в.к.}}, \quad (2.4)$$

$$G_{\text{о.к.}} = 1100 - 220 = 880 \text{ т/год.}$$

Температура зворотнього конденсату приймається рівною:

$$t_{\text{о.к.}}=90 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

Температура дживлюючої води після ХВО:

$$t_{\text{ХВО}}=30 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

Максимально можлива паропроductивність енергетичних котлів:

$$\Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} = n_{\text{ЭК}} \cdot D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}, \quad (2.5)$$

де $n_{\text{ЭК}}$ – кількість енергетичних котлів. $n_{\text{ЭК}}=6$.

$$\Sigma D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}} = 6 \cdot 420 = 3360 \text{ т/год.}$$

Продувка енергетичних котлів:

$$D_{\text{прод}} = 0,01 \cdot \Sigma D_{\text{ЭК}}, \quad (2.6)$$

$$D_{\text{прод}} = 0,01 \cdot 3360 = 33,6 \text{ т/год.}$$

Витрата пари 0,6 МПа після розширювача безперервної продувки в деаератор 0,6 МПа:

$$D'_{\text{прод}} = k_{\text{сеп}} \cdot D_{\text{прод}}, \quad (2.7)$$

де $k_{\text{сеп}} = 0,45$;

$$D'_{\text{прод}} = 0,45 \cdot 33,6 = 15,12 \text{ т/год.}$$

Витрата концентрату безперервної продувки:

$$G_{\text{к.п.}} = D_{\text{прод}} - D'_{\text{прод}}, \quad (2.8)$$

$$G_{\text{к.п.}} = 33,6 - 15,12 = 18,48 \text{ т/год.}$$

Частка внутрішньоциклових станційних витоків пари та конденсату:

$$\gamma_{\text{ут}} = 1,6 \% \text{ (для промислово-опалювальних ТЕЦ)}$$

Внутрішньоциклові станційні витокі пари і конденсату:

$$G_{\text{вит}} = \frac{\gamma_{\text{вит}} \cdot \Sigma D_{\text{ЕК}}^{\text{ном}}}{100}, \quad (2.9)$$

$$G_{\text{вит}} = 1,6 \cdot 3360 / 100 = 53,76 \text{ т/год.}$$

Витрата додаткової хім. знесоленої води в Д-0,12 МПа:

$$G_{\text{д.в.}} = \Delta G_{\text{о.к}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{к.п.}}, \quad (2.10)$$

$$G_{\text{д.в.}} = 220 + 18,48 + 53,76 = 292,24 \text{ т/год.}$$

Температура концентрату продувки перед охолоджувачем безперервного продування (ОКП) :

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						85
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$t_{к.п.} = 158 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Температура концентрату продувки після ОКП:

$$t_{к.п.}^{ОКП} = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Температура додаткової води після ОКП:

$$G_{вир} = \frac{\gamma_{вир} \cdot \sum D_{ЕК}^{ном}}{100}, \quad (2.11)$$

$$t_{в}^{ОКП} = 30 + \frac{(158-40) \cdot 18,48}{292,24} = 37,46 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Температура додаткової хім. знесоленої води після ПВП-0,12:

$$t_{дв} = 90 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Витрата пара 0,12 МПа на ПВП-0,12 додаткової води:

$$D^{ПВП-0,12} = \frac{1,01 \cdot G_{д.с.} \cdot C_p \cdot (t_{д.с.} - t_{с}^{ОКП})}{h^{0,12} - h_{др}^{0,12}}, \quad (2.12)$$

де $C_p = 4,19$ кДж/кг;

$h^{0,12}$ – ентальпія гріючої пари ($h^{0,12} = 2610$ кДж/кг);

$h_{др}^{0,12}$ – ентальпія дренажу ($h_{др}^{0,12} = 440$ кДж/кг);

1,01 – коефіцієнт, що враховує теплообмін підігрівача з навколишнім середовищем.

$$D^{ПВП-0,12} = \frac{1,01 \cdot 292,24 \cdot 4,19 \cdot (90 - 37,46)}{2610 - 440} = 29,94 \text{ т/год}$$

Температура додаткової води і зворотного конденсату після Д-0,12 МПа:

$$t_{в}^{Д-0,12} = 102 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Сумарна витрата додаткової води і зворотного конденсату після Д-0,12 МПа:

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						86
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$G_{\epsilon}^{Д-0,12} = \eta_n \cdot \frac{[G_{з.к.} \cdot C_p \cdot t_{з.к.} + G_{\partial.в.} \cdot C_p \cdot t_{\partial.в.} + D^{Д-0,12} \cdot h^{0,12} + D^{ПВП-0,12} \cdot h_{\partial p}^{0,12}]}{C_p \cdot t_{\epsilon}^{Д-0,12} - \eta_n \cdot h^{0,12}}, \quad (2.13)$$

де $D^{Д-0,12} = G_B^{Д-0,12} - G_{о.к} - G_{дв} - D^{ПВП-0,12}$ (маємо систему рівнянь з двома невідомими: $G_B^{Д-0,12}$ та $D^{Д-0,12}$)

Розв'язуємо цю систему за допомогою Excel:

$$G_B^{Д-0,12} = 1656,18 \text{ т/год.}$$

$$D^{Д-0,12} = 453,99 \text{ т/год.}$$

Температура додаткової води і зворотного конденсату після ПВП-0,6 (перед Д-0,6 МПа) :

$$t_B^{ПВП-0,6} = 140 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

Витрата пара 0,6 МПа на ПВП додаткової води і зворотного конденсату:

$$D^{ПВП-0,6} = \frac{1,01 \cdot G_{\epsilon}^{Д-0,12} \cdot C_p \cdot (t_{\epsilon}^{ПВП-0,6} - t_{\epsilon}^{Д-0,12})}{h^{0,6} - h_{\partial p}^{0,12}} \quad (2.14)$$

$$deh^{0,6} \approx 2840 \text{ кДж/кг, } h_{др}^{0,6} \approx 660 \text{ кДж/кг.}$$

$$D^{ПВП-0,6} = \frac{1,01 \cdot 1656,18 \cdot 4,19 \cdot (140 - 102)}{2840 - 660} = 122,17 \text{ т/год.}$$

Витрата пара 1,4 МПа на мазутогосподарство:

$$D_{MX}^{1,4} = k_{MX} \cdot \Sigma D_{ЭК}^{НОМ}, \quad (2.15)$$

В залежності від режиму: $k_{MX}^I = 0,010$, $k_{MX}^{II} = 0,009$, $k_{MX}^{III} = 0,008$, $k_{MX}^{IV} = 0,004$.

$$D_{MX}^{1,4} = 0,01 \cdot 3360 = 33,6 \text{ т/год.}$$

Сумарна витрата пари на власні потреби ТЕЦ (ПВП, Д-0,12, мазутогосподарство) :

$$D_{\epsilon.л.} = D^{ПВП-0,12} + D^{Д-0,12} + D_{МГ}^{1,4} \quad (2.16)$$

$$D_{с.н.} = 29,94 + 453,9986 + 122,17 + 33,6 = 639,71 \text{ т/год.}$$

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						87
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.4.2 Навантаження зовнішніх споживачів по гарячій воді

Гаряче водопостачання:

$$Q_{\text{звп}}^{\text{зим}} = \gamma_{\text{звп}} \cdot Q_{\text{max}}, \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{звп}}^{\text{літ}} = 0,7 \cdot Q_{\text{звп}}^{\text{зим}}, \quad (2.18)$$

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{зим}} = 204 \text{ МВт.}$$

Опалення та вентиляція:

$$Q_{\text{ОВ}} = Q_{\text{ТС}} - Q_{\text{ГВС}}, \quad (2.19)$$

$$Q_{\text{ОВ}} = 996 \text{ МВт.}$$

Сумарна теплове навантаження споживачів по гарячій воді:

В I режимі: $Q_{\text{ТС}} = Q_{\text{max}}$. В II і III режимі – по графіку Россандера в залежності від температури повітря. В IV режимі: $Q_{\text{ТС}} = Q_{\text{ГВС}}^{\text{лет}}$

$$Q_{\text{ТС}} = 1200 \text{ МВт.}$$

2.4.3 Температура води в тепломережі

Прийнятий якісний спосіб регулювання навантаження у тепломережі. З плюсів, це стабільний гідравлічний режим теплових мереж та підвищений срок служби арматури. До мінусів відноситься низька надійність джерел пікової теплової потужності, необхідність застосування дорогих методів обробки підживлювальної води тепломережі при високих температурах теплоносія, підвищений температурний графік для компенсації відбору води на ГВС і пов'язане з цим зниження вироблення електроенергії на тепловому споживанні, коливання температури внутрішнього повітря, зумовлені впливом навантаження ГВП на роботу систем опалення, при цьому формат навантажень ГВП та опалення у абонентів, зниження якості теплопостачання при регулюванні температури.

Температура води визначається температурним графіком (див. рисунок 2.8).

(див.

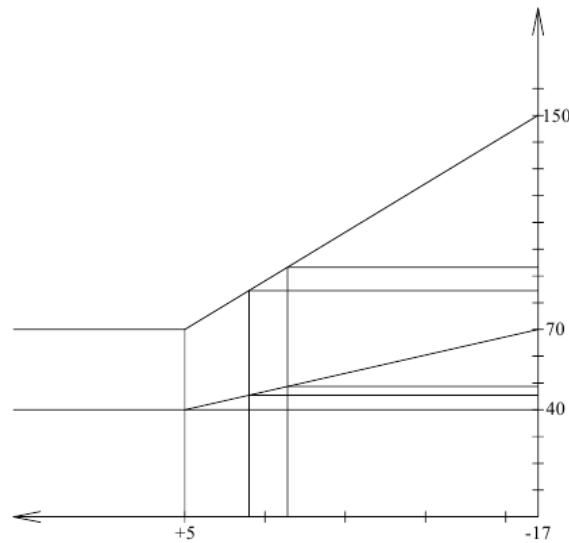


Рисунок 2.8 – Графік залежності температур води в тепломережі від зовнішньої температури.

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

Зворотня лінія: $t_{\text{обр}} = 70^{\circ} \text{C}$

Середня температура води в тепломережі:

$$t_{\text{ср}} = 0,6 \cdot t_{\text{под}} + 0,4 \cdot t_{\text{обр}}, \quad (2.20)$$

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

У I режимі: $t_{\text{под}} / t_{\text{обр}} = 150/70^{\circ} \text{C}$.

У II і III режимах: $t_{\text{под}}$ і $t_{\text{обр}}$ визначається по температурному графіком залежно від $t_{\text{нар}}$.

У IV режимі: $t_{\text{под}} / t_{\text{обр}} = 70/40^{\circ} \text{C}$

Температура вихідної води:

Приймаємо ($t_{\text{исх}} = 5^{\circ} \text{C}$ – взимку, $t_{\text{исх}} = 15^{\circ} \text{C}$ – влітку)

Витік води з тепломережі для I-III режимів:

$$G_{\text{ут}}^{\text{TC}} = 0,15 \cdot Q_{\text{max}}, \quad (2.21)$$

$$G_{\text{ут}}^{\text{TC}} = 0,15 \cdot 1200 = 180 \text{ т/год};$$

$$\text{Для IV режиму: } G_{\text{ут}}^{\text{TC}} = 0,05 \cdot Q_{\text{max}}$$

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						89
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарна витрата підживлюючої води:

$$G_{підж}^{TM} = G_{вит}^{TM}, \quad (2.22)$$

$$G_{підж}^{TM} = 180 \text{ т/год}$$

Теплова втрата з витоком з тепломережі:

$$Q_{ут}^{TC} = G_{ут}^{TC} C_p (t_{тс}^{ср} - t_{исх}) / 3600$$

$$Q_{ут}^{TC} = 180 \cdot 4,19 (118 - 5) / 3600 = 23,6735 \text{ МВт.}$$

Тепло, що вноситься з живильною водою:

$$Q_{вит}^{TM} = \frac{G_{вит}^{TM} \cdot C_p \cdot (t_{мл}^{ср} - t_{вих})}{3600} \quad (2.23)$$

$$Q_{вит}^{TM} = \frac{180 \cdot 4,19 \cdot (30 - 5)}{3600} = 3,9875 \text{ МВт}$$

Сумаране теплофікаційне навантаження ТЕЦ:

$$Q_{ТЭЦ} = Q_{тс} + Q_{ут}^{TC} - Q_{подп}^{TC} \quad (2.24)$$

$$Q_{ТЭЦ} = 1200 + 23,67 - 180 = 1043,67 \text{ МВт}$$

Витрати мережевої води:

$$G_{м.в.} = \frac{3600 \cdot Q_{ТЕЦ}}{C_p \cdot (t_{підж} - t_{звор})} \quad (2.25)$$

$$G_{м.в.} = \frac{3600 \cdot 1043,67}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 11208,9 \text{ т/год.}$$

2.4.4 Розрахунок турбоустановок

Середня витрата технологічної пари 1,4 МПа від турбіни типу Р:

$$D_{п}^P = 550 \text{ т/год}$$

Сумарна витрата технологічної пари 1,4 МПа від турбін типу Р:

$$\sum D_n^P = n_p \cdot D_n^P, \quad (2.26)$$

$$\sum D_{п}^P = 2 \cdot 550 = 1100 \text{ т/год.}$$

Середня витрата гострої пари на турбіну типу Р:

$$D_0^P = 690 \text{ т/год.}$$

Сумарна витрата гострої пари на турбіни типу Р:

$$\sum D_0^P = 2 \cdot 690 = 1380 \text{ т/год.}$$

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						90
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Середня електрична потужність турбіни типу Р:

$$N_e^P = f(D_0^P) = 98 \text{ МВт}$$

Сумарна електрична потужність турбін типу Р:

$$\Sigma N_e^P = 2 \cdot 98 = 196 \text{ МВт.}$$

Середня теплофікації навантаження мережевих підігрівачів турбіни Т:

$$Q_{мп}^T = 314 \text{ МВт.}$$

Сумарна теплофікації навантаження мережевих підігрівачів турбін Т:

$$\Sigma Q_{сп}^T = 3 \cdot 314 = 628 \text{ МВт.}$$

Середня витрата гострої пари на турбіну типу Т:

$$D_0^T = 760 \text{ т/год}$$

Сумарна витрата гострої пари на турбіни типу Т:

$$\Sigma D_0^T = n_T \cdot D_0^T, \quad (2.26)$$

$$\Sigma D_0^T = 1520 \text{ т/год.}$$

Середня електрична потужність турбіни типу Т:

$$N_9^T = 131,5 \text{ МВт}$$

Сумарна електрична потужність турбін типу Т:

$$\Sigma N_e^T = n_T \cdot N_e^T, \quad (2.27)$$

$$\Sigma N_e^T = 263 \text{ МВт.}$$

Сумарна витрата пари на турбіни:

$$\Sigma D_0 = \Sigma D_0^P + \Sigma D_0^T, \quad (2.28)$$

$$\Sigma D_0 = 2210 \text{ т/год.}$$

Сумарна електрична потужність турбін:

$$\Sigma N_e = \Sigma N_e^P + \Sigma N_9^T, \quad (2.29)$$

$$\Sigma N_e = 459 \text{ МВт.}$$

Сумарна теплофікації навантаження мережевих підігрівачів турбін Т і
ПТ:

$$\Sigma Q_{мп} = \Sigma Q_{мп}^T + 0 = 628 \text{ МВт.}$$

Сумарна теплофікації навантаження пікових водогрійних котлів:

$$Q_{ПВК} = Q_{ТЭЦ} - \Sigma Q_{сп}, \quad (2.30)$$

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						91
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{ПВК}} = 572 \text{ МВт.}$$

Сумарне виробництво пари енергетичними котлами:

$$\Sigma D_{\text{ЕК}} = \Sigma D_0 + G_{\text{ут}} + D_{\text{с.н}}, \quad (2.31)$$

$$\Sigma D_{\text{ЕК}} = 2903,47 \text{ т/год.}$$

Сумарна витрата живильної води енергетичних котлів:

$$\Sigma D_{\text{ПВ}} = \Sigma D_{\text{ЕК}} + D_{\text{прод}}, \quad (2.32)$$

$$\Sigma D_{\text{ПВ}} = 2937,07 \text{ т/год.}$$

2.4.3 Енергетичні показники ТЕЦ

Повна сумарна витрата тепла на турбоустановки:

$$\begin{aligned} \Sigma Q_{\text{ТУ}} = & \frac{\Sigma D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{жв}}) + (D^{\text{ПВП}-0,12} + D^{\text{Д}-0,12}) \cdot h^{0,12}}{3600} + \\ & + (D^{\text{ПВП}-0,6} \cdot h^{0,6} + D_{\text{мг}}^{1,4} \cdot h^{1,4} + G_{\text{кп}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{кп}} - t_{\text{кп}}^{\text{ОКП}})) / 3600 \end{aligned} \quad (2.33)$$

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

$$\begin{aligned} \Sigma Q_{\text{ТУ}} = & \frac{2210 \cdot (3520 - 1010) + (29,94 + 23,4) \cdot 2610}{3600} + \\ & (+122,17 \cdot 2840 + 33,6 \cdot 2970 + 18,48 \cdot 4019 \cdot (158 - 40)) / 3600 \\ \Sigma Q_{\text{ТУ}} = & 2018,3564 \text{ МВт} \end{aligned}$$

Витрата тепла на виробничих споживачів:

$$\Sigma Q_{\text{в}} = \frac{D_{\text{в}} \cdot h_{\text{в}} - C_p \cdot G_{\text{з.к.}} \cdot t_{\text{з.к.}} - C_p \cdot \Delta G_{\text{в.к.}} \cdot t_{\text{ХВО}}}{3600}, \quad (2.34)$$

де $h_{\text{п}} \approx 2970$ кДж/кг

$$\Sigma Q_{\text{в}} = \frac{550 \cdot 2970 - 4,19 \cdot 880 \cdot 90 - 4,19 \cdot 220 \cdot 30}{3600} = 353,8 \text{ МВт}$$

Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів:

$$\Sigma Q_{\text{зовн}} = \Sigma Q_{\text{в}} + \Sigma Q_{\text{мп}}, \quad (2.35)$$

$$\Sigma Q_{\text{вн}} = 353,8 + 628 = 981,8 \text{ МВт.}$$

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						92
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Витрата тепла на турбоустановки по виробництву електроенергії:

$$\sum Q_{TV}^E = \sum Q_{TV} - \sum Q_{зовн} - \frac{(G_{вип} + G_{кп}) \cdot (h_{жв} - C_p \cdot t_{хво})}{3600}, \quad (2.36)$$

$$\begin{aligned} \sum Q_{TV}^E &= 2018,3 - 981,8 - \frac{(53,76 + 18,48) \cdot (1010 - 4,19 \cdot 30)}{3600} = \\ &= 1018,72 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

ККД турбоустановок з виробництва електроенергії:

$$\eta_{TV}^E = \frac{\sum N_e}{\sum Q_{TV}^E}, \quad (2.37)$$

$$\eta_{TV}^E = \frac{459}{1018,72} = 0,450565$$

Питома витрата тепла на виробництво електроенергії:

$$q_{TV}^E = \frac{3600}{\eta_{TV}^E}, \quad (2.38)$$

$$q_{TV}^E = \frac{3600}{0,450565} = 7989,98563 \text{ кДж/кВт·год}$$

Теплове навантаження енергетичних котлів:

$$\sum Q_{ЕК} = \frac{\sum D_{ЕК} \cdot (h_{мп} - h_{жв}) + D_{прод} \cdot (h_{прод} - h_{жв})}{3600}, \quad (2.39)$$

де $h_{прод} = 1600 \text{ кДж/кг}$;

$h_{мп} = h_0 + 5 \text{ кДж/кг}$.

$$\sum Q_{ЕК} = \frac{2903,47 \cdot (3525 - 1010) + 33,6 \cdot (1600 - 1010)}{3600} = 2033,905 \text{ МВт.}$$

ККД трубопроводів:

$$\eta_{mp} = \frac{\sum Q_{TV}}{\sum Q_{ЕК}}, \quad (2.40)$$

$$\eta_{тр} = \frac{2018,3564}{2033,905} = 0,9923$$

ККД ТЕЦ з виробництва електроенергії:

$$\eta_{ТЕЦ}^E = \eta_{ТУ}^E \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ЕК}, \quad (2.41)$$

де $\eta_{ЕК}$ - ККД енергетичних котлів (для твердого палива $\eta_{ЕК} = 0.86...0.9$).

$$\eta_{ТЕЦ}^E = 0,45056 \cdot 0,9923 \cdot 0,89 = 0,3979$$

ККД ТЕЦ з виробництва та відпуску тепла на опалення, вентиляцію та ГВП:

$$\eta_{ТЕЦ}^T = \eta_{ТФ} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ЕК}, \quad (2.42)$$

де $\eta_{ТФ}$ - ККД теплофікаційної установки ($\eta_{ТФ} = 0.99...0.995$)

$$\eta_{ТЕЦ}^T = 0,99 \cdot 0,9923 \cdot 0,89 = 0,8743$$

Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії:

$$b_y^E = \frac{123}{\eta_{ТЕЦ}^E}, \quad (2.43)$$

$$b_y^E = \frac{123}{0,3979} = 309,09 \text{ Г/кВт}\cdot\text{год}$$

Питома витрата умовного палива на виробництво та відпуск теплової енергії:

$$b_y^T = \frac{34,1}{\eta_{ТЕЦ}^T}, \quad (2.44)$$

$$b_y^T = \frac{34,1}{0,8743} = 38,999 \text{ кг/ГДж}$$

2.5 Компонування головного корпусу

Головним корпусом є головна будівля, в якій знаходиться основне і зв'язане з ним допоміжне енергетичне обладнання. Саме там здійснюється головний технологічний процес перетворення теплоти згорання палива в електричну енергію [1].

Головний корпус – це центральна частина до якої надходять і від якої відходять різноманітні технологічні потоки. До нього подається паливо, вода

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						94
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

для охолодження відпрацьованої пари турбін, та для інших цілей. Відводиться охолоджувальна вода після конденсаторів, димові гази парогенераторів, шлак. Найголовніше, це кінцева продукція електростанції – електрична енергія, а на ТЕЦ ще й теплова енергія з парою чи гарячою водою.

До складу головного корпусу входять два основних приміщення (відділення): котельне і турбінне (машинний зал) та бункерно-деаераторне відділення (між котельним і турбінним приміщеннями для різного допоміжного устаткування турбоагрегатів і парових котлів). Це проміжне приміщення виконане багатопверховим (у вигляді „етажерки”), для стійкості будівельних конструкцій головного корпусу, що включають, зокрема, колони зовнішніх (фасадних) стін машинної зали і відділення парових котлів.

У проміжному приміщенні знаходяться деаератори з баками, також бункери палива й устаткування пилоприготування (так, як ТЕЦ, що проектується працює на твердому паливі). Крім того, у ньому розміщують РОУ і БРОУ, трубопроводи, електричний розподільчий пристрій власних потреб і теплові щити та блочні щити керування.

На відкритому повітрі розташовується допоміжне устаткування для парових котлів, а саме повітрепідігрівачі ренегеративного типу, золоуловлювачі та димососи та вентилятори. Димар споруджений поблизу головного корпусу з боку котельного відділення.

Компоновка головного корпусу – це взаємне розташування обладнання і будівельних конструкцій, а також окремих його приміщень, які зазначені вище.

Основним принцип розміщення устаткування головного корпусу відповідно до послідовності технологічного процесу.

Можливі два способи розташування турбоагрегатів: поздовжнє, при якому поздовжня вісь турбоагрегату паралельна вісі машинної зали, і поперечне, коли поздовжня вісь турбоагрегату перпендикулярна вісі. Приймаємо поздовжнє розташування турбоагрегатів.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						95
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Приймаємо компонування з центральним розташуванням бункерно-деаераторного відділення, при якому основні і допоміжні приміщення розташовані близько одне до одного, але без будівельних розривів.

2.5.1 Компонування котельного відділення

Парові котли Е-420-140 виконані з нижнім відводом димових газів та розміщені фронтально до турбінної зали. Димососи, вентилятори і димар встановлений на нульовій відмітці та на відкритій зоні. Димар споруджений поблизу головного корпусу на відстані 28,8 м від розташування димососів.

На висоті 9,6 м зконструйований майданчик обслуговування котлів. На майданчику встановлені індивідуальні і групові щити керування.

Для зручності обслуговуючого персоналу та в зв'язку з тим, що велика висота приміщення передбачається один вантажно-пасажирський ліфт на чотири котла.

2.5.2 Компонування турбінного відділення

Компонування турбінного відділення залежить від розташування турбін, може розташовуватися повздовжньо та поперечно. У турбінному відділенні проектованої ТЕЦ турбоагрегати розташовуються поперечно. Розмір прольоту визначається довжиною турбіни разом з генератором і збуджувачем і деяким запасом для виймання ротора генератора і складає 39 м.

Обладнання в турбінному відділенні розміщується за принципом «острова». Встановлюється турбоагрегат, а біля кожного – допоміжне обладнання. Відстань між турбінами вибирається таким чином, щоб загальна довжина турбінної зали і котельні були однаковими.

По висоті зали передбачаються два майданчики обслуговування турбінної установки: на відмітці -1,4 м і на відмітці 12 м.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						96
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Допоміжне обладнання (конденсатні насоси, регенеративні підігрівачі, масло та газоохолоджувачі та ін.) розташовується на нульовій відмітці. Також там розташовані розподільчі пристрої власних потреб і кабельні коридори. Живильні насоси встановлені у деаераторному відділенні.

Трубопроводи пари та води розташовані на другому поверсі.

Блочний щит управління розташований там, де встановлені органи керування основними засувками та вентиляторами.

Також передбачені майданчики, не зайняті устаткуванням, що призначаються для розкладки деталей при ремонтних і монтажних роботах.

Інша частина обладнання турбінного відділення розташоване в деаераторному приміщенні.

Деаератори встановлені на відмітці 23,5 м. Це створює додатковий підпір води на всмоктуванні живильних насосів, що підвищує надійність їхньої роботи.

В турбінному відділенні встановлений один кран, вантажопідйомність якого 80/20 т (вибирається з розрахунку підйому найбільш важкої деталі устаткування статора генератора). Розташовується кран там, звідки можна зняти циліндри турбін і переносити над працюючими турбінами. Відмітка розташування над площадкою обслуговування 31,8 м

Вентиляція турбінного відділення здійснюється за рахунок природної конвекції.

2.6 Допоміжні господарства ТЕЦ

2.6.1 Вугільне господарство ТЕЦ

Кам'яне вугілля на станцію поставляється по залізній дорозі. На ТЕЦ застосовується замкнена схема пилеприготування з індивідуальним пилевим бункером.

Вагоноскидувачі

Вагоноскидувачі призначені для розвантаження вагонів з вугіллям.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						97
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Продуктивність паливоподачі:

$$8 \cdot 74,1 = 592,8 \text{ т/год}$$

Виходячи з цього застосовуємо 3 чотириопорні вагоноскидувачі – два основних і один резервний.

Таблиця 2.13 - Технічні характеристики вагоноскидувача

Продуктивність (технічна) при вагонах 60 та 93 т, вагон/год	30
Продуктивність (технічна) при вагонах 125 т, вагон/год	25
Кут повороту, град	175
Частота обертання, хв. ⁻¹	1,35
Потужність електродвигунів, кВт	120
Габаритні розміри (довжина * ширина* висота), м	23,2*9,4*8,4
Маса, т	220

При встановленні вагоноскидувачів необхідно встановити розвантажувальну естакаду довжиною 60 м для розвантаження несправних вагонів.

Розморожуючі пристрої

Взимку поставляється заморожене паливо, щоб його розморозити необхідні розморожуючі пристрої. В розвантажувальних пристроях для подрібнення на решітках мерзлого та крупно кускового палива встановлюють спеціальні подрібнювальні машини. Місткість пристрою повинна визначатись з урахуванням часу розігріву вагона і добової витрати палива.

Має бути обігрів на стінках бункерів розвантажувальних пристроїв, склад палива також повинен мати обігрів.. Кут нахилу стінок приймальних бункерів розвантажувальних пристроїв з вагоноскидувачами і пересипними бункерами приймають не менше 55°.

Стрічкові конвеєри

Стрічкові конвеєри – основний тип подачі палива на ТЕЦ. Кут нахилу стрічкових конвеєрів не більше 18°. В місцях завантаження палива великого розміру кут нахилу конвеєра не більше 12°. Паливо від кожного

вагоноскидувача подається одним стрічковим конвеєром в котельню. Має ниточну систему конвеєрів, розрахована на тримінну роботу. В котельню подається двониточною системою, а на склад подається одониточною, третя є резервною .

Також використовуються конвеєрні стрічки з гумовотканевим пошаровим тяговим каркасом, та зовнішніми гумовими обкладками.

Приймаємо конвеєрну стрічку типу ТК-200, шириною 1000 мм та швидкістю руху – 2,0 м/с. Технічні характеристики наведені в таблиці 3.24

Таблиця 2.14 - Технічні характеристики конвеєрної стрічки ТК-200

Тип ткани тягового каркасу		З основою і утком з капронових ниток
Міцність ткани на основі, Н/мм ширини однієї прокладки		200
Товщина прокладки	З гумовим прошарком	1,4
Товщина зовнішніх обкладок, мм		6,0/2,0
Маса стрічки при тритканевих прокладках, кг/(пог.м)		13,4
Збільшення маси стрічки, кг на 1 (пог.м) кожної наступної прокладки		1,4

Обов'язковим етапом при подачі палива в котельне відділення є визначення його ваги. Для цього на конвеєрах встановлюються стрічкові ваги.

Молоткові подрібнювачі

Вугілля, яке поступає на електростанцію з розмірами шматків не більше 300 мм подрібнюється в одному ступені, а при більших розмірах – в двох ступенях подрібнення. Спочатку робиться грубе подрібнення в дискозубчастих і валкових подрібнювачах, а потім відбувається остаточне подрібнення в молоткових подрібнювачах. Продуктивність всіх подрібнювачів тонкого подрібнення повинна бути не менше продуктивності двох стрічок паливоподачі в головний корпус.

На ТЕЦ приймаємо для встановлення два подрібнювача типу М-20-20Г

Таблиця 2.15 - Технічні характеристики М-20-20Г

Продуктивність, т/год	600-800
Діаметр ротора, мм	2000
Довжина робочої частини ротора, мм	2000
Частота обертання ротора, хв. ⁻¹	595
Найбільший розмір завантажуваних шматків, мм	600
Розмір вихідних шматків, мм	До 15
Габаритні розміри подрібнювача (довжина * ширина* висота), мм	4535*3800*3100
Маса без електродвигуна, кг	41200
Потужність електродвигуна, кВт	800
Частота обертання електродвигуна, хв. ⁻¹	595

Електромагнітні сепаратори

В тракті паливоподачі до подрібнювачів встановлюють послідовно підвісні та шківні електромагнітні сепаратори з металошукачами. За подрібнювачами розташовані механічні пробовідбірники, а також вловлювачі щепи.

Приймаємо до встановлення електромагнітні сепаратори типу ЕПР 120В.

Таблиця 2.16 - Технічні характеристики ЕПР 120В

Ширина стрічки конвеєра, мм	1000-1200
Швидкість руху стрічки конвеєра, м/с	0,5-4,5
Напруга живлення постійного струму, В	110, 220
Товщина шару вугілля на стрічці конвеєра, мм, не більше	-
Потужність, яка споживається магнітною системою, кВт, не більше	3,5
Маса, т, не більше	6,75
Маса предметів, які видаляються, кг	0,5-20

Склад вугілля

Місткість складів вугілля приймається рівною 30 добовій витраті палива. Склади палива виконуються відчиненими. Норма природних втрат палива при зберіганні на протязі року складає 0,2%.

Приймаємо місткість складу вугілля рівній 47 тис. т.

2.6.2 Мазутне господарство

На ТЕЦ, яку проектуємо мазут є резервним паливом, так як вугілля є основним паливом. Мазутне господарство – комплекс пристроїв і споруджень, які призначені для прийому, збереження, підготовки і подачі мазуту в котельню, [1,11].

Спочатку мазут треба підігріти, а потім злити в міжрейкові лотки, виконані з нахилом не менше 1 %, далі по ним мазут направляється в приймальну ємність. Перед приймальною ємністю розміщені грубий фільтр-сітка та гідрозатвор. Укладають парові труби на дно лотків.

Час підігріву та зливу однієї стоянки має бути не більше 9-ти годин.

Насосами занурювального типу мазут перекачується із приймальної ємності в мазутосховище. Мазут, який зливається повинен перекачуватися не

більше 5 годин. Мазут в резервуарах розігрівають циркуляційним способом по окремому спеціально виділеному контуру.

При більш високій температурі вода в мазуті закипає (при 100 °С) і тоді утворюється водомазутна піна. Відбувається інтенсивне відстоювання води з цього і впливає збільшення втрати від випарювання легких фракцій. Для мазуту марки 40 найбільш оптимальна робоча температура зберігання 50-60 °С, для мазуту марки 100 – 60-70 °С.

В насосній передбачено по одному резервному підігрівачу та фільтру тонкого очищення. Мазут з мазутогосподарства подається до котлів по двом магістралям. Магістралі розраховані кожна на 75% номінальної продуктивності з урахуванням рециркуляції. Мазутопроводи прокладені на відкритому повітрі. В холодних приміщеннях мають парові обігрівачі. На вході магістральних мазутопроводів а котельний відділу, а також на виході до кожного котла встановлюється засувна арматура з дистанційним електричним та механічним приводами.

Визначимо кількість резервуарів в мазутосховища:

Необхідна кількість мазуту, для забезпечення роботи ТЕЦ, кг/с:

$$B = \frac{n \cdot N}{\eta_k \cdot Q_n^p}, \quad (2.45)$$

де n – кількість котлів,

N – продуктивність котлів МВт,

η_k – ККД котла,

Q_n^p – теплотворна здатність палива.

Для енергетичних котлів (запас 5 діб):

$$B_1 = \frac{8 \cdot 420 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 37800 \cdot 10^3} = 97,680 \text{ кг/с} = 351,648 \text{ т/год},$$

$$B_1 = 351,648 \cdot 120 = 42198 \text{ т.}$$

Для ПВК (запас 10 діб):

$$B_2 = \frac{4 \cdot 116,3 \cdot 10^6}{0,913 \cdot 37800 \cdot 10^3} = 13,48 \text{ кг/с} = 48,528 \text{ т/год},$$

$$B_2 = 48,528 \cdot 240 = 11647 \text{ т.}$$

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						102
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Загальна кількість мазуту:

$$B = B_1 + B_2 = 42198 + 11647 = 53845 \text{ т.}$$

Отже, потрібно три резервуари мазуту ємністю 20000 м³.

2.6.3 Система технічного водопостачання

2.6.3.1 Споживачі технічної води

Авжеж для роботи ТЕЦ потрібно водопостачання. Воно має бути надійним та безперебійним в постачанні водою [1].

В потребі води потребують такі обладнання: конденсатори турбін і технологічні конденсатори, системи охолодження підшипників устаткування, водопідготовки і гідравлічного золошлаковидалення, багаточисельні допоміжні теплообмінники і системи. Загальна витрата води складається з витрат окремих споживачів.

Основним споживачем води є конденсатор. На ТЕЦ застосовуються одноходові та багатоходові (до 4-х ходів) конденсатори.

Характеристикою конденсатора є кратність охолодження m , обумовлена відношенням витрат циркуляційної води і пари, що надходять у конденсатор:

$$m = \frac{G_{\text{в}}}{D_{\text{п}}}, \quad (2.46)$$

де $G_{\text{в}}$ – витрата технічної води через конденсатор, кг/с;

$D_{\text{п}}$ – витрата відпрацьованої пари в конденсатор, кг/с.

Для двоходових конденсаторів при оборотній системі водопостачання з градирнями $m=40-60$.

Витрата води для конденсації пари і підтримки необхідного вакууму в конденсаторі визначається з рівняння теплового балансу:

$$D_{\text{п}} \cdot (h_{\text{п}} - h_{\text{к}}) = G_{\text{в}} \cdot (h_{\text{в2}} - h_{\text{в1}}) \quad (2.47)$$

Звідси витрата води буде дорівнювати:

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						103
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$G_{\text{г}} = \frac{D_{\text{г}} \cdot (h_{\text{г}} - h_{\text{к}})}{h_{\text{г2}} - h_{\text{г1}}} \quad (2.48)$$

де $h_{\text{г}}$ і $h_{\text{к}}$ – ентальпія відпрацьованої пари та ентальпія конденсату цієї пари, кДж/кг;

$h_{\text{в1}}$ і $h_{\text{в2}}$ – ентальпія води на вході в конденсатор та на виході з нього, кДж/кг.

Для підтримки вакууму температура вихідної води повинна бути нижче на 5-10 °С температури насичення в конденсаторі.

Витрата охолоджуваної води залежить від її початкової температури, а витрата води на газоохолоджувачі генераторів залежить від кількості тепла, що виділяється в обмотках генератора. Щоб було надійне охолодження обмоток газоохолоджувачі, треба щоб води в них був не вище 50 °С.

Витрата води на газоохолоджувачі генераторів визначається з рівняння теплового балансу:

$$N_{\text{г}} (1 - \eta) = G_{\text{г}} \cdot c_{\text{г}} \cdot t_{\text{г}} , \quad (2.49)$$

Звідси витрата води буде дорівнювати:

$$G_{\text{г}} = \frac{N_{\text{г}} (1 - \eta_{\text{г}})}{c_{\text{г}} \cdot t_{\text{г}}} , \quad (2.50)$$

де $N_{\text{г}}$ – потужність генератора, кВт;

$\eta_{\text{г}}$ – ККД генератора ;

$c_{\text{г}}$ – теплоємність води, кДж/кг;

$t_{\text{г}}$ – різниця температур води на виході з газоохолоджувача і вході в нього, °С.

Вода на газоохолоджувачі і маслоохолоджувачі подається з напірної лінії конденсаторів турбін. Якщо напір недостатній, то встановлюються додаткові насоси з резервом 100 %. Забір води з напірної лінії можливий тільки при роботі основних циркуляційних насосів. Для ТЕЦ застосування такої схеми подачі води цілком виправданий, оскільки допоміжні механізми, що вимагають охолодження, пускаються і зупиняються з невеликою різницею за часом між пуском і зупинкою основних агрегатів.

Подача води на водопідготовку, золошлаковидалення та газоочистку проводиться з лінії після конденсаторів турбін допоміжними насосами.

Загальна витрата води, що повинна забезпечувати роботу циркуляційних насосів:

$$G_{\text{заг.}} = G_{\text{к}} + G_{\text{г.о.}} + G_{\text{м.о.}} + G_{\text{доп.}}, \quad (2.51)$$

де $G_{\text{к}}$ – витрата води на охолодження конденсаторів, кг/с;

$G_{\text{г.о.}}$ – витрата води на охолодження газоохолоджувачів, кг/с;

$G_{\text{м.о.}}$ – витрата води на охолодження маслоохолоджувачів, кг/с;

$G_{\text{доп.}}$ – витрата води на систему охолодження допоміжного устаткування, кг/с.

З загальної витрати води приблизно 85 - 90 % йде до конденсаторів турбін.

Існують дві основні системи технічного водопостачання: прямоточна й оборотна. Оборотно водопостачання полягає в тому, що вода охолоджується ставками-охолоджувачами, чи градирнями із розприскувальними пристроями. Також може бути використано обидві системи одночасно.

На ТЕЦ застосовується оборотна система водопостачання з градирнями.

В умовах експлуатації можуть відбутися відкладення у трубках конденсатора турбін чи інших теплообмінників, що призведе до підвищенню витрати води. Найбільш сильної відкладення відбуваються при роботі конденсаторів, тоді виникає не тільки збільшення витрати води, але і погіршення вакууму, а це, у свою чергу, знижує потужність турбін.

Щоб уникнути таких відкладень застосовується хімічна обробка води та механічне очищення трубок.

Щоб очистити трубки в конденсаторі без зупинки на ходу використовуємо систему очищення за допомогою гумових кульок.

Ця системи по очищенню складається з водяного ежектора, сітки у вихідній камері і трубопроводів (для транспортування кульок). Гумові кульки мають бути однаковим діаметром з трубками. Кульки захоплюються потоком

води і проходять по трубах очищуючи відкладення. Вони затримуються сіткою у вихідній камері та разом з невеликою кількістю води забираються ежектором і знову направляються у вхідну камеру. Система включається періодично шляхом подачі води в ежектор [11].

2.6.3.2 Оборотноє водопостачання з градирнями

Система водопостачання називається оборотною і має замкнутий контур, коли той самий запас води використовується багаторазово, вимагаючи лише невеликої добавки для заповнення втрат. Ця система застосовується на тих ТЕЦ, де поблизу немає природних джерел, або не має можливості їх використовувати.

Частіше застосовують системи водопостачання з градирнями. Основні переваги градирень: для градирень не потрібно багато місця і вони розміщуються на території станції; не завдають шкоди водяним джерелам (тому що розсіюють тепло в повітрі).

Основна робоча частина градирні – це зрошувальний пристрій, саме тут вода розділяється на струмені чи краплі і стікає вниз по щитах у вигляді плівок. Вода проохолоджується повітрям при безпосередньому зіткненні з повітрям, що входить у зрошувальний пристрій через вікна. Охолодження води в основному відбувається за рахунок часткового її випару. Нагріте насичене водяними парами повітря піднімається догори під дією природної тяги через витяжну вежу. Втрата води за рахунок випару приблизно дорівнює витраті пари в конденсатор. Втрата води з механічним виносом складає 0,5 - 1 % від витрати охолодженої води.

На Україні найбільше застосування одержали противоточні градирні з природною тягою. Насоси прокачують циркуляційну воду через конденсатори турбін і по трубопроводах підводять її до розподільчих труб над зрошувальним пристроєм градирні. На трубах установлені сопла, через які вода під напором 0,015 – 0,018 МПа розприскується і попадає на дерев'яні чи

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						106
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

азбесто-цементні щити, по яких стікає у вигляді плівки в басейн. Проміжки між щитами утворюють коридори для руху повітря.

Повітря надходить через вікна висотою 3 – 12 м, які розташовані по периметру вежі. Щити мають наступні розміри: висота 120 і 250 мм; ширина 160 мм; товщина 5 – 6 мм. Щити висотою 120 мм встановлюються в два яруси. Відстань між щитами близько 2,5 мм.

Витяжні вежі градирень виконані у вигляді багатокутника із сталним зовнішнім каркасом і обшиванням з дерева та азбесто-цементу. Основний розмір градирні – площа зрошувального пристрою (у горизонтальному перетині).

Вода подається до зрошувального пристрою на висоту 8,75 м, глибина басейну 2 м. Висота витяжної вежі складає 64,8 м, внутрішній діаметр верхньої частини 33 м, нижньої частини 52,2 м.

Циркуляційні насоси встановлюють у машинній залі по два насоса індивідуально до кожної турбіни в центральній насосній між градирнями і машинною залюю.

Серйозну увагу приділяють зимовому режиму роботи градирень на ТЕЦ, коли витрата охолодженої води зменшується і виникає небезпека зледеніння градирень біля вікон для входу повітря. З цією метою температуру охолодженої води підтримують не нижче 10 - 12 °С, по периметру градирні створюють водяну теплову завісу і передбачають перекриття вікон щитами.

Розрахунок кількості градирень:

$$F_{зр} = \frac{n \cdot G_{заг.}}{8}, \quad (2.52)$$

де n - кількість конденсаторів;

$G_{заг.}$ - витрата охолоджуючої води, м³/год.

Як охолоджувачі в проєктованій ТЕЦ приймемо дві баштові градирні типу БГ-10000-70 із площею зрошування 10000 м².

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						107
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.6.4 Хімічна водопідготовка

2.6.4.1 Норми якості води

За певними правилами технічної експлуатації електростанцій встановлені норми якості пари і води. Це для забезпечення надійної та економічної роботи обладнання під час експлуатації.

Норми якості живильної води і пари наступні:

- загальна твердість не більше 1 мкг-екв/кг;
- вміст кремнію 40 мкг/кг;
- вміст кисню, не більше:
 - перед деаератором 30 мкг/кг;
 - після деаератора 10 мкг/кг;
- вміст вільного сульфіту перед економайзером не більше 2 мкг/кг;
- вміст гідразину перед економайзером у межах 20-60 мкг/кг;
- показник рН при температурі 25 °С живильної води 9,1+0,1;
- вміст аміаку і його з'єднань (у перерахуванні на NH_3) не більше, ніж 1000 мкг/кг ;
- сумарний вміст нітратів і нітритів не повинен перевищувати 20 мкг/кг ;
- вміст з'єднань заліза не більше 30 мкг/кг ;
- вміст з'єднань міді не більше 5 мкг/кг ;
- вміст олій і нафтопродуктів не більше 0.3 мг/кг;
- вміст з'єднань натрію не більше 15 мкг/кг;
- вміст кремнієвої кислоти не більше 25 мкг/кг.

2.6.4.2 Організація водно-хімічних режимів енергоблоків

При роботі ТЕЦ є багато втрат води, пари та конденсату. Найбільша частина складає втрати конденсату пари, що залежить від характеру технологічного процесу. Також є витoki різного роду в теплових мережах і

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						108
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

паропроводах, при продувці котла, а також неорганізовані періодичні втрати. Щоб забезпечити безперервну роботу технологічного процесу ТЕЦ необхідно заповнювати ці втрати. Звичайна неочищена вода з природнього водопроводу не підходить, тому що всі обладнання мають спеціальну арматуру, при якій треба оброблена вода від всіляких домішок.

Вибір методу обробки води і схеми водоочищення розробляється з умов вихідної води. Вираховується згідно вимог води для обладнання котлоагрегату та підживлення тепломережі. Також приймається до уваги якість конденсату з врахуванням особливостей та техніко-економічних рішень для проекрованої ТЕЦ.

2.6.4.3 Устаткування і методи хімводопідготовки

Задачею водопідготовки та організації водно-хімічного режиму на ТЕЦ є недопущення утворення накипу, відкладень, шламу та корозії на внутрішніх поверхнях теплоенергетичного обладнання. Існує два методи водо підготовки: хімічний та термічний.

Домішки, які надходять з котловою водою, можуть виділятися на внутрішніх поверхнях труб у вигляді накипу. Шлам прилипає до поверхонь нагріву. В котлах до забруднення на внутрішніх поверхнях найбільш піддаються екранні труби. Це призводить до погіршення теплопередачі та небезпечного перегріву металу. Важкорозчинні сполучення кальцію, магнію заліза та міді, які під впливом температури можуть розжаритися в трубах, можуть призвести до скорочення тривалості експлуатації обладнання.

Ці утворення відкладення утворюються в парових котлах та розділяються на три основні групи:

- кальцієві та магнієві відкладення (карбонатні, сульфатні, силікатні та фосфатні);
- залізоокисні, залізофосфатні, залізосилікатні відкладення;

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						109
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

– відкладення металічної міді та її накипів.

У всіх цих речовин, які розчиняються в котловій воді є здатність розчинятися в парі. Із збільшенням тиску пари збільшується утворення істинних парових розчинів. При тиску більше 6 МПа збільшується розчинність в парі оксидів заліза та кремнієвої кислоти. А при вищому тиску вони повністю розчиняються.

В проточній частині турбіни пара розширюється, звідси зменшується температура і тиск. Через це зменшується розчинна здатність пари і виділяється тверда фаза. В перших ступенях ПВТ відкладаються тільки CuO , Cu_2O , Na_2SiO_3 , Na_2SO_4 , $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Відкладення оксидів заліза виявляються у вигляді Fe_3O_4 та частково Fe_2O_3 . Кремнієва кислота, маючи добру розчинність в парі, виділяється в тверду фазу лише при значному зниженні тиску. Кремнієві з'єднання скупчуються, як правило, в ЦСТ та ЦНТ.

На поверхнях нагріву в неробочих котлах утворюються відкладення, які можна вивести шляхом водних, хімічних відмивок (гарячих або холодних)

Щоб заповнити втрати пари та конденсату обробляємо природну воду та починаємо з очищення домішок. Домішки можуть бути грубодисперсні та колоїдні.

Для видалення грубодисперсних домішок використовуються фільтри. В фільтрах встановлені освітлювачі, там і відбувається освітлення води. Намивні фільтри використовуються для очищення конденсату від корозії. Порошковий матеріал наливається в фільтр, потім відроблений забруднений шар разом із стисненим повітрям утилізується.

Колоїдні домішки видаляються за допомогою коагуляції. Таким чином обробка води відбувається за допомогою реагентів. Реагенти зменшують колоїдні частинки та утворюють грубо дисперсні пластівці, коагулянтами можуть бути сіркокислий алюміній, сіркокисле залізо та хлорне залізо.

Для кінцевого результату очищення води використовується зм'якшення за методом іонного обміну. Цей метод полягає в тому, що іонообмінні матеріали (іоніти) змінюють іонний склад води. Для цього воду, яка

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						110
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

обробляється, пропускається через фільтри, де вже запуснені іоніти. Там відбуваються процеси катіонування та аніонування (відповідно обмін катіонів та обмін аніонів).

В ролі катіонітів використовують речовини КУ-2 і сульфовугілля, а в ролі аніонітів АВ-17 і АІ-31.

На ТЕЦ встановлене обладнання для хімічного очищення води. Це обладнання забезпечує Н-катіонування та аніонування (треступінчатє) і декарбонізацію. Заздалегіть відбувається освітлення в фільтрі коагуляції. Там вода освітлюється до концентрації сульфатів, хлоридів та нітратів до 8 мг-екв/кг. Перша стадія аніонування виконується слабим аніонітом. Друга стадія полягає на Н-катіонування, там відбувається обмін катіонів на іон водню, які випадково проникли через першу стадію.

Для створення сприятливих умов видаляється вуглекислий газ із фільтра. Це для того щоб якісно поглиналась кремнієва кислота. Робиться це за допомогою плівкового декарбонізатора з насадкою кілець.

Третя ступінь Н-катіонування служить для обміну на H^+ катіона Na^+ , та виконується за допомогою слабого або сильного аніоніта. Аніоніт призначений для уловлення продуктів розчинення сульфокатіонітів та залишків H_2SO_4 при недостатній відмивці Н-катіонітового фільтра третьої ступені після регенерується водним розчином аміаку

2.7 Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва

На ТЕЦ, при спалюванні вугілля утворюються токсичні речовини, які впливають на навколишнє середовище. Для захисту населення та навколишнього середовища від шкідливих викидів проектується димарі. Крім того за санітарними нормами передбачається будівництво електростанцій не біля житлових районів. Довжина від станцій до житлових зон вираховується по кількості викидів сірки та азот. Також розташування залежить від рози

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						111
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

вітрів так, щоб концентрація шкідливих речовин в атмосфері не перевищувала допустимої норми.

Додаткові труднощі виникають при розташуванні ТЕЦ біля промислових підприємств у великих містах. В тих районах концентрація забруднюючих речовин в повітрі вже близька до граничних допустимих значень. У цих випадках сприятливий вплив робить широкий розвиток теплофікації в Україні, завдяки чому замість великого числа дрібних котельних, які не мають пристроїв для очищення димових газів, що викидаються, споруджують могутні теплоелектроцентралі, що розміщують при використанні сірчастого і багатозольного палива на значній відстані від житлових кварталів і промислових підприємств. На цих ТЕЦ встановлюють енергетичне устаткування і споруджують високі димарі.

Одним з основних засобів зменшення забруднення атмосфери шкідливими домішками, що викидаються через димарі ТЕЦ, є поліпшення розсіювання димових газів. Цьому сприяє зменшення числа димарів на ТЕЦ і збільшення їхньої висоти, а також швидкості газів на виході з гирла труби, що перешкоджає відхиленню потоку димових газів вниз. При великій висоті труб димові гази, винесені у високі шари атмосфери, продовжують поширюватися в них, унаслідок чого різко знижується концентрація шкідливих домішок у приземному шарі повітря.

Димарі розраховують на більш брудне паливо. В нашому випадку робимо розрахунок на мазут.

2.7.1 Розрахунок концентрації оксидів сірки

При спалюванні органічних палив виходить 99 % оксидів сірки у вигляді SO_2 і порядку 1 % у вигляді - SO_3 . Розрахунок викидів оксидів сірки з котлоагрегатів робимо в перерахуванні тільки на SO_2 , г/с:

$$M_{SO} = 0,02 \cdot B \cdot S^p \cdot (1 - \eta'_{so}) \cdot (1 - \eta''_{so}) \cdot [1 - \eta''_{so} \cdot (\tau_{op} \setminus \tau_{ка})], \quad (2.53)$$

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						112
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

де B – витрату натурального палива, т/рік чи г/с,

S^p - вміст сірки в паливі - $S^p = 3,1 \%$,

$\eta_{\text{дол-со}}$ - частка оксидів сірки, що зв'язуються золою в котлоагрегаті,

$\eta_{\text{со}}^I = 0,02$,

$\eta_{\text{со}}^{II}$ - частка оксидів сірки, що уловлюються мокрим

золоуловлювачем,

$\eta_{\text{со}}^{II} = 0,98$,

$\tau_{\text{ор}}$ - час роботи сіркоочищення, $\tau_{\text{ор}}=0$ (тому що немає сіркоочищення),

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

Витрата натурального палива енергетичними та водогрійними котлами:

$$B = B_{\text{ен.к.}} + B_{\text{в.к.}}, \quad (2.54)$$

де $B_{\text{ен.к.}}$ – витрата палива енергетичними котлами;

$B_{\text{в.к.}}$ – витрата палива водогрійними котлами;

$$B_{\text{ен.к.}} = Q_T / (Q_H^p \cdot \eta), \quad (2.55)$$

$$B_{\text{ен.к.}} = 8 \cdot 370 \cdot 10^3 / (37800 \cdot 0,91) = 86,052 \text{ кг/с};$$

$$B_{\text{в.к.}} = 4 \cdot 209 \cdot 10^3 / (37800 \cdot 0,913) = 24,223 \text{ кг/с};$$

$$B = 86,052 + 24,223 = 110,275 \text{ кг/с};$$

$$M_{\text{со}} = 0,02 \cdot 110275 \cdot 3,1 \cdot (1-0,02) \cdot (1-0,98) \cdot (1-0,98 \cdot 0) = 135,006 \text{ г/с}.$$

2.7.2 Розрахунок концентрації оксидів азоту

Спалювання органічних палив супроводжується утворенням оксидів азоту:

N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2 , N_2O_4 , N_2O_5 .

Найбільш стійким з них є NO_2 , тому розрахунок викидів оксидів азоту проводимо в перерахуванні на NO_2 .

Механізм утворення оксидів азоту залежить від складових азоту в паливі і повітрі. У зв'язку з цим оксиди азоту підрозділяються на паливні і повітряні.

Сумарна кількість викидів оксидів азоту в т/рік чи г/с визначаємо за рівнянням:

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot B \cdot Q_n^p \cdot K \left(1 - \frac{q_4}{100} \right) (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2, \quad (2.56)$$

де K – враховує тип котла та його продуктивність

$$K = \frac{12 \cdot D_k}{200 + D_k}, \quad (2.57)$$

Для котлів паропроодуктивністю більше 420 т/год:

$$K = \frac{12 \cdot 420}{200 + 420} = 8,129$$

B – витрата натурального палива, $B = 129000$ г/с;

Q_n^p – нижча теплота згорання на робочу масу, $(Q_n)^p = 38700$ кДж/кг,

q_4 – втрати тепла з механічним недопалом, $q_4 = 0\%$,

ε_1 – коефіцієнт, що характеризує ефективність впливу рециркуляції димових газів, $\varepsilon_1 = 0,01875$ (приймаємо з межі 0,0025 - 0,035),

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

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

τ_{NO} – час роботи азотоочищення,

$\tau_{ка}$ – час роботи котла

В даному проекті азотоочищення не використовується, і отже вираження $\eta_{NO}(\tau_{NO} \setminus \tau_{ка}) = 0$.

β_1 – коефіцієнт, що враховує якість палива

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47N^r, \quad (2.57)$$

N^r – вміст азоту в паливі на пальну масу, $N^r = 1,5\%$,

β_2 – коефіцієнт, що враховує конструкцію пальників, для вихрових пальників, $\beta_2 = 1,0$,

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

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						114
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ε_2 - коефіцієнт, що враховує зниження викидів No_x при багатоступінчастому спалюванні, тому що спалювання одноступінчате, то $\varepsilon_2=1,0$

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot 1,5 = 0,883;$$

$$M_{\text{No}_x}=0,34 \cdot 10^{-7} \cdot 8,2 \cdot 129000 \cdot 3870 \cdot (1-0,02) \cdot 0,883 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 1218 \text{ г/с.}$$

2.7.3 Вибір кількості і розрахунок висоти димарів

Найактуальнішим питання протягом всіх років є боротьба за чистоту повітря і поліпшення санітарно-гігієнічних умов промислових міст. Димова труба працює у важких умовах. Велике вітрове навантаження приходить на велику споруду. Димова труба є кінцевим етапом технологічного тракту ТЕЦ та ще й під впливом агресивних димових газів високих температур. Серед агресивних димових газів крім золи найбільш небезпечним є оксид сірки SO_3 .

Для надійної довго тривалості конструкції димової труби використовується конструкція оболонки, яка видержує вітрові та вагові навантаження і все передає на фундамент та на газовідводний ствол (сприймає вплив агресивних димових газів). Оболонка виконується монолітною залізобетонною, має конічну форму. Фундамент димової труби з того ж самого матеріалу.

Газовідвідний ствол також має конічну форму та прилягає до внутрішньої поверхні. На ТЕЦ, що працює на сірковому паливі димову трубу виконуються з кислотривкої цегли.

Футеровка - це додаткова обробка труби димоходу, яка повинна захищати внутрішню поверхню труби від зайвого нагрівання, хімічних і механічних пошкоджень. Тобто, основна її мета - продовження терміну служби димаря і захист її від пошкоджень. Виконується окремими ділянками висотою 10 м та спирається на консолі.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						115
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Для підвищення надійності труби, що сприймає агресивні гази виконується вентиляційний зазор товщиною 200-400 мм між оболонкою і футеровкою. В нього за допомогою вентилятора подається повітря, нагріте в парових калориферах до 60-80 °С.

Висота димаря визначається по рівнянню:

$$H = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \left(\frac{M_{NO}}{ПДК_{NO}} + \frac{M_{SO}}{ПДК_{SO}} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V_F \cdot \Delta T}}} \quad (2.58)$$

де А - коефіцієнт , що залежить від температурної стратифікації атмосфери даного району, що визначає умови вертикального і горизонтального розсіювання шкідливих речовин, А = 160;

F- безрозмірний коефіцієнт, що враховує швидкість осадження шкідливих речовин в атмосфері, F=2,0;

m, n - безрозмірні коефіцієнти, що враховують умови виходу із джерела димових газів,

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{f} + 0.34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (2.59)$$

де f - параметр, що визначаємо по формулі :

$$f = \frac{\omega_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T} \cdot 10^3 \quad (2.60)$$

ω_0 - швидкість димових газів на зрізі димаря,

$$\omega_0 = 2,6 \cdot \sqrt[3]{\frac{\Delta T \cdot D_0}{100 \cdot i + 8 \cdot \lambda}} \quad (2.61)$$

де І - звуження труби, І = 0,01-0,015, приймаємо І = 0,012;

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

D₀ - внутрішній діаметр устя димаря,

H - геометрична висота димаря. Приймаємо в першому наближенні H=180 м,

Z - число димарів, Z = 2,

ΔT - різниця температур димових газів і навколишнього повітря

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						116
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$T = T_{\text{ух.г}} - T_{\text{окр.в.}} \quad (2.62)$$

$T_{\text{ух.м.}}$ - температура димових газів, що ідуть, $T_{\text{ух.м.}} = 130 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$T_{\text{окр.в.}}$ - середня температура опівдні самого жаркого місяця,

$$T_{\text{окр.в.}} = 23,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta T = 130 - 23,7 = 106,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

V_{Γ} – об'ємна витрата димових газів,

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} \cdot \omega_0 \quad (2.63)$$

Параметр n визначається в залежності від величини:

$$\nu_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}{H}} \quad (2.64)$$

ПДК - гранично припустима концентрація шкідливих викидів:

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

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

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

- обчислюємо швидкість димових газів на зрізі димаря:

$$\omega_0 = 2,6 \cdot \sqrt[3]{\frac{106,3 \cdot 8,4}{100 \cdot 0,012 + 8 \cdot 0,05}} = 21,41 \text{ м/с}$$

- обчислюємо параметр f :

$$f = \frac{21,41^2 \cdot 8,4}{180^2 \cdot 106,3} \cdot 10^3 = 1,12$$

- обчислюємо об'ємну витрату димових газів:

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi \cdot 8,4^2}{4} \cdot 21,41 = 1,186 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{с}$$

- обчислюємо параметр ν_M

$$\nu_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,186 \cdot 10^3 \cdot 106,3}{180}} = 5,77 > 2 \Rightarrow n = 1,0$$

- обчислюємо безрозмірний коефіцієнт m :

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						117
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,12} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,12}} = 0,885$$

- обчислюємо висоту димаря в першому наближенні:

$$H = \sqrt{160 \cdot 2 \cdot 0,885 \cdot 1 \cdot \left(\frac{833,74}{0,085} + \frac{170,82}{0,5} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{2}{1,186 \cdot 10^3 \cdot 106,3}}} = 269 \text{ м}$$

У першому наближенні одержали висоту димаря $H = 269$ м. Далі приймаємо $H=269$ м і аналогічно повторюємо розрахунок.

Остаточно одержуємо $H = 285$ м

Отриману висоту димаря $H = 285$ м округляємо до стандартної величини $H=320$ м.

У результаті проведеного розрахунку димаря визначена його висота:

$$H = 320 \text{ м.}$$

Отже, отримуємо дві труби по 160 м.

2.8 Вибір майданчика будівництва і генплан ТЕЦ

Райони спорудження ТЕС визначаються народногосподарськими планами, схемами розвитку енергосистем і теплопостачання [1].

Майданчик для теплової електростанції обирають по можливості ближче до споживачів електричної і теплової енергії. Не далеко має бути місце видобутку палива і джерела водопостачання. Розташовують на землях, де немає корисних копалин та незатоплених водами. Рельєф на території повинен бути рівним, або різниця не повинна перевищувати 2-4 м.

Територія електростанції повинна мати достатні розміри для розміщення всіх необхідних споруджень і пристроїв. Для проекрованої ТЕЦ площа складає 24,8 га. При спорудженні електростанції її територію вирівнюють. Територія електростанції повинна мати надійний міцний ґрунт, що допускає тиск на нього від будівельних споруджень приблизно не менше, ніж 0,2 – 0,25 МПа.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						118
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Рівень ґрунтових вод майданчика ТЕС повинен бути на 3 – 4 м нижче рівня планування місцевості, тобто не вище звичайного рівня залягання фундаментів будинків і устаткування підвалів. У іншому випадку приходится здійснювати гідроізоляцію підземних частин будинків і споруджень.

Поблизу електростанції мають бути розташовані залізничні магістралі, по яких передбачається підвіз палива, а також устаткування, будівельних конструкцій і матеріалів.

При виборі майданчика будівництва повинно бути забезпечено:

- зручне примикання залізничних шляхів до електростанції;
- зручний вивід ліній електропередачі високої напруги й електричних кабелів, трубопроводів пари, гарячої води (теплопроводів), шлакозолової пульпи, технічної, санітарної і зливової каналізації і т.д.;
- відсутність близько розташованих аеродромів ;
- можливість спорудження димарів необхідної висоти.

Для проектованої ТЕЦ вищевказані вимоги виконуються.

Місце і майданчик для спорудження ТЕС вибирають на підставі техніко-економічного порівняння ряду варіантів.

Генеральний план електростанції представляє собою план розміщення на основному виробничому майданчику електростанції її основних та допоміжних споруд. Генплан включає в себе крім виробничого майданчику джерело та систему водопостачання, жиле селище, примикаючі залізничні колії та автодороги, виводи ліній електропередач, електричних кабелів та теплопроводів, паливний склад.

В генплані електростанції поруч з основною територією передбачені місця для будівельно-монтажного полігону, на якому виконують збірку залізобетонних та сталевих конструкцій будівель. Також для проектованої ТЕЦ мають вільні місця для забудівель (розширення) головного корпусу у випадку збільшення потужності електростанції більше проектної .

Між будівлями, споруд та установками в генплані передбачають необхідні пожежні розриви і проїзди.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						119
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Окремі будівлі, споруди та установки розміщують по можливості у відповідності з основним технологічним процесом перетворення енергії на електростанції. Так, димова труба споруджена між котельним цехом та піковою водогрійною котельною, підвищувальні трансформатори розташовані біля фасадної стіни машинного залу.

Важливим фактором для правильного розміщення споруджень електростанції на генплані є пануючий напрямок і сила вітру, що характеризуються «розою вітрів». Під «розою вітрів» у метеорології розуміють графічне зображення відносного розподілу чи повторюваності значень середніх (чи максимальних) швидкостей вітру за багаторічний період спостережень, по восьми напрямках. «Розу вітрів» зображують у вигляді восьми векторів-радіусів, спрямованих до однієї загальної центральної крапки по сторонах світу: з півночі на південь, із заходу на схід, з півдня на північ, зі сходу на захід, з північного сходу на південний захід і т.д.

На проектуєчій ТЕЦ відкритий розподільчий пристрій розташований перед фасадом машинної зали. Дві градирні розміщені зі сторони постійного торця головного корпусу біля службового корпусу. Паливне господарство, пристрої розвантажування і перевантажування розміщені вздовж фасаду котельного відділення. Вхід на електростанцію а також службовий корпус розміщені зі сторони постійного торця і з'єднуються з головним корпусом перехідним містком.

Основні характеристики генерального плану.

Коефіцієнт забудови $F_{\text{заб}}$:

$$F_{\text{заб}} = (F_{\text{буд}} / F_{\text{ог}}) \cdot 100 \%, \quad (2.65)$$

де $F_{\text{буд}}$ – площа, що зайнята будівлями, м^2 ;

$F_{\text{ог}}$ – площа в огорожі, м^2 .

$$F_{\text{заб}} = (48400 / 248000) \cdot 100\% = 20 \%$$

Коефіцієнт використання території $F_{\text{в.т.}}$:

$$K_{\text{в.т.}} = (F_{\text{спор}} / F_{\text{ог}}) \cdot 100 \%, \quad (2.66)$$

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

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						120
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$F_{ог}$ – площа в огорожі, m^2 .

$$K_{в.т.} = (115000/248000) \cdot 100 \% = 46 \%$$

Питома площа в огорожі $f_{уд}$:

$$F_{пит} = F_{ог} / N_E, \text{ га/100 МВ}, \quad (2.67)$$

де $F_{ог}$ – площа в огорожі, га;

N_E – електрична потужність станції, сотні МВт.

$$f_{ог} = 24,8/3,7 = 6,7 \text{ га/100 МВт}$$

2.9 Висновок:

В результаті проведеного аналізу тепломеханічної частини ТЕЦ міста Кривий Ріг встановлено, що обладнання ТЕЦ знаходиться в задовільному технічному стані. Однак, існують певні резерви для підвищення ефективності роботи.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						121
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

3. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТРУБОПРОВОДІВ

3.1 Схема прокладки паропроводів на ТЕЦ

На ТЕС використовуються секційні схеми паропроводів з перехресними з'єднаннями. Секційна система характеризується тим, що турбіна і парогенератор утворюють секцію і можуть працювати незалежно від решти паропроводу (рис. 3.1). Кожна секція має відведення до комутаційної магістралі, яка формує загальний резервний котел для станції. Якщо це використовується, потужність парогенератора і витрата пари на турбіну повинні бути достатніми.

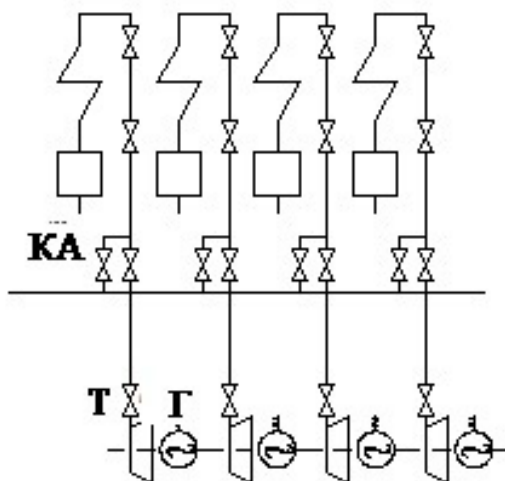


Рис.3.1 – Секційна схема прокладки паропроводів ТЕЦ

Під час нормальної роботи ТЕЦ клапани відгалуження закриті, і пара не проходить через лінію перемикавання.

Коли турбіна перемикається з парогенератора на резервний парогенератор, лінія перемикавання використовується, але робота інших секцій (котла і турбіни) залишається незмінною. Лінія перемикавання нагрівається і знаходиться під тиском. Зазвичай кожна секція має одну турбіну і один парогенератор.

Кількість запірних клапанів повинна бути мінімальною, але пошкодження одного клапана не повинно призводити до аварійної зупинки

станції з нульовим навантаженням. Для безпеки і надійності відключення обладнання, наприклад, для проведення ремонтних робіт при тиску пари вище 6 МПа, послідовно встановлюються два клапани. Робочі клапани паропроводу мають електричний привід..

3.2 Типи станційних трубопроводів

Трубопровідні системи включають труби, з'єднання та фітинги, компенсатори теплового розширення, запірну арматуру, регулюючі клапани, запобіжні клапани, рухомі та нерухомі фітинги, підвіски, ізоляцію та покриття.

Залежно від типу транспортного середовища, трубопроводи можна розділити на наступні категорії.:

- паропроводи;
- водопроводи;
- повітроводи;
- газопроводи і газоходи;
- мазутопроводи;
- мастилопроводи;
- пилепроводи.

Паропроводи поділяються на «високотемпературні» та «низькотемпературні». До трубопроводів гарячої пари відносяться трубопроводи від парогенератора до турбіни і від входу до регенеративних підігрівачів, допоміжних механізмів, РОУ, мазутних установок тощо.

Трубопроводи холодної пари використовуються для подачі пари від турбіни, наприклад, для вторинного перегріву після РОУ. Водоводи включають лінії живлення парогенераторів, випарників і теплообмінників, конденсатопроводи для основного і допоміжного обладнання, циркуляційні, дренажні і скидні трубопроводи.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						123
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Труби та фітинги виготовляються відповідно до певних значень тиску та температури. При підвищенні температури робочої рідини тиск необхідно знижувати. Номінальний тиск - це тиск, на який розрахований трубопровід при температурі 200°C. Допустиме падіння тиску з підвищенням температури визначається якістю сталі. Зварні з'єднання використовуються на теплових електростанціях. Зварні з'єднання зменшують втрати охолоджувальної води, спрощують і здешевлюють ремонт і монтаж, а також підвищують надійність трубопроводу.

3.3 Арматура та захисні пристрої трубопроводів

Арматура - важливий елемент трубопроводу. За конструкцією і призначенням арматура виконується:

- запірною;
- регулюючою;
- запобіжно-захисною.

Їх розробка спрямована на спрощення монтажу, підвищення пропускної здатності та надійності, зменшення гідравлічного опору.

Запірна арматура призначена для перекриття окремих ділянок трубопроводу і зупинки потоку холодоагенту.

Регулюючі клапани дозволяють змінювати витрату і параметри холодоагенту шляхом зміни прохідного перетину трубопроводу.

Запобіжна і захисна арматура використовується для захисту обладнання і трубопроводів від неприпустимого підвищення тиску, зворотного потоку середовища і потрапляння води в турбіну.

Запірна арматура встановлюється перед регулюючими клапанами на лінії подачі пари до турбіни для запобігання холостого ходу турбіни при скиданні навантаження після попереднього підігріву і для захисту турбіни при відкритті байпасної лінії відведення звалищного газу.

Регулюючі клапани використовуються для відбору проб середовища і контролю рівня.

Арматура з номінальним діаметром 50 мм або більше і температурою 120°C або більше повинна бути виготовлена тільки зі сталі; використання чавуну заборонено. Трубопроводи встановлюються на опорах і покриваються антикорозійним та ізоляційним матеріалом..

3.4 Опори, підвіски і теплова ізоляція трубопроводів

Для монтажу трубопроводу використовуються нерухомі та рухомі опори. Нерухомі опори надійно утримують трубопровід на місці. Рухомі опори дозволяють трубопроводу переміщатися по вертикалі або горизонталі.

Максимальна відстань між опорами трубопроводу визначається шляхом розгляду трубопроводу як балки, розміщеної на двох опорах і підданої рівномірно розподіленим навантаженням (вага труб, ізоляції та теплоносія). Відстань між опорами залежить від номінального діаметра і становить від 3,5 м до 7 м. Опори не можна встановлювати під зварними з'єднаннями.

Теплоізоляційне проектування обладнання та трубопроводів, що не входять в комплект поставки основного обладнання, виконується відповідно до вимог СНіП 41-03-2003 [29].

В якості основного ізоляційного шару для обладнання, арматури та трубопроводів можуть бути використані наступні матеріали:

- енергоізоляційний шнур;
- базальтовий прошивний енергетичний матрац (матрац), покритий скловолокном або кремнеземною тканиною;
- енергетичний шовний матрац без підкладки;
- енергоізольовані циліндри з покриттям з алюмінієвої фольги з внутрішнім діаметром 18-89 мм;
- енергоізольовані циліндри класу 110 з внутрішнім діаметром від 18 до 219 мм;

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						126
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

– енергоізолювані плити.

В якості шару покриття можуть бути використані наступні матеріали:

- оцинкований листовий метал;
- листи з алюмінію та алюмінієвих сплавів.

Всі ізоляційні матеріали, що використовуються, повинні бути сертифіковані (необхідний сертифікат пожежної безпеки та сертифікат відповідності якості продукції).

Остаточний вибір ізоляційного матеріалу повинен бути зроблений на етапі розробки робочої документації.

Всі зовнішні поверхні трубопроводів, арматури та обладнання з вуглецевої сталі, що підлягають ізоляції, повинні бути підготовлені до фарбування відповідно до вимог ГОСТ 9.402-2004 [30], а потім покриті захисним шаром лакофарбового матеріалу згідно з додатком до ГОСТ 9.401-2004 [31].

Безпека працівників при виконанні малярних робіт повинна бути забезпечена відповідно до вимог ГОСТ 12.3.016-87 [32].

Як лакофарбові матеріали перед фарбуванням ізоляції на обладнанні, арматурі та трубопроводах можна використовувати такі матеріали:

- для охолоджувальної води з температурою 70-400 °С - емаль КО-811 або аналогічна;
- для охолоджувальної води з температурою до 70 °С - ґрунтовка ГФ-021, емаль ПФ-115 або ґрунтовка БП-02 або аналогічні.

Внутрішні поверхні резервуара можна пофарбувати фарбою Polak-EP або аналогічним матеріалом.

Остаточний вибір лакофарбових матеріалів для антикорозійного покриття обладнання, арматури і трубопроводів повинен бути зроблений на етапі розробки робочої документації.

На трубопроводах, де температура стінки перевищує 45°C, слід застосовувати теплову ізоляцію. Теплова ізоляція повинна забезпечувати, щоб температура поверхні не перевищувала 45°C в зонах, доступних для

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						127
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

обслуговування. Там, де температура теплоносія перевищує $+50^{\circ}\text{C}$ всередині приміщення і $+60^{\circ}\text{C}$ зовні, трубопроводи, обладнання та механізми повинні бути покриті ізоляцією. Якщо температура навколишнього середовища всередині і зовні приміщення нижче $+25^{\circ}\text{C}$, зовнішня температура ізоляції повинна становити $45 \div 48^{\circ}\text{C}$; якщо обладнання знаходиться на відкритому повітрі, ця температура не повинна перевищувати 60°C . Ізоляція повинна бути знімною для періодичного огляду клапанів і трубопроводів.

Ізоляція магістрального трубопроводу і частин магістрального трубопроводу, що прилягають до нафто- і мазутопроводів, а також ізоляція фланців, циклонів, сепараторів, резервних зливних баків і дегазаційного обладнання, встановлених на відкритому повітрі, повинна бути виконана з металу або пластмаси з негорючим покриттям. Якщо тиск пари перевищує 14 МПа, трубопровід повинен бути облицьований корозійностійким металом.

Колір трубопроводу залежить від типу холодоагенту. Основні рідини і гази мають чорний колір, вода — зелений, пара — рожевий, повітря — синій, азот — вохристий, кисень — синій, інертні гази — фіолетовий, аміак — сірий, кислоти — оливковий, луги — сіро-коричневий, нафта — коричневий, рідке паливо — жовтий, горючі гази — помаранчевий, пожежні трубопроводи — червоний, а вакуум — світло-сірий.

Окрім того, трубопроводи маркуються різнокольоровими кільцями, літерами, стрілками тощо, які характеризують параметри та властивості середовища.

Трубопроводи, що працюють при високих температурах і тисках, реєструються і контролюються Держгірпромнаглядом, ведеться відповідна документація. Трубопроводи, що працюють при високих параметрах теплоносія і мають довгі прямі ділянки, мають високе температурне подовження, і для компенсації цього встановлюються спеціальні компенсатори: п-подібні, штуцерні і лінзові; компенсатори з використанням п-подібних труб є найбільш поширеними. Вони відрізняються високою надійністю і мають хорошу компенсаційну здатність. Їх недоліками є великі

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						128
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

розміри і високий гідравлічний опір. Найбільш надійними є гнуті компенсатори, а також природні коліна в трубопроводах [29].

3.5 Конструкція та експлуатація трубопроводів

Трубопроводи ТЕЦ складаються з прямих ділянок, запірної арматури, компенсаторів, опор та ізоляції.

Горизонтальні паропроводи повинні мати нахил не менше 0,002 у напрямку потоку охолоджувальної води і бути обладнані зливною арматурою та запірною арматурою. У верхній частині трубопроводу повинна бути встановлена система випуску повітря, а в нижній — дренажна система.

Радіус вигину колін і компенсаторів повинен бути щонайменше в 3,5 рази більшим за номінальний (зовнішній) діаметр труби. Більш круті вигини мають радіус, що дорівнює мінімальному (зовнішньому) діаметру труби, і виконуються методом гарячого волочіння або згинання на спеціальному обладнанні.

Для зменшення напружень при зварюванні та згинанні, а також для покращення пластичних властивостей металу коліна та зварні шви піддають термічній обробці металу (обов'язкова при $\delta_{\text{ст}} > 36$ мм). При цьому слід вжити заходів для усунення деформації при нагріванні металу.

Зібрані трубопроводи піддаються гідравлічним випробуванням для перевірки міцності та герметичності. Гідравлічні випробування проводять при температурі води не нижче $+5$ °С протягом не менше 5 хвилин. При випробуванні паропроводів, що працюють під тиском 10 МПа і вище, температура стінки труби під час випробування повинна бути не менше 10 °С. Паропроводи з внутрішнім діаметром понад 150 мм і температурою пари понад 300 °С обладнують індикаторами переміщення для контролю розширення трубопроводу і роботи опор.

Якість зварних швів перевіряється зовнішнім оглядом і контролем відповідно до норм проектування та випробувань. Підвідні трубопроводи

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						129
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

також перевіряються на наявність внутрішньої корозії під час регулярних оглядів.

Залишкова деформація внаслідок повзучості в паропроводах перевіряється під час періодичних оглядів. Мінімальна температура становить 450 °С для вуглецевих сталей; $t = 500$ °С для хромомолібденових сталей; і $t = 540$ °С для високолегованих жароміцних сталей.

3.6 Оцінка технічного стану трубопроводів

Питання надійності є однією з основних проблем сучасної теплової енергетики, оскільки більшість існуючого енергетичного обладнання теплових електростанцій відпрацювало свій ресурс ще під час проектування та виготовлення.

Подальша експлуатація такого обладнання у понаднормативний термін супроводжується збільшенням кількості відмов. Аварійні поломки та подальший ремонт потужного генеруючого обладнання призводять до значних економічних втрат через перебої у виробництві та низьку якість електроенергії. Значно зростають додаткові витрати матеріальних і трудових ресурсів на відновлення несправного обладнання, позапланові ремонти, перевитрати палива на роботу виробничих агрегатів та невиробничі шкідливі викиди в навколишнє середовище.

Найпоширенішими причинами відмов трубопроводів є: корозія та механічна втома металу трубопроводу, а також локальна втрата стійкості, міцності та герметичності стінки труби. Виникнення відмов зазвичай пов'язане з появою і розвитком дефектів, викликаних поєднанням різних структурних, технічних і експлуатаційних причин.

Зі збільшенням часу експлуатації зростає важливість можливостей визначення умов експлуатації трубопроводу електростанції за межами паркових ресурсів [33]. Такі ресурси визначаються як залишкові ресурси і

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						130
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

розподіляються на основі результатів індивідуальних обстежень одного трубопроводу або групи однотипних трубопроводів.

При досягненні терміну експлуатації проводять діагностику. Основним завданням діагностики технічного стану існуючого трубопроводу є виявлення нових дефектів, оцінка можливості і термінів подальшої експлуатації трубопроводу за наявності цих пошкоджень, а також розробка рекомендацій щодо усунення виявлених дефектів. Також буде проаналізовано експлуатацію трубопроводу, виміряно його фактичні розміри, вивчено структуру металу, властивості та накопичення пошкоджень, проведено дефектоскопію, розраховано напружений стан та залишковий ресурс компонентів. На основі результатів цих обстежень визначається індивідуальний термін служби.

Трубопроводи з дефектами, що перевищують допустимі значення, до подальшої експлуатації не допускаються. Подальша експлуатація таких трубопроводів буде дозволена, якщо їхній потенціал буде підтверджений результатами спеціалізованого науково-дослідного інституту.

Звіт повинен містити наступну інформацію:

- реєстраційний номер або номер місцезнаходження трубопроводу;
- компанія-власник;
- тривалість обстеження;
- прізвище, ініціали та посада експерта, який проводив обстеження;
- вид ремонтних робіт та результати обстеження;
- придатність трубопроводу до подальшої експлуатації, робочі параметри (допустимі значення: тиск, температура, середовище).

Основними завданнями комплексного експертного обстеження є оцінка поточного технічного стану трубопроводу, оцінка залишкового безпечного ресурсу експлуатації трубопроводу при досягненні ним нормативного терміну служби, а також формулювання висновків про технічний стан і залишковий безпечний ресурс експлуатації на основі діагностованого комплексу параметрів.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						131
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

При дослідженні технічного стану групи трубопроводів з однаковими конструктивними і матеріальними характеристиками, що експлуатуються в однакових умовах, будь-яке дослідження може бути проведене на трубопроводі з максимальним напруженням, а отримані результати можуть бути поширені на інші трубопроводи.

Початкова локалізація процесу руйнування зумовлена певними неоднорідностями та наявністю включень на поверхні металу, що призводить до утворення локальних корозійно-активних зон. Це призводить до утворення корозійно-індукованих механічних пітінгів та виразок, які розглядаються як потенційні джерела концентрації напружень. Електрохімічні процеси, що активуються механічними напруженнями, відіграють важливу роль на цій початковій стадії корозійного руйнування. Друга стадія руйнування матеріалу характеризується утворенням початкових тріщиноподібних дефектів, так званих фізично коротких тріщин, з наявної точкової корозії. Довжина тріщини не набагато перевищує відстань між основними мікроструктурними бар'єрами. На цій стадії корозійного руйнування зростає роль механічних факторів. Подальше прогресування корозійно-механічного руйнування призводить до поширення і злиття мікротріщин з подальшим утворенням макротріщин, які поширюються переважно в глибших частинах матеріалу. Коли вони досягають критичного розміру, це призводить до спонтанного катастрофічного руйнування елемента конструкції.

Слід зазначити, що деякі елементи конструкцій мають граничні стадії корозійно-механічного руйнування залежно від їхніх геометричних розмірів та умов експлуатації. Наприклад, для тонкостінних трубопроводів стадії корозійно-механічного пітінгу та макротріщиноутворення є визначальними при оцінці їх працездатності та довговічності. У той же час, для трубопроводів з товщиною стінки в кілька десятків міліметрів (наприклад, трубопроводи водопостачання на теплових електростанціях) стадія розвитку

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						132
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

макротріщин у напрямку до більш глибоких частин матеріалу визначає залишковий термін служби.

Тому для розробки експертної системи технічної діагностики елементів конструкцій трубопроводів необхідний метод оцінки корозійно-механічного пошкодження металу на кожній стадії руйнування матеріалу.

В експлуатованих трубопроводах процес корозійного розтріскування під напругою (КР) розтягується на десятиліття. Якщо у старих трубопроводах корозійне руйнування під напругою відбувається після 40 років експлуатації, то зараз цей процес «помолодшав» завдяки міцності трубної сталі, внутрішньому тиску та зростанню діаметру труби, спричиняючи пошкодження менш ніж через 20 років експлуатації труби.

За цей час процес проходить наступні стадії:

- зародження колонії поверхневих мікротріщин на мікрodefектах на зовнішній поверхні труби;
- мікротріщини ростуть і стають макротріщинами довжиною в кілька міліметрів;
- сусідні тріщини зливаються і утворюють хвилясті тріщини довжиною в кілька десятків міліметрів;
- утворюється основна тріщина, яка прогресує до критичного розмір;
- основна тріщина катастрофічно раптово зростає і труба руйнується.

Три фактори повинні діяти одночасно для того, щоб відбувався процес СК:

- наявність достатнього рівня розтягуючих напружень (нещодавно було визнано важливість циклічної складової цих напружень);
- наявність корозійного середовища (колонії тріщин СК часто спостерігаються в місцях, де захисне покриття труби було пошкоджено);
- матеріал має таку природу, що не може протистояти корозії під напругою (одним з таких матеріалів є трубна сталь).

За відсутності цих факторів процес УЗК стає неможливим. Під час експлуатації метал труби постійно піддається впливу навантажень,

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						133
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

температури і навколишнього середовища, що призводить до зміни механічних властивостей і розвитку локальних дефектів. Дослідження показали, що при таких рівнях навантаження можуть відбуватися мікропластичні процеси, які з часом (десятиліттями) призводять до деформаційного старіння і, як наслідок, погіршення стану металу труби.

Сукупний вплив двох факторів — робочого середовища і часу експлуатації — значно знижує стійкість матеріалу до циклічного розтріскування, як за швидкістю поширення тріщин, так і за граничними і критичними значеннями.

Це відображає зниження тріщиностійкості та опору росту втомних тріщин сталей загалом. Слід зазначити, що параметри механіки руйнування є найбільш чутливими до експлуатаційної деградації властивостей конструкційних сталей. Це стосується, перш за все, короточасної статичної тріщиностійкості КС, яка дозволяє більш точно визначити механічну рушійну силу поблизу вершини втомної тріщини, та ефективного порогу втомленості, який визначається з урахуванням закриття втомної тріщини, що, як відомо, є структурно нечутливою властивістю для центральної частини КДВР. Тому ця ділянка повинна бути менш чутливою до зміни стану металу внаслідок тривалої експлуатації.

Якщо експерименти проводити, зменшуючи частоту циклічного навантаження, то чутливість центральної частини корпусу реактора до впливу корозійного середовища показує протилежну ситуацію. Це пояснюється появою статичних факторів у процесі корозійної втоми, тобто отриманий МСЕ відображає схильність експлуатаційного матеріалу до корозійно-статичного поширення тріщин. Під час експлуатації трубопроводу тріщини можуть поширюватися від початкової стадії до значних розмірів. Це означає, що термін служби трубопроводу, ослабленого тріщинами або колоніями тріщин на поверхні трубопроводу, визначається часом, необхідним для того, щоб магістральні тріщини вирости від початкового

розміру до критичного. Іншими словами, залишковий ресурс таких трубопроводів буде визначатися швидкістю поширення тріщин.

Залишковий ресурс трубопроводу, що зазнав корозії під напруженням, повністю визначається швидкістю поширення тріщини і може бути розрахований шляхом інтегрування рівняння, показаного на рисунку 3.2

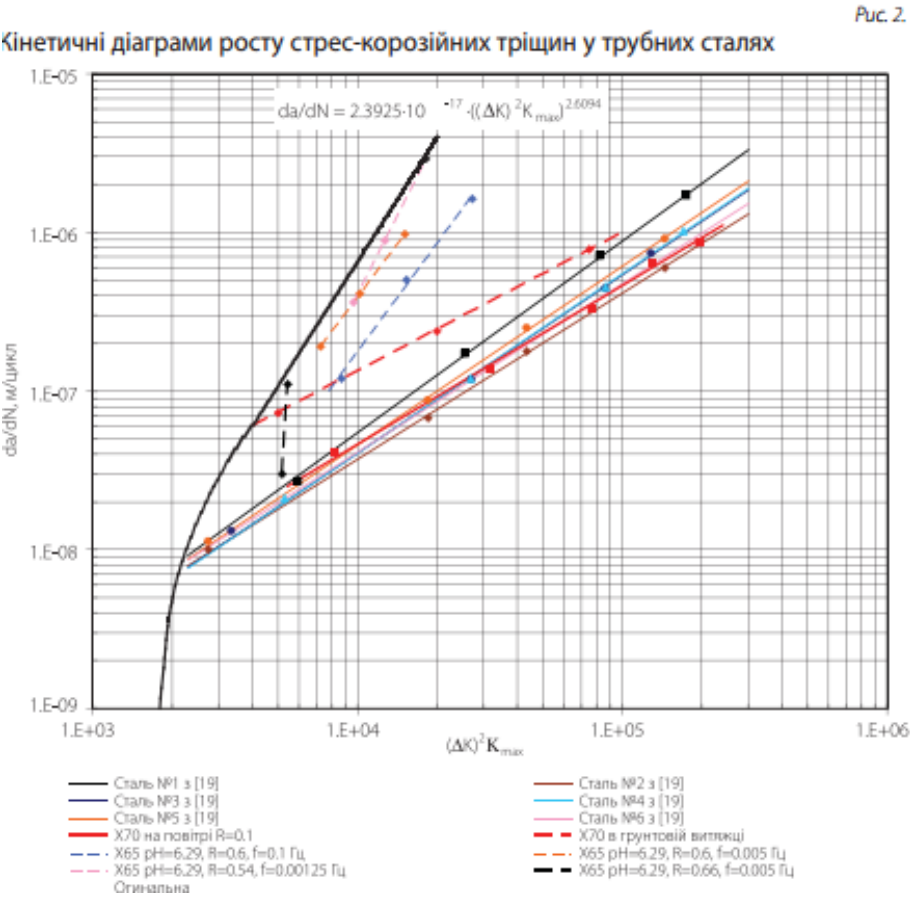


Рис. 3.2 - Кінетичні діаграми росту стрес-корозійних тріщин у трубних сталях

Циклічне навантаження виникає з двох причин:

- добові коливання внутрішнього тиску під час нормальної експлуатації;
- періодичне відключення трубопроводу з падінням тиску до нуля і подальшим підвищенням до номінального.

Виникає проблема схематизації фактичного спектру навантажень, що на практиці є дуже складним завданням. Схематизація навантажень є одним з

ключових питань при визначенні ресурсу, і від того, як вона виконана, значною мірою залежать результати розрахунків та оцінка залишкового ресурсу.

Висновок

У минулому пошкодження внаслідок корозії під напругою виникали у старих трубопроводах після 40 років експлуатації, але зараз цей процес «омолодився» до такої міри, що пошкодження виникають після менш ніж 20 років експлуатації. Аналіз експлуатаційних пошкоджень елементів конструкцій трубопроводів різного призначення показав, що основними особливостями виникнення пошкоджень є, по-перше, їх фіксована локалізація, яка залежить від властивостей поверхні металу, і, по-друге, їх стадія.

4 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

Основними завданнями охорони праці на ТЕЦ є створення безпечних та здорових умов праці виробничого персоналу, зниження ризиків отримання травм різної складності та професійних захворювань, що потребує обов'язкового дотримання вже існуючих вимог з охорони праці.

Охорона праці – це комплексна система, яка складається із законодавчих, соціально-економічних, технічних, санітарно-гігієнічних і організаційних заходів, які насамперед забезпечують безпеку та збереження здоров'я людини її працездатності в процесі праці.

Діюча система охорони праці в Україні регулюється Конституцією України, Законом України «Про охорону праці» та Кодексом законів про працю України. Цей список доповнює державні міжгалузеві та галузеві нормативні акти про охорону праці, яким надано чинність правових норм, які обов'язкові для виконання усіма установами та організаціями України.

ТЕЦ – це масштабне виробництво по експлуатації теплоенергетичного

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						136
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

обладнання, яке відноситься до об'єктів з підвищеним ризиком отримання травм та професійних захворювань персоналу, що потребує необхідності дотримання діючих нормативних вимог у сфері охорони праці при функціонуванні технологічного обладнання.

В даному розділі дипломного проекту пропонуються технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації спроектованого обладнання, а також визначенні основні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії і необхідні заходи з пожежної безпеки і профілактики.

4.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації спроектованого обладнання

Для забезпечення безпечної експлуатації котельного обладнання в проекті передбачені наступні технічні рішення та організаційні заходи:

- вибір технологічного обладнання і трубопроводів здійснюється за умови забезпечення характеристик на міцність як при експлуатаційних режимах, так і при аварійних;

- для огляду поверхонь нагріву на котлоагрегатах обладнані лазі прямокутної форми 500х600 мм;

- для барабанів та колекторів передбачено використання лазів та люків, при цьому в барабанах лазі мають овальну форму 300×400мм;

- враховуючи розміри котлоагрегату з розрахунків (ширина 36 м, висота 52 м) спроектовано по периметру котла драбини, з листової сталі товщиною 3-4 мм висоти котла, кут нахилу до горизонталі складає не більше 50°. Драбини оснащені перилами не нижче 0,9 м висотою із обшивкою знизу не менше 100 мм, і площадки для обслуговування через кожні 3-4 м висоти котла. Спроектовано також ліфти пасажирські вантажопід'ємністю трьох людей;

– для підйому і спуску робітників в димовій трубі використовуються драбини з сітками з чотирьох сторін. Вони знаходяться в шахті ходової частини по всій висоті, на 2,5 м вище рівня робочої зони;

– для екранних труб, пароперегрівачів та ін. теплообмінників передбачено кріплення до стінок та стелі котлоагрегату. Це дає можливість термічного розширення та кріпиться за допомогою пружинних деталей;

– для зручного обслуговування конвеєрів паливоподачі передбачені проходи вздовж і поміж паралельно встановленими конвеєрами, а також перехідні містки за вимогами [22];

– з боку захисту на стрічкових конвеєрах передбачено встановлення пристроїв захисту від пробуксовки. Сигналізацією та аварійним зупином обладнано на рахунок пробуксовки та перепоанення тачок на конвеєрах [22];

– для запобігання аварій, наприклад через підвищення тиску свіжої пари, на кожному котлоагрегаті передбачено встановлення чотирьох імпульсних запобіжних клапанів. Ці клапани мають трубопроводи, які захищають персонал від опіків при спрацюванні клапанів;

– для визначення тиску пари передбачено встановлення реєструючого манометра (клас точності 0,1) за пароперегрівачем, а також встановлення манометрів в таких місцях:

- перед регулюючим клапаном на живильній лінії;
- на всмоктуючій і нагнітаючій лінії циркуляційних насосів.

– передбачено встановлення термопар на кожному паропроводі до ГПЗ, на кожній секції пароперегрівача, на вході і виході з пароохолоджувача, при цьому кожна термопара підключена до реєструючого приладу [21];

– для запобігання виходу води з котла в живильний трубопровід передбачено встановлення запірної засувки, а також зворотного клапана [21];

– вся регулююча і запірна арматура має дистанційний привід [21];

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						138
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- елементи котлів та трубопроводів покриті тепловою ізоляцією з температурою зовнішньої поверхні стінки вище 45°C [20];
- обмуровка для котла та трубопроводів. Для котла з шамотної цегли марки ШБ та ШВ, а для трубопроводів - мінеральною ватою та базальтовим волокном;
- котлоагрегати обладнані автоматичними регуляторами;
- для котлоагрегатів за конструкцією передбачаються автоматичні системи захисту;
- встановлюється автоматична звукова сигналізація;
- котел оснащений вибуховими запобіжними пристроями, які встановлюються в стінках топки, останнього газоходу котла, економайзера і золоуловлювача;
- для видалення пароводяної суміші та газів, якщо не спрацювали клапани встановлені відводи. Вони встановлюються на запобіжних та вибухових клапанах котла та за межами робочих місць для безпеки працівників або можуть буди відгороджені;
- для виміру рівня води встановлені показники прямої дії, в кількості по 2 на кожен котел [23];
- для запобігання витікання шкідливих та вибухонебезпечних речовин (в місцях вентилів, фланцевих з'єднань, сальниках, тощо) передбачено встановлення захисних кожухів по всіх трубопроводах [21].
- всі трубопроводи і теплообмінні апарати обладнані повітряними клапанами у верхніх точках, а в нижніх точках і застійних зонах – дренажними пристроями, що сполучаються безпосередньо з атмосферою;
- для запобігання опіків персоналу, на отворах для встановлення форсунок передбачено розміщення екранів. Вентилі, що регулюють подачу палива і повітря до форсунок, та їх приводи – встановлюються в стороні від отвору [28];
- в приміщенні котельного відділення передбачено встановлення двох мостових кранів вантажопід'ємністю 50/10 т;

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						139
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- для ремонтних робіт використовуються вантажопід’ємні механізми та наземний транспорт;
- для обслуговування обладнання, що розміщене поза зоною дії мостових кранів, передбачаються місцеві електричні і ручні механізми;
- для ремонтних робіт в котлоагрегаті , а саме всередині топки та конвективній шахті передбачена підвісна люлька вантажопід’ємністю 300 кг, для ремонту РПП і його механізмів.

4.1.1 Електробезпека

Обладнання для ТЕЦ, що проектується в дипломній роботі, проводи, арматура та пристрої з різними напругами та номінальними параметрами задовольняють умовам роботи при нормальних режимах, перенапругах та коротких замиканнях.

Для забезпечення від небезпеки поразки електричним струмом персоналу на виробництві, в робочих зонах та приміщеннях існує можливість дотику до корпусів обладнання. Ці приміщення відносяться до третьої категорії «особливо небезпечні приміщення».

Для запобігання цього передбачені наступні технічні рішення:

1. Розроблені технічні рішення з попередження електротравм при контакті із елементами струму електрообладнання.

За нормативними документами передбачається:

- Використання чотирьохпровідних трифазних електромереж з глухозаземленою нейтраллю та зануленням (тип системи заземлення TN-C) з робочою напругою 220/380 В. А саме в головному корпусі станції та допоміжних спорудах.
- Виконання розподільних щитів в металевих шафах в закритому виді, клемні колодки мають бути захищеними спеціальними щитками.
- Всі електродвигуни повинні бути з короткозамкненими роторами.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						140
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- Закритий доступ до струмоведучих частин (схована електропроводка, прокладка кабелів в спеціальних жолобах).
- Використання малої напруги (аварійне освітлення 220 В, система місцевого освітлення 42 В, переносне освітлення 12В).
- Встановлені знаки, таблички та сигналізації на електроустановках для орієнтації при помилкових діях [26].
- Блокування допоміжного обладнання, що дозволяє розкрити комутаційну арматуру без відключення джерела. Це для забезпечення безпечної роботи та збереження блокування.
- Дистанційне керування механізмів двигуна здійснюється з ЩК. В двигунах, які дистанційно керуються з ЩК поряд з двигунами передбачено вимикачі аварійного відключення.
- Ізоляція струмоведучих частин з використанням поліхлорвінілової та іншої ізоляції, опір якої повинен бути не нижче 1 кОм/В.

2. Технічні рішення з недопущання електротравм при аварійних режимах роботи електроустановок.

До них відносяться наступні технічні рішення:

- Заземлення пристрою виконується контурним (внутрішній заземлюючий контур всередині приміщення, а зовнішній з'єднаний між собою у двох місцях мінімум).
- У чотирьопровідних трифазних мережах з глухозаземленою нейтраллю при напрузі до 1000 В використовується занулення (в якості занулюючих дротів використовуються нульові робочі дроти, металеві труби електропроводки, металеві конструкції для прокладки кабелів).

3. Електрозахистні засоби.

- При виконанні робіт на електроустановках передбаченно застосування пересувних вишок, автокранів, спеціального інструменту та інших засобів.
- Застосування електрозахисних засобів для захист працівників від ураження електричним струмом при обслуговуванні ЕУ (окуляри, рукавиці,

екрануючі комплекти (костюми з металізованої тканини), електромонтажний інструмент, боти, діелектричні штанги тощо).

4.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат робочої зони

Згідно ДСН 3.3.6.042-99."Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень" нормовані параметри мікроклімату: температура (t , °C); відносна вологість повітря (W , %); швидкість повітря в приміщенні (V , м/с); інтенсивність теплових випромінювань (W_t/m^2).

В таблиці 4.1 наведені санітарні норми мікроклімату для виробничих приміщень.

Таблиця 4.1 - Параметри мікроклімату

Період року	Температура, °С					Відносна вологість, %		Швидкість руху, м/с	
	оптимальна	допустима				оптимальна	Допустима на робочих місцях постійних і непостійних, не більше	оптимальна, не більше	Допустима на робочих місцях постійних і непостійних, не більше
		верхня границя		нижня границя					
		на робочих місцях							
		постійн	непостійн	постійн	непостійн				
Холодний	17-19	21	23	15	13	40-60	75	0,2	0,4
Теплий	20-22	27	29	16	15	40-60	70 (при 25°С)	0,3	0,2... 0,5

В проекті передбачаються наступні заходи та засоби, що забезпечують нормативні параметри:

- в приміщеннях спроектовано систему водяного опалення;
- системи опалення вироблені із водогазопровідних труб згідно ГОСТ 3262-75 і сталених електрозварювальних труб $D > 50$ мм за ГОСТ 10705-91;
- повітря для підігрівача забирається з вулиці в холодний період року, а у теплий – з приміщення котельної, чим і забезпечується вентиляція;
- ізоляція трубопроводів системи;

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³ згідно з рекомендаціями Співки німецьких інженерів (VDI) . Данні наведені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Граничнодопустимі концентрації (ГДК)

Компонент	CO ₂	O ₂	N ₂	Ar	Kr	Ne	He
Вміст, % (об.)	0,03...0,04	20,93	78,10	0,93	0,0001	0,0005	0,00001

В умовах дипломного проекту можливими забруднювачами повітря можуть бути мазутні пари, які виділяються під час зливу мазута, його підігріву та транспортуванні.

Для дотримання норм по складу повітря робочої зони в проекті передбачені наступні рішення:

- постійна робота витяжних установок, що обслуговують машинний для уникнення можливості утворення вибухонебезпечної ситуації;
- природна вентиляція приміщення за рахунок різниці;
- контроль складу повітря робочої зони;
- удосконалення обладнання, щоб зменшити виділення шкідливих.

4.3 Виробниче освітлення

Значення освітленості відповідно до норм ДБНВ.2.5-28-2006 приведено в таблиці 4.3

Таблиця 4.3 – Нормативні значення освітленості

Виробничі ділянки	Освітленість, лк
Котельне відділення	100
Площадки та сходи котлів	10
Приміщення БЩУ	200
Охоронне освітлення	0, 5

Для досягнення нормативного значення Е необхідно наступне:

- забезпечення робочого, аварійного та евакуаційного освітлення;
- як джерело освітлення використовувати газорозрядні лампи типу ДРЛ і лампи розжарення 220 В;
- в приміщеннях, де постійно знаходиться персонал, встановлюються люмінесцентні лампи;

4.4 Виробничий шум та вібрації

Згідно з [32,33] нормуються допустимі рівні звукового тиску $L = 20 \cdot \lg P_1 / P_0$ (P_1 - середньоквадратичне значення звукового тиску, Па за період часу, що розглядається, P_0 - значення звукового тиску на нижньому порозу чуттєвості в октавній смузі з середньгеометричною частотою 1000Гц). Залежить від характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами - ГС), або допустимі рівні звуку $L_{\alpha} = 20 \cdot \lg P_A / P_0$, дБА (P_{Ai} - середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції). Для умов, які розглядаються в проекті, допустимі рівні звуку не повинні перевищувати 80 дБА - див. таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 - Допустимі рівні звуку (дБА) та звукового тиску (дБ)

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску. Віддалення (дБ) в стандартних октавних смугах з середньоеометричними частотами									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	3	25	250	500	1000	2000	4000	8000	
ЩК	96	3	4	68	63	60	57	55	54	65
Постійні робочі місця в цеху	107	5	7	82	78	75	73	71	69	80
Приміщення керування і робочі кімнати	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60

Джерелами шуму є: парові турбіни, котли, компресори, помпи, трубопроводи.

Щоб значення параметрів шуму були допустимі проектом передбачено:

- встановлення всього обладнання на індивідуальних фундаментах з вібропоглинаючих матеріалів;
- встановлення фіксованих направляючих пристроїв в повітропроводах;
- облаштовано спеціальними знаками безпеки місця з підвищеною шумністю;
- ізоляція від шуму постійного робочого місця чергового;

Згідно [36] допустимі величини віброшвидкості (м/с) або віброприскорення (м/с²), або логарифмічний рівень віброшвидкості $L = 20 \cdot \lg V_1/V_0$, дБ (V_1 - середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с; $V_0 = 5 \cdot 10^{-8}$ м/с - початкове значення віброшвидкості), в залежності від частоти коливань, їх виду, напрямку, часу дії.

Джерелом вібрації можуть бути: парові турбіни, котли, компресори, та ін.

Допустимі параметри вібрації: по віброшвидкості – 0,0013 м/с; по віброприскоренню – 0,4 м/с²; рівень віброшвидкості – 94 дБ.

В таблиці 4.5 наведені параметри вібрації, виходячи з вібраційних характеристик обладнання

Таблиця 4.5 - Параметри вібрації, виходячи з вібраційних характеристик обладнання

Обладнання	Середньо-геометричні частоти полос	По віброприскоренню				По віброшвидкості			
		м/с ²		дБ		м/с ² ·10 ⁻²		дБ	
		1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
Помпи	50	0,42	0,9	62	69	0,15	0,24	92	94
Трубо-проводи	16-32	0,3	0,5	53	64	0,1	0,23	90	95
Компресори	52	0,44	0,95	64	71	0,20	0,26	94	96

Для зменшення вібрації передбачені такі заходи:

- використання вібростійкого обладнання;
- балансування роторів та валів за допомогою спеціальних вантажів;
- застосування еластичних прокладок, вставок, компенсаторів;
- облицювання підлоги віброізолюючими матеріалами;
- індивідуальні засоби захисту.

4.5 Виробничі випромінювання

В експлуатації в обладнанні виникає інфрачервоне (робота тепломеханічного обладнання) та ультрафіолетове(роботи по зварюванню) випромінювання.

Норми інфрачервоного випромінювання, такі як інтенсивність теплового випромінювання та ізоляція на постійних робочих залежності від категорії робіт приведені у відповідній документації [30].

Згідно з цього інтенсивність теплового опромінення на постійних та непостійних робочих місцях не повинна перевищувати: 35 Вт/м² при опроміненні 50 % поверхні тіла і більше; 70 Вт/м² - при опроміненні 25-50 % поверхні тіла і більше; 100 Вт/м² - при опроміненні не більше 25 % поверхні тіла.

На ТЕЦ передбачено рішення щодо захисту персоналу від негативної дії виробничих випромінювань:

- зовнішню теплову ізоляцію мають поверхні теплосилового обладнання з температурою носія більше 45 °С, а всередині приміщення та вище 60 °С;
- дистанційне управління;
- використання спецодягу при виконанні термінових робіт з неохолодженими агрегатами;
- екранування робочих зон;
- вентиляція повітря, це знижує дію шкідливого впливу випромінювання;
- використання індивідуальних засобів захисту.

4.6 Пожежна безпека та профілактика

На блоках ТЕЦ основною небезпекою для пожежу є паливо. Також небезпечним є і різноманітні мастила, які використовуються для обслуговування турбін та інших двигунів. Основними показниками пожежонебезпечності горючих речовин є:

- вугілля: $t_{\text{самовоспл.}}=600\text{ }^{\circ}\text{C}$, $K_{\text{H}}=3,0\%$, $K_{\text{B}}=15,0\%$;
- водень: $t_{\text{самовоспл.}}=510\text{ }^{\circ}\text{C}$, $K_{\text{H}}=4,0\%$, $K_{\text{B}}=75,0\%$;
- мазут М100: $t_{\text{всп.}}=120\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{самовоспл.}}=350\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{H}}=91\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{B}}=155\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- мастило трансформаторне: $t_{\text{всп.}}=135\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{самовоспл.}}=300\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{H}}=122\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{B}}=163\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- мастило турбінне: $t_{\text{всп.}}=184\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{самовоспл.}}=400\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{H}}=148\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{B}}=182\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Нижче приведена таблиця з перерахунком основних виробничих приміщень, категоріями та класами їх вибухопожежонебезпеки:

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						147
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.6 - Категорії приміщень і класи робочих зон приміщень з вибухопожежної та пожежної небезпеки (ДСТУ Б.В.1.1-36:2016, ПУЕ-2017)

Приміщення	Категорія	Мінімальна степінь вогнестійкості	Клас
Головний корпус	Г	2	-
Приміщення БЩК	Д	2	-
Закриті розподільні пристрої	В	2	П-I
Хімводоочистка	Д	2	-
Приміщення пікової котельні	Г	2	-
ГРП	А	2	В-1а
Прийомно-зливні пристрої мазуту	Д	2	В-II

Протипожежна профілактика, відповідно до норм [27-28], передбачає наступні нормативні вимоги:

1. На газопроводах використовується стальна арматура першого класу герметичності;
2. На газопроводах встановлюється запірна арматура;
3. Необхідно виконати ГРП з дотриманням усіх норм безпеки;
4. Для приміщення котлотурбінного цеху передбачена система сигналізації про можливе накопичення газу з виведенням сигналу на БЩК;
5. Будівлі виконані з незаймистих матеріалів;
6. Виконаний захист від блискавок ГК та ВРУ;
7. Ізоляцію поверхонь виконують склотканиною;
8. Опалення будівель та споруд, складів нафтопродуктів проводиться гарячою водою з температурою менше 150 °С.
9. Паропроводи до турбіни виконані з безшовних труб з мінімальною кількістю фланцевих з'єднань.

Для забезпечення протипожежного захисту передбачаються такі технічні рішення:

1. Головний корпус з незаймистих матеріалів або важко займаних утеплювачів;
2. Передбачені вантажопасажирські ліфти та сходи для швидкої евакуації;

3. Будівлі та споруди ТЕЦ, обладнуються мережами господарсько-протипожежного водопроводу і протипожежного водопроводу для автоматичних установок водяного пожежегасіння кабельних приміщень (сплінкерні та дренчерні) ДБНВ 2.5-56-2014;

4. Оснащення установками автоматичного (хімічного) пожежегасіння;

5. Згідно з нормам ISO 3941-2007 та ДСТУ 3675-98 передбаченні первинні засоби пожежогасіння: пінні вогнегасники типу ОХП-10, ОВП-10; вуглекислотні ОУ-2, ОУ-8; порошкові ОП-5, ОП-2; пісок;

6. В котлотурбінному цеху розміщені пожежні крани на основних відмітках обслуговування; для інших приміщень вони розташовані на опалюваних сходових клітках;

7. Встановлюються перегородки для трансформаторів з усіх сторін.

8. Забезпечення продувки генератора вуглекислим газом при аварійних ситуаціях та при планових зупинках;

9. Водень зберігається поза ПС на огороженій площадці;

Система автоматичного пуску пожежогасіння здійснюється для:

- кабельних приміщень (від датчиків пожежної сигналізації типу ДИП-12 з пультами ППС-3);

- трансформаторів блочних і власних потреб (релейний захист трансформаторів).

Керування системами пожежегасіння здійснюється від панелей пожежегасіння, встановлених в приміщенні ЦЩУ та на щиті управління.

Комунікації розділяються вогнестійкими перегородками. Також здійснюється захист від короткого замикання.

На всіх блоках ТЕЦ забезпечено виконання діючих вимог з пожежної безпеки у відповідності до НАПБ В.01.34-2005 – «Правила ПБ в компаніях та в організаціях енергетичної галузі України»

ВИСНОВКИ

У даній роботі описано проект теплоелектроцентралі (ТЕЦ) для забезпечення потреб у технологічній парі 1100 т/год (для підприємств) та гарячій воді 1200 МВт (для міст та житлових будинків).

На основі техніко-економічного обґрунтування проведено порівняння варіантів вибору основного обладнання, в якому найбільш економічно вигідним виявився варіант з двома протитисковими турбінами П-100-130-15 та двома турбінами-утилізаторами Т-175/120-130. Проект також включає розробку теплової схеми, вибір допоміжного обладнання, екологічні розрахунки, визначення висоти димової труби для екологічної безпеки, планування головного корпусу та допоміжних споруд, таких як паливне господарство і система технічного водопостачання. Графічна частина проекту включає теплову схему, план головної будівлі та генеральний план ТЕЦ.

Економічні розрахунки показали такі ключові показники:

- Співвідношення витрат умовного палива до теплової потужності: 38,99 кг/ГДж;
- Витрати умовного палива на виробництво електроенергії: 0,309 кг/кВт-год;
- Капітальні інвестиції: 657 млн доларів США;
- Операційні витрати: 380 млн доларів США на рік.

У роботі детально розглянуто переходи до інтеграції секторів та створення розумних енергосистем у централізованих системах опалення (DHS) за допомогою ТЕЦ, що розглядається як один з ключових способів зниження споживання викопного палива та досягнення кліматичних цілей. Роль ТЕЦ і ТЕС у декарбонізації DHS була досліджена на прикладі Марієхамну, столиці Аландських островів, де порівнювались різні сценарії декарбонізації з існуючою системою. Було виявлено, що волатильність цін на електроенергію та зміни на резервному ринку значно впливають на операційні витрати DHS, а в умовах нестабільності цін різні варіанти ТЕС стають важливими для зменшення ризику витрат.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						150
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Дослідження також підкреслює важливість ТЕС як основного компонента для зберігання теплової енергії, що дозволяє оптимізувати витрати, забезпечити гнучкість системи та мінімізувати витрати на опалення для кінцевого споживача. ТЕС дозволяє розділяти попит на тепло від коливань цін на електроенергію, що сприяє зниженню ризиків і дозволяє компаніям з централізованого опалення уникати високих цін. Крім того, НТТЕС можна використовувати для перетворення накопиченого тепла назад в електроенергію, хоча з досить низькою ефективністю (близько 50 %), або для утилізації промислових теплових відходів, що є перспективними напрямками для розвитку у галузі.

Проаналізовані сценарії вказують на те, що електрифікація DHS із залученням ТЕС та ТЕЦ рішень може бути економічно вигідною, особливо за умов низьких цін на електроенергію, як це було у 2020 році. Однак у 2022 році надзвичайна волатильність цін зробила цей підхід менш рентабельним. Системи з частковою або повною електрифікацією мають додаткові переваги, включаючи зменшення місцевих викидів, зниження залежності від імпорту палива та покращення інтеграції відновлюваної електроенергії в енергосистему.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Методичні вказівки / Укл. Скловская Є.Г. – К.: НТУУ "КПІ", 2000
2. Методичні вказівки/Укл. Скловська Є.Г. – К.: НТУУ "КПІ", 2007
3. Герман, Ю. М. Теплові мережі та опалення: навчальний посібник / Ю. М. Герман, В. В. Патлатий. - Київ: КПІ, 2018.
4. Теплотехніка: навчальний посібник / [М. М. Ващенко та ін.]. - Київ: Кондор, 2016.
5. Кротов, А. П. Теплові мережі та системи / А. П. Кротов. - Київ: Логос, 2015.
6. Чепур, Ю. В. Опалювальна техніка: підручник / Ю. В. Чепур. - Київ: Логос, 2012.
7. Технологія теплопостачання: підручник / [В. А. Романюк та ін.]. - Київ: Видавництво МДТУ, 2011.
8. Теплопостачання та вентиляція: навчальний посібник / [М. П. Манько та ін.]. - Київ: КПІ, 2009.
9. СН 245-71. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий.
10. Термодинаміка і теплообмін: підручник / [В. Д. Курпаєв та ін.]. - Київ: Логос, 2017.
11. Теплотехніка: навчальний посібник / [О. М. Бернштейн, О. В. Ганущак та ін.]. - Київ: Видавництво НТУ "ХПІ", 2008.
12. Енергетична ефективність і енергозбереження: підручник / [С. В. Сітников, І. І. Калашников та ін.]. - Київ: Видавництво "Інженерна думка", 2007.
13. Теплова енергетика: навчальний посібник / [Л. М. Бойко, Ю. В. Данильчук та ін.]. - Київ: Центр учбової літератури, 2006.
14. Теплова енергетика: підручник / [Г. І. Жигир, О. І. Кучеренко та ін.]. - Київ: Видавничий дім "Слово", 2005.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						152
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

15. Енергетика: навчальний посібник / [В. Д. Бобров, В. А. Ларін та ін.]. - Київ: Видавництво "Кондор", 2004.
16. Енергетичні системи теплових електростанцій: навчальний посібник / [М. О. Терещенко, В. С. Грабко, В. М. Грабко]. - Київ: Видавничий дім "Професіонал", 2016.
17. Теплоенергетичні системи та мережі: навчальний посібник / [Л. В. Горовий, О. Ю. Колодій, Ю. Є. Ярема та ін.]. - Київ: Видавництво "Кондор", 2014.
18. Основи теплової інженерії: навчальний посібник / [Ю. І. Кривошей, Л. О. Барабанов та ін.]. - Київ: Видавничий центр КНЕУ, 2013.
19. Енергозабезпечення: підручник / [А. Г. Криницький, С. М. Кравцов та ін.]. - Київ: Видавничий дім "Альтерпрес", 2012.
20. Основи експлуатації парових та водогрійних котлів: підручник / [В. І. Костенко, А. М. Климанський, В. А. Карпович та ін.]. - Київ: Ліра-К, 2009.
21. Енергетика та екологія: навчальний посібник / [О. І. Холодков, В. М. Шевчук, В. С. Трояновський та ін.]. - Київ: Видавництво "Літера ЛТД", 2017.
22. Електротехнічні матеріали і захист: навчальний посібник / [В. Я. Павленко, С. О. Кірюшов, В. І. Байгушев та ін.]. - Київ: Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет", 2016.
23. Енергоефективність в будівництві: навчальний посібник / [М. П. Сіренко, І. І. Гетьман, В. М. Коваленко та ін.]. - Київ: Видавничий дім "Професіонал", 2016.
24. Експлуатація електричних мереж: підручник / [Г. А. Смоляр, В. А. Гончар, В. О. Терещенко та ін.]. - Київ: Ліра-К, 2014.
25. Енергетична безпека: підручник / [О. П. Єрмаков, М. В. Белєй, О. О. Бондаренко та ін.]. - Київ: Видавничий дім "Професіонал", 2013.
26. Основи проектування теплових мереж: підручник / [І. Г. Постернак, О. Л. Барнаш, В. В. Приходько та ін.]. - Київ: Ліра-К, 2011.
27. Експлуатація електроустановок: підручник / [Ю. В. Марченко, В. В. Заремба, В. М. Клименко та ін.]. - Київ: Ліра-К, 2010.

					МД 24 144 21 06 ПЗ	Лист
						153
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

28. Методичні вказівки / Сост. Скловская Е.Г. – Київ: КПІ, 2000. – 52 с.
29. Горшков А.С. Техничко-економические показатели тепловых
30. Журнал “Теплоэнергетика”. – М.: Энергия, № 12, 1998. – 62 с.
31. автоматизация. – М.: Энергия, 1972. – 256 с.
32. Соловьев Ю.П. Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 200 с.
33. ДНАОП 0.03-3.14-85. Санітарні норми допустимих рівнів шуму на робочих місцях.
34. ДНАОП 0.00-1.03-93. Правила будови і безпечної експлуатації вантажопідійомних кранів.
35. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Держнаглядохоронпраці.
36. ГОСТ 12.4.026-76. Кольори сигналізацій і знаки безпеки.
37. ДНАОП 0.03-3.14-85. Санітарні норми допустимих рівнів шуму.

Додаток А

Перевірка магістерської дисертації на академічну доброчесність



National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv
Politech Institute

Дата звіту 12/18/2024
Дата редагування 12/18/2024

Документ прийнятий

Звіт подібності

метадані

Заголовок

Промислово опалювальна ТЕЦ для м.Кривий Ріг

Автор

Науковий керівник / Експерт

Дацик Євген гр. ТУ-31мп

Анатолій Бовсуновський

підрозділ

IATE, К-ра теплової та альтернативної енергетики

Тривога

У цьому розділі ви знайдете інформацію щодо текстових спотворень. Ці спотворення в тексті можуть говорити про МОЖЛИВІ маніпуляції в тексті. Спотворення в тексті можуть мати навмисний характер, але частіше характер технічних помилок при конвертації документа та його збереженні, тому ми рекомендуємо вам підходити до аналізу цього модуля відповідально. У разі виникнення запитань, просимо звертатися до нашої служби підтримки.

Заміна букв	B	272
Інтервали	A→	0
Мікропробіли	i	0
Білі знаки	␣	2
Парафрази (SmartMarks)	a	663

Обсяг знайдених подібностей

Коефіцієнт подібності визначає, який відсоток тексту по відношенню до загального обсягу тексту було знайдено в різних джерелах. Зверніть увагу, що високі значення коефіцієнта не автоматично означають плагіат. Звіт має аналізувати компетентна / уповноважена особа.



КП 1

10

Довжина фрази для коефіцієнта подібності 2

25283

Кількість слів

198582

Кількість символів

Подібності за списком джерел

Нижче наведений список джерел. В цьому списку є джерела із різних баз даних. Колір тексту означає в якому джерелі він був знайдений. Ці джерела і значення Коефіцієнту Подібності не відображають прямого плагіату. Необхідно відкрити кожне джерело і проаналізувати зміст і правильність оформлення джерела.

10 найдовших фраз

Копію тексту

ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	НАЗВА ТА АДРЕСА ДЖЕРЕЛА URL (НАЗВА БАЗИ)	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)	
1	https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/58349/1/Dacik_bakalavr.pdf	275	1.09 %
2	https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/58349/1/Dacik_bakalavr.pdf	249	0.98 %
3	https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/30059/1/Korneev_bakalavr.doc	235	0.93 %
4	https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/30059/1/Korneev_bakalavr.doc	187	0.74 %
5	https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/58349/1/Dacik_bakalavr.pdf	179	0.71 %
6	https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/58349/1/Dacik_bakalavr.pdf	157	0.62 %

Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

МД 24 144 21 06 ПЗ

Лист

155

ВІДОМІСТЬ МАГІСТЕРСЬКОЇ ДИСЕРТАЦІЇ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1	A4	—	Завдання на магістерську дисертацію	2	—
2	A4	НТУУ КПІ ДПБ.23.144.91354.ТЕЦ.ПЗ	Пояснювальна записка	180	—
3	A1	НТУУ КПІ ДПБ.23.144.91354.ТЕЦ.ПЗ	Теплова схема	1	—
4	A1	НТУУ КПІ ДПБ.23.144.91354.ТЕЦ.ПЗ	Розташування обладнання План на відм. 0,000	1	—
5	A1	НТУУ КПІ ДПБ.23.144.91354.ТЕЦ.ПЗ	Розташування обладнання Розріз 1-1	1	—
6	A1	НТУУ КПІ ДПБ.23.144.91354.ТЕЦ.ПЗ	Розташування обладнання Розріз 2-2	1	—
7	A1	НТУУ КПІ ДПБ.23.144.91354.ТЕЦ.ПЗ	Розташування трубопроводів. План на відм.0,000	1	—
8	A1	НТУУ КПІ ДПБ.23.144.91354.ТЕЦ.ПЗ	Розташування трубопроводів Розрізи 3- 3,4-4	1	—
9	A1	НТУУ КПІ ДПБ.23.144.91354.ТЕЦ.ПЗ	Пластинчатий теплообмінник ГВП. Креслення загального вигляду	1	—
10	A1	НТУУ КПІ ДПБ.23.144.91354.ТЕЦ.ПЗ	Схема газопроводів	1	—
11	A1	НТУУ КПІ ДПБ.23.144.91354.ТЕЦ.ПЗ	Схема автоматизації функціональна	1	—
12	A1	НТУУ КПІ ДПБ.23.144.91354.ТЕЦ.ПЗ	Специфікація обладнання	2	—

					МД 24 144 21 06 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Відомість магістерської дисертації		
Розробив		Дацик Є.Ю.					
Перевірів		Бовсуновський А.П.					
Т.Контр.		Рачинський					
Н. Контр.		Боженко М.Ф.					
Зав.каф.		Черноусенко О.Ю.					
					Літ.	Арк.	Аркушів
							1
					КПІ ім. Ігоря Сікорського Кафедра ТАЕ, Гр ТУ-31МП		