

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

ННІАТЕ
(повна назва факультету)
Кафедра ТАЕ
(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

До захисту допущено:
Завідувач кафедри

_____ **Ольга ЧЕРНОУСЕНКО**
(підпис) (Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)
«_____» _____ 2022р.

Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою «Теплоенергетика та
теплоенергетичні установки електростанцій
(спеціалізація)
зі спеціальності 144 «Теплоенергетика»
(код і назва спеціальності)

на тему:

«Модернізація газомазутних енергоблоків потужністю 800 МВт шляхом
переведення на тверде паливо»

Виконала: студентка II курсу, групи ТУ-11мп

Моленко Галина Василівна
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Науковий керівник: ст. викл., к.т.н. Шелешей Тетяна Вікторівна
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Консультанти:

з економічних питань доц., к.т.н., доц. Бойчук Наталка Яківна
(назва розділу) (посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

з питань охорони праці доц., к.т.н., доц. Каштанов Сергій Федорович
(назва розділу) (посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

з питань автоматизації ТП доц., к.т.н., доц. Нікуленкова Тетяна Володимирівна
(назва розділу) (посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Рецензент: **Технічний директор Діорцин Г.Р.**
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

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

(підпис)

Київ - 2022 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

НН ІАТЕ
(повна назва факультету)
Кафедра ТАЕ
(повна назва кафедри)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 144 «Теплоенергетика»
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»
(спеціалізація)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

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

« ____ » _____ 2022р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Моленко Галині Василівні
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Модернізація газомазутних енергоблоків потужністю 800 МВт шляхом переведення на тверде паливо»

науковий керівник дисертації к.т.н. Шелешей Тетяна Вікторівна,

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

затверджені наказом по університету від «07» листопада 2022 р. № 4067-с

2. Термін подання студентом дисертації 12.12.2022

3. Об'єкт дослідження теплова схема турбіни К-300-240

4. Вихідні дані Турбіна К-300-240, основне паливо – кам'яне вугілля, резервне мазут, технічне водопостачання – оборотне з градирнями

5. Перелік завдань, які потрібно розробити _____

Вступ, техніко-економічне обґрунтування проекту, тепломеханічна частина, автоматизація технологічних процесів, електротехнічна частина, охорона праці

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: Теплова схема, генеральний план ТЕЦ, компоновка головного корпусу, поперечний переріз корпусу, схема регулювання турбіни К-300-240, загальна електрична схема, схема АСУ ТП

7. Орієнтовний перелік публікацій _____

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
з економічних питань	Бойчук Н.Я., доцент		
з питань охорони праці	Каштанов С.Ф., доцент		
з питань автоматизації ТП	Нікуленкова Т.В., доцент		

9. Дата видачі завдання 08.09.2022

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	ТЕО вибору основного устаткування ТЕЦ	08.09.2022р.	
2	Розрахунки тепломеханічної частини	18.09.2022р.	
3	Вибір основного обладнання	29.09.2022р.	
4	Вибір допоміжного обладнання	09.10.2022р.	
5	Автоматизація технологічних процесів	13.10.2022р.	
6	Електрична частина станції	20.10.2022р.	
7	Охорона праці та техніка безпеки	01.11.2022р.	
8	Спеціальне питання «Удосконалення турбіни К-300-240 для збільшення електричної потужності ТЕС»	30.11.2022р.	
9	Оформлення записки і графічного матеріалу	10.12.2022р.	
10	Захист ДПС	26.12.2022р.	

Студент

(підпис)

Галина Моленко
(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Науковий керівник

(підпис)

Тетяна ШЕЛЕСЕЙ
(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

ВІДОМІСТЬ МАГІСТЕРСЬКОЇ ДИСЕРТАЦІЇ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на магістерську дисертацію	2	
2	A4	МД 22144.11.229 ПЗ	Пояснювальна записка		
3	A1	МД 22144.11.229 ТК	Теплова схема	1	
4	A1	МД 22144.11.229ТК	Генеральний план ТЕЦ	1	
5	A1	МД 22144.11.229 ТК	План головного корпусу	1	
6	A1	МД 22144.11.229 ТК	Поперечний переріз корпусу	1	
7	A1	МД 22144.11.229 ТК	Схема АСУ ТП	1	
8	A1	МД 22144.11.229 ТК	Загальна електрична схема	1	
9	A1	МД 22144.11.229 ТК	Схема регулювання турбіни К-300-240	1	

				МД 22.144.11.229		
	ПБ	Підп.	Дата	Відомість магістерської дисертації	Лист	Листів
Розробн.	Галина Моленко				1	1
Керівн.	Тетяна ШЕЛЕШЕЙ				КПІ ім. Ігоря Сікорського Каф. ТАЕ Гр.ТУ-11мп	
Тех. контр.	Леонід Бутовський					
Н/контр.	Тетяна НІКУЛЕНКОВА					
Зав.каф.	Ольга ЧЕРНОУСЕНКО					

**Пояснювальна записка
до магістерської
дисертаційна тему:**

«Модернізація газомазутних енергоблоків потужністю 800
МВт шляхом переведення на тверде паливо»

Київ - 2022 року

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	7
УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ ПРИЙНЯТІ В МАГІСТЕРСЬКІЙ ДИСЕРТАЦІЇ.....	8
ВСТУП.....	11
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ	13
1.1. Вступна частина.....	13
1.2. Розрахунок трудомісткості робіт з модернізації енергоблоку 800 МВт.....	13
1.3. Розрахунок часу виконання всієї роботи.....	13
1.4. Розрахунок витрат по модернізації енергоблоку 800 МВт переводом на тверде паливо	16
1.5. Ефективність впровадження проекту.....	19
2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА.....	22
2.1 Загальна характеристика ТЕС.....	22
2.2 Основне обладнання ТЕС	22
2.2.1 Турбіна тип К-800-240 ЛМЗ	22
2.2.2 Конструкція турбіни К-800-240 ЛМЗ.....	24
2.2.3 Котлоагрегат типу ТГ МП-204.....	26
2.3 Розрахунок теплової схеми другої черги Вуглегірської ТЕС	30
2.3.1 Розрахунок питомої витрати палива на ТЕС.....	45
2.4 Допоміжне обладнання енергоблоку	49
2.4.1 Турбінне відділення.....	49
2.4.2 Допоміжне обладнання котельного відділення.....	53
2.4.3 Деаераційна установка енергоблоку.....	57
2.4.4 Турбогенератор типу ТВВ-800.....	58
2.4.5 Компоновка головного корпусу ТЕС	59
2.5 Допоміжні господарства ТЕС	62

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Модернізація газомазутних енергоблоків потужністю 800 МВт шляхом переведення на тверде паливо	Літ.	Арк.	Акрушів	
Розроб.		Моленко Г.В.							
Перевір.		Шелешей Т.В.					6		
Т. контр.		Бутовський Л.С.				НТУУ «КП», НН ІАТЕ каф. ТАЕ гр. ТУ-11мп			
Н. Контр.		Нікуленкова							
Затверд.									

2.5.1	Технічне водопостачання	62
2.5.2	Паливне господарство ТЕС.....	63
2.5.3	Хімічна водопідготовка	64
2.5.4	Охорона навколишнього середовища	66
2.6	Площадка будівництва і генеральний план ТЕС.....	67
2.6.1	Генеральний план ТЕС	68
2.7	Модернізація і реконструкція енергоблока потужністю 800 МВт переводом на тверде паливо	70
3	ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	81
3.1	Схема електрична головна.....	81
3.2	Розрахунок параметрів елементів заступної схеми електричної станції.....	82
3.3	Розрахунок індуктивності системи	85
3.3.1	Розрахунок струмів КЗ на шинах РУ330.....	86
3.3.2	Визначення умов вибору і перевірки вимикача РУ 330 кВ.....	87
3.4	Вибір вимикачів на лінії місцевого навантаження.....	88
3.4.1	Вибір роз'єднувача РУ-330 кВ.....	90
4	АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ І АСУ ТП	91
4.1	Концепція управління технологічними процесами.....	91
4.2	Основні рішення автоматизації управління об'єктом.....	92
4.3	Організація управління котлом.....	92
4.4	Підсистема дискретного автоматизованого і дистанційного керування устаткуванням.....	94
4.5	Підсистема автоматичного управління.....	95
4.6	Комплекс технічних засобів (КТС) АСУ ТП і пристрої розподільного щита.....	98
4.7	Організаційна структура АСУ ТП.....	98
4.8	Опис функціональної схеми КВП тракту димових газів.....	99
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	101
5.1	Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації котельного обладнання	100

5.1.1 Електробезпека.....	102
5.1.2 Компоновка основного і допоміжного обладнання.....	103
5.1.3 Організаційні заходи з техніки безпеки.....	103
5.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії.....	104
5.2.1 Мікроклімат.....	105
5.2.2 Склад повітря робочої зони	105
5.2.3 Виробниче освітлення.....	107
5.2.4 Виробничий шум.....	108
5.2.5 Виробничі вібрації.....	109
5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях.....	110
5.3.1 Вимоги щодо організації ефективної роботи системи оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації.....	110
5.3.2 Обов'язки та дії персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації..	113
5.3.3 Пожежна безпека.....	114
ВИСНОВОК.....	116
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	119

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

АНОТАЦІЯ

У роботі розглянутий проєкт модернізації газомазутних енергоблоків потужністю 800 МВт шляхом переведення на тверде паливо для збільшення електричної потужності ТЕС, шляхом розрахунку підігрівача низького тиску та порівняння схем ПНТ.

В результаті проведених розрахунків отримані показники, що дають змогу стверджувати про ефективність даного проєкту.

Проєкт включає пояснювальну записку, яка має 5 розділів та графічну частину, в кількості 8 шт.

SUMMARY

The paper considers the project of modernization of gas-oil power units with a capacity of 800 MW by switching to solid fuel to increase the electric power of the TPP, by calculating the low-pressure heater and comparing PNT schemes.

As a result of the calculations, indicators were obtained that make it possible to affirm the effectiveness of this project.

The project includes an explanatory note, which has 5 sections and a graphic part, in the amount of 8 pieces.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ ПРИЙНЯТІ В МАГІСТЕРСЬКІЙ ДИСЕРТАЦІЇ

B - витрата палива, кг/год; /год; кг/рік; т/рік;

b - умовна витрата палива, кг/(кВт·год); кг/ГДж; т/(МВт·год);

f - коефіцієнт навантаження, %;

G - масова витрата води, кг/год; т/год;

H, h - напір, створюваний насосом, тягодутьєвими машинами,
м вод. ст.; м; мм; гідравлічний опір, Па, кПа, м вод. ст.

N - потужність (електрична), Вт; кВт; МВт;

P - тиск пари, води, кПа, МПа;

Q - витрата тепла, теплове навантаження, Дж/год; Дж/рік;
кДж/кг;

q - умовна витрата тепла, кДж/(кВт·год); кДж/кг;

z - час, с; хв; год; рік;

t - температура, °С;

T - температура, К;

v - умовний об'єм, м³/кг; м³/т;

α - коефіцієнт надлишку повітря;

η - коефіцієнт корисної дії, %;

Д - масова витрата палива, води, конденсату, кг/с; кг/год;
т/год; т/рік;

Е - вироблення, відпуск електроенергії, кВт·год; кВт·год/рік.

К - капітальні вкладення; безрозмірна величина;

БЩУ - блочний щит управління;

БЗК - бак зливу конденсату;

БЗУ - блочна знесолювальна установка;

БН - бустерний насос;

ВЕ - водяний економайзер;

ВРП - відкритий розподільчий пристрій;

ВРЧ - верхня радіаційна частина;

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ГРП – газорегулюючий пункт;
 ГРС – газорозподільна станція;
 ГТС – гідро-транспортна система;
 Д – деаератор;
 ЖЕН – живильний електронасос;
 ЖТН – живильний турбонасос;
 КА – котельний агрегат;
 КЕС - конденсаційна електрична станція;
 КН - конденсатний насос;
 КПП - конвективний пароперегрівач;
 НРЧ - нижня радіаційна частина;
 ОЕС - об'єднана енергетична система;
 ПВТ - підігрівач високого тиску;
 ПНТ - підігрівач низького тиску;
 ПП - проміжний пароперегрівач;
 РОУ - редукційна-охолоджувальна установка;
 РПП - регенеративний повітряпідігрівач;
 СРЧ - середня радіаційна частина;
 ТА – турбоагрегат;
 ТЕО - техніко-економічне обґрунтовування;
 ТКЗ - Таганрогський котельний завод
 ХВО – хімводоочистка;
 ЦВТ - циліндр високого тиску;
 ЦНТ - циліндр низького тиску;
 ЦСТ - циліндр середнього тиску;
 ЧНТ - частина низького тиску;

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЧВТ - частина високого тиску

ШПП - ширмовий пароперегрівач;

б – брутто;

бл – блок;

вак – вакуум;

відб – відбор;

відп – відпуск;

вир – вироблення;

вп - власні потреби;

жв - живильна вода;

к – котел;

кф – калорифер;

н – нетто;

об - основний мережний підігрівач;

пб - піковий мережний підігрівач;

рез – резерв;

рем – ремонт;

річ – річний;

роб – робота;

ср – середній;

цн - циркуляційний насос.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Розвиток енергетики України (як і всього колишнього Союзу), починаючи з 60-тих років був орієнтований на переважне використання нафти та газу, а з 70-80 років – на прискорений розвиток атомної енергетики. У результаті цього фізично і морально старіло основне енергетичне обладнання ТЕС, не отримували розвитку сучасні енергетичні технології, станції не споряджались сучасним обладнанням газоочистки.

Електроенергетичний комплекс України був побудований в період до 1991 року як частина Єдиної електроенергетичної системи з орієнтацією на використання можливостей всієї паливної, машинно-будівної і науково-технічної бази колишнього СРСР. Тому довгострокові проблеми і тенденції тих років суттєво позначаються на її сучасному стані.

ОЕС України на кінець 1999 р. об'єднувала в паралельну роботу теплові, гідравлічні та атомні електростанції сумарною встановленою потужністю 51866 МВт. Встановлена потужність ТЕС Міненерго України становить 48530 МВт, або 93,6% від сумарної встановленої потужності ОЕС України. Встановлено потужність ТЕС Міненерго України становить 30933,6 МВт, чи 59,8% від сумарної встановленої потужності ОЕС України.

Вже з 1975 року централізовані капітальні вкладення в розширення і звичайне відтворення основного вугільного басейну України – Донбасу почали виділятися на рівні 50-60 % від потрібних, що призвело до різкого погіршення стану шахтного фонду. Тому сьогодні понад 80 % добувних та інших підприємств вугільної галузі працюють практично без реконструкції або істотної модернізації більше 20 років.

З цих причин і в наслідок незадовільного матеріально-технічного забезпечення, а також загального погіршення економічного і соціального становища в країні, вугільна промисловість знаходиться в стані глибокої та тривалої кризи.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Не в кращому стані перебувають і гідроелектростанції, обладнання яких відпрацювало від 20 до 40 років. При цьому прийшли до фактичного занепаду і руйнування малі гідроелектростанції одиничною потужністю до 30 МВт.

Як можна бачити з таблиці 1, більша частина основного обладнання теплової енергетики України була введена в дію ще в 1960-1970 роках і на сьогодні 98 з 104 енергетичних блоків відпрацювали розрахунковий ресурс (100 тис. годин), 66 з них – граничний ресурс (170 тис. годин), а 39 енергоблоків, що відпрацювали 200 тис. годин і більше, вже перейшли за прийняту у світовій енергетиці межу фізичного і морального зносу.

Споживання електроенергії до кінця 2000 р. на 18 % - 20 % перевищить рівень 1990 р. При цьому використання мазуту буде значно зменшено. Ефективна модернізація існуючих енергоблоків обходиться значно дешевше, ніж будівництво нових. Найбільшого ефекту можна досягнути при модернізації газомазутних енергоблоків.

Дефіцит паливо-енергетичних ресурсів стимулює пошук нових видів палива, створення ефективних замінників традиційних енергоносіїв. До розряду нових видів палив можна віднести паливні композиції, які представляють собою суспензії або емульсії, основними елементами яких являються тонкозмілене вугілля або рідкі нафтопродукти.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

1.1. Вступна частина

Законсервовані енергоблоки Вуглегірської ТЕС не використовуються протягом 20 років, що економічно недоцільно утримувати обладнання, яке не використовується через високі амортизаційні відрахування, але списувати цілком працездатне. Неможливості експлуатації енергоблоків зменшує фактичний відпуск електроенергії в 2400 МВт через занадто високу ціну на газ або його відсутності. Зважаючи на ці проблеми існує необхідність виконати реконструкцію обладнання, перевести його на більш дешеве і доступне паливо, а саме на вугілля. Так як перша черга Вуглегірської ТЕС використовує вугілля марки Г, то доцільним буде модернізувати блоки саме на це паливо, що дозволить зменшити витрати на утримання цих блоків і отримати додатковий прибуток для підприємства.

Метою економічної частини є розрахунок витрат на модернізацію енергоблоків 800МВт Вуглегірської ТЕС переводом на тверде паливо.

1.2. Розрахунок трудомісткості робіт з модернізації енергоблоку 800 МВт

При плануванні робіт з модернізації енергоблоків 800 МВт були враховані наступні вимоги:

- час виконання робіт по модернізації не повинен перевищувати (≤ 8760 годин/рік або 365 днів/рік);
- матеріально-технічне забезпечення, будівельно-монтажні роботи, а також пуско-налагоджувальні роботи виконуються матеріально-технічним відділом та ремонтним персоналом станції;
- режим роботи персоналу – двозмінний, по 8 год.

1.3 Розрахунок часу виконання всієї роботи

Найменування етапів, а також кількісний склад робітників, які притягувалися до проведення модернізації системи, наведені в таблиці 5.1

Табл. 1.1 Етапи роботи по модернізації.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк. 15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

№ № п/п	Найменування етапів	Виконавці	Кількість чоловік, люд.	Тривалість роботи дні
1	Розробка проектно-кошторисної документації	«Енергопроект»	-	-
2	Будівельні роботи, в т.ч.:			
	- зняття ізоляції (ЗІ)	Бригада будівельників	15	1
	- демонтаж старого обладнання (Дем)			2
	- виготовлення опорних конструкцій (Виг)			2
	- збірка і встановлення опорних конструкцій (Зб)			2
	- фарбування (Фарб)			1
4	Монтажні роботи, в т.ч.:			
	- монтаж обладнання пилесистми (Мон)	Бригада монтажників	60	89440
	- монтаж повітряпроводів, пилепроводів і пальників (Мон)			60000
	-монтаж ГЗУ (Мон)			4780
	- встановлення додаткових димососів і перенесення існуючих (Мон)			21000
	- модернізація системи рециркуляції газів (Мон)			13572
	- монтаж електрофільтрів (Мон)			89872
5	Пуско-налагоджувальні роботи, в т.ч.:			
	- проведення гідровипробувань системи (Ісп)	Начальник РЦ	1	3
		Інженер-технолог	2	
Всього			63	278,664

Для розрахунку оптимального часу щодо модернізацію енергоблоку використовувався метод мережевого планування, графік якого наведений на рис. 1.2.

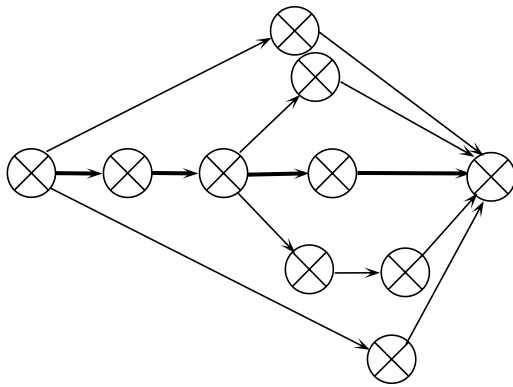


Рис. 1.2. Мережний графік виконання робіт.

На основі даних мережевого графіка були розраховані критичний шлях і час виконання всього комплексу робіт з модернізації: $T_{кр} = 12$ місяців. Тобто, за рахунок раціонального використання робочого часу, виконання всього комплексу робіт становить 11 місяців замість 12 місяців.

Розрахунок трудомісткості робіт при модернізації.

Розрахунок трудомісткості має загальний вигляд:

$$Tp_i = R_i \cdot t_{роб.i}, \quad (3)$$

де R_i - кількість людей, які приймають участь у виконанні роботи, [люд.]; $t_{роб.i}$ - тривалість виконання роботи, [год].

Трудомісткість робіт по модернізації енергоблоку становить:

- будівельні роботи:

- зняття ізоляції;
- демонтаж старого обладнання;
- виготовлення опорних конструкцій;
- збірка і встановлення опорних конструкцій;
- фарбування;

$$(1) \quad Tp_1 = 15 \cdot 8 = 120 \text{ люд.} \cdot \text{дня} = 2880 \text{ люд.} \cdot \text{год};$$

- монтажні роботи:

- монтаж обладнання пилесистми	}	(7)	89440 люд. год.
- монтаж паливоподачі			
- монтаж повітряпроводів, пилопроводів і пальників (6)	}	(5)	60000 люд. год.
- реконструкція топи і поверхонь нагріву котла (5)			
- монтаж ГЗУ (4)			4780 люд. год.
- монтаж додаткових димососів і перенесення існуючих (8)			21000 люд. год.
- модернізація системи рециркуляції газів (2,3)			13572 люд. год.
- монтаж електродфільтрів (9)			89872 люд. год.

Таким чином, час монтажних робіт складає:

$$Tp_2 = 89440 + 60000 + 4780 + 21000 + 13572 + 89872 = 278664 \text{ люд.·год};$$

- пуско-налагоджувальні роботи:

- проведення випробувань системи (10)	$Tp_3 = 72$ люд.·год
---------------------------------------	----------------------

Загальна трудомісткість всієї роботи становить:

$$Tp_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Tp_i = 2880 + 278664 + 72 = 281616 \text{ люд.·год (17 601 люд.·дня)} \quad (4)$$

1.4. Розрахунок витрат по модернізації енергоблока 800 МВт переводом на тверде паливо

Витрати на оплату праці.

Враховуючи, що оплата праці ремонтного персоналу (робочі спеціальності -будівельники, монтажники, електрики) є почасово-преміальною, розрахунок заробітної плати має наступний вигляд:

$$ЗП_{\text{прем.}}^{\text{погод.}} = ЗП_{\text{прям}}^{\text{погод.}} + Д, \quad (5)$$

де $ЗП_{\text{прям}}^{\text{погод.}} = TC \cdot T_{\text{роб.}}$ - пряма погодинна ЗП; TC - тарифна ставка, [грн./год]; $T_{\text{роб.}}$ - кількість годин роботи, [год].; $Д$ - премія за якість і скорочений термін виконання роботи, [грн]. В таблиці 5.2. вказана заробітна плата робочого персоналу; в таблиці 5.3. заробітна плата інженерного складу.

—

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2. Заробітна плата робочого персоналу

Бригади	Кількість робітників в бригаді	Посадовий оклад, грн./міс.	Кількість місяців роботи $T_{роб.}$, міс.	Заробітна плата $ЗП_{прям}^{погод}$, млн. грн.
Персонал РЦ	60	4500	12	178
Всього:				178

Таблиця 1.3. Начальник РЦ, інженерний склад працюють за посадовими окладами.

Посада	Посадовий оклад, грн./міс.	Кількість місяців роботи $T_{роб.}$, міс.	Заробітна плата $ЗП_{прям}^{погод}$, грн.
Начальник РЦ	10 000	12	120 000
Інж.- технолог	10 000	12	120 000
Інж.- постачальник	10 000	12	120 000

Отже, пряма погодинна заробітна плата робітників складає:

$$ЗП_{прям}^{погод} = 178 \text{ млн. грн.} + 3 \cdot 120 \text{ тис. грн.} = 178,36 \text{ млн. грн.}$$

Сума всіх видів заробітної плати за реконструкцію другої черги Вуглегірської ТЕС може складати за статтею «Заробітна плата» або фонд оплати праці і має вид:

$$\Phi_{оп} = 178,36 \cdot 3 = 535,08 \text{ млн. грн.}$$

Відрахування на соціальні заходи.

Відрахування на соціальні заходи передбачені законодавством України і складають 37,5 % від фонду оплати праці. Відрахування здійснюються у такому порядку і розмірах:

- пенсійне страхування: $0,32 \cdot 535,08 = 171,22 \text{ млн. грн.};$
- соціальне страхування: $0,04 \cdot 535,08 = 21,4 \text{ млн. грн.};$
- страхування на випадок безробіття: $0,01 \cdot 535,08 = 5,35 \text{ млн. грн.}$
- чорнобильський фонд: $0,005 \cdot 535,08 = 2,67 \text{ млн. грн.}$

Всього страхування: $B_{соц.} = 178,36 \cdot 0,375 = 200,655 \text{ млн. грн.}$

Матеріальні витрати.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

До матеріальних витрат належать витрати на інструмент, разові допоміжні матеріали та інш. Ці витрати в середньому складають (3 – 5) % від основної заробітної плати. Приймаємо їх у кількості 4 %, отримаємо:

$$B_M = (534 + 1,08) \cdot 0,04 = 21,4 \text{ млн.грн.}$$

Витрати на спеціальне обладнання.

Витрати на спеціальне устаткування для модернізації енергоблоку при проведенні будівельно-монтажних і пуско-налагоджувальних робіт, з урахуванням транспортних витрат орієнтовно складають: (таблиця 5.4.)

Табл. 5.4. Оцінка вартості реконструкції

№	Найменування робі і обладнання.	Вартість тис. євро.
1	Обладнання пилесистеми	20 000
2	Монтаж оюладнання пилесистеми	2 000
3	Монтаж електрофільтра	20 000
4	Монтаж повітряпроводів, пилепроводів і пальників	1 000
5	Встановлення додаткового і перенесення існуючого димососів	3 000
6	Модернізація системи рециркуляції газів	1 000
7	Монтаж топливopодачі і бункерів	3 000
8	Реконструкція топки і поверхонь нагріву котла	5 000
9	Монтаж ГЗУ	1 000
	Всього:	56 000

Таким чином, вартість реконструкції одного блоку складає $B_{об.} = 56000$ тис. євро., на повну реконструкцію другої черги витрати будуть складати:

$$B_{об.} = 56000 \cdot 3 = 178000 \approx 5,34 \text{ млрд.грн.}$$

Експериментально-виробничі витрати.

Вартість експериментально-виробничих витрат з модернізації енергоблоку, в основному, пов'язана з розробкою проектно-кошторисної та конструкторської документації і складає:

$$B_{Е.-В.} = 1\,000\,000 \text{ грн.}$$

Сумарні витрати на модернізацію другої черги.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_{\Sigma} = \Phi_{оп} + B_{соц.} + B_{м.} + B_{об.} + B_{е.-в.} = 535,08 + 200,655 + 21,4 + 5340 + 1 = 6,09 \text{ млрд.грн.}$$

1.5. Ефективність впровадження проекту

Для оцінки ефективності впровадження модернізації енергоблоків порівняємо цей проект з експлуатацією другої черги без проведення модернізації (другий варіант), та з модернізацією (перший варіант). Це дасть змогу визначити доцільність використання статутного капіталу підприємства.

Щоб розрахувати прибуток цього проекту потрібно визначити сумарні експлуатаційні витрати і річний дохід, який буде отримувати підприємство від модернізації і введення в експлуатацію другої черги на Вуглегірській ТЕС.

Нарахування заробітної плати експлуатаційному персоналу

$$B_{зп} = R_e \cdot \Phi,$$

де, $B_{зп}$ – річна зарплата експлуатаційного персоналу, млн. у.о./рік,
 R_e – чисельність експлуатаційного персоналу складає 75 чоловік на один енергоблок,
 Φ – середня зарплата за місяць 7000грн.

Варіант 1:

$$B_{зп} = 3 \cdot 75 \cdot 7000 \cdot 12 = 18,9 \text{ млн.грн.}$$

Варіант 2:

$$B_{зп} = 3 \cdot 100 \cdot 7000 \cdot 12 = 25,2 \text{ млн.грн.}$$

Амортизаційні відрахування

$$B_a = (H_{a(БС)}/100) \cdot K_{БС} + (H_{a(ОБ)}/100) \cdot K_{об},$$

де, B_a – амортизаційні відрахування, млн.грн./рік,
 $H_{a(БС)}$ – норма амортизаційних відрахувань на будівелі та споруди, %.
 $H_{a(ОБ)}$ – норма амортизаційних відрахувань на обладнання, %

Варіант 1:

$$B_a = 0,055 \cdot 490 + 0,2 \cdot 5190 = 1064,95 \text{ млн.грн./рік,}$$

Варіант 2:

$$B_a = 0,055 \cdot 490 + 0,2 \cdot 1038 = 234,55 \text{ млн.грн./рік.}$$

Загальностанційні та інші витрати

$$B_{ін} = \alpha_{ін} (B_a + B_{зп})/100,$$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де, $V_{ін}$ - загальностанційні та інші витрати, млн.грн./рік,

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

$V_{зп}$ – річна заробітна плата експлуатаційного персоналу, млн.грн./рік,

V_a – амортизаційні відрахування, млн.грн./рік.

Варіант 1:

$V_{ін}=0,12 \cdot (1064,95 + 25,2)=130,81$ млн.грн./рік,

Варіант 2:

$V_{ін}= 0,12 \cdot (243,55+18,9)=30,414$ млн.грн./рік.

Вартість палива

Загальна вартість палива, яке витрачається на КЕС:

$$V_{п}=V_{ен.к} \cdot Ц_{п.ен.к},$$

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

$Ц_{п.ен.к}$ –вартість палива для енергетичних котлів, грн./т.

Варіант 1: $V_{п}=1,74 \cdot 10^6 \cdot 1000= 1,74$ млрд.грн./рік

Варіант 2: $V_{п}=1,254 \cdot 10^6 \cdot 4500=5,64$ млрд.грн./рік

Сумарні річні експлуатаційні витрати.

$$V_{\Sigma}=\Sigma V_i$$

де V_{Σ} - сумарні річні експлуатаційні витрати, млрд.грн./рік.

Варіант 1: $V_{\Sigma}= 25,2+1064,95+130,81+1,74 \cdot 10^3=2,96$ млрд.грн./рік,

Варіант 2: $V_{\Sigma}= 18,9+234,55+30,414+5,64 \cdot 10^3=5,92$ млрд.грн./рік.

Річний дохід.

$$D=W_{відп} \cdot Ц,$$

де $W_{відп}$ – річний відпуск електроенергії, млрд кВт·год

$Ц$ – ціна електроенергії за кВт·год,

Варіант 1: $D = 10,8 \cdot 0,45 = 4,86$ млрд.грн./рік

Варіант 2: $D = 14,4 \cdot 0,45 = 6,48$ млрд.грн./рік

Прибуток

$\Pi_p=D- V_{\Sigma},$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де D – річний дохід, млрд.грн./рік

V_{Σ} - сумарні річні експлуатаційні витрати, млрд.грн./рік.

Варіант 1: $P_p = 4,86 - 2,96 = 1,91$ млрд.грн./рік

Варіант 2: $P_p = 6,48 - 5,92 = 0,56$ млрд.грн./рік

Порівняння варіантів

Табл. 5.5

Порівняння варіантів	Варіант 1	Варіант 2
сумарні річні експлуатаційні витрати, млрд.грн./рік.	2,96	5,92
річний дохід, млрд.грн./рік	4,86	6,48
Прибуток	1,91	0,56

Висновки:

Ефективність модернізації енергоблоків доцільна, розрахунки приведені в порівняльній таблиці 4.4. свідчать про перевагу першого варіанту через вищий прибуток і менші експлуатаційні витрати.

Рентабельність проекту.

$$R = P_p / K \cdot 100\% = 1,91 / 6,09 \cdot 100 = 29,8\%,$$

де: P_p – прибуток, млрд.грн.

K – капіталовкладення в проект, млрд.грн.

Термін окупності інвестицій.

$$T = K / P_p = 6,09 / 1,91 \approx 3,3 \text{ роки,}$$

де: P_p – прибуток, млрд.грн./рік
 K – капіталовкладення в проект, млрд.грн.

2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальна характеристика ТЕС

Вуглегірська ТЕС розміщена в Донецькій області, призначена для електропостачання житлово-комунального сектора та відпуску електроенергії в енергосистему на напругу 110 кВ та 330кВ. Встановлена електрична потужність ТЕС складає 3600 МВт.

Електростанція була споруджена в дві черги : перша черга потужністю 1200 МВт складається з чотирьох енергоблоків по 300 МВт з однокорпусними пилувугільними котлами паропродуктивністю 1000 т/год і турбоагрегатами потужністю 300 МВт; ; у склад другої черги потужністю 2400 МВт входять три енергоблоки по 800 МВт з однокорпусними газомазутними котлами паропродуктивністю по 2650 т/год типу ТГМП-204 КТЗ.

Будівництво другої черги почато в грудні 1974 року. Перший енергоблок 800 МВт дав промисловий струм в грудні 1975 році; другий енергоблок запущено в роботу в грудні 1976 році, третій енергоблок – в грудні 1977 року.

В зв'язку з тим, що обладнання ТЕС вже морально та фізично застаріло, повстало питання про його модернізацію, а саме II черги Вугленірської ТЕС, які майже не експлуатуються останніх 20 років.

2.2 Основне обладнання ТЕС

Основним обладнанням другої черги Вуглегірської ТЕС є три парові котли типу ТГМП-204 (Пп 2650/255 ГМ) КТЗ, три турбоагрегати типу К-800-240 ЛМЗ та по одному генератору типу ТВВ-800-3 на кожен блок . [5]

2.2.1 Турбіна тип К-800-240 ЛМЗ

Парова одновальна конденсаційна турбіна з одним проміжним перегрівом пари призначена для привода генератора змінного струму частотою 50Гц. [14]

Турбіна оснащена регенеративним пристроєм для підігріву живильної води.

Крім відборів пари на регенерацію і приводів турбін живильних насосів, турбіна допускає відбори пари на різні загально блочні і загально станційні потреби.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Теплова схема турбоустановки передбачує регенеративний підігрів живильної води в сальникових підігрівачах, охолоджувача ежектора та ущільнень підігрівачах низького тиску ПНТ1-ПНТ4, деаераторі тиском 0,7 МПа і трьох підігрівачах високого тиску ПВТ6-ПВТ8. Всі підігрівачі, крім деаератора, поверхневого типу. Підігрівачі ПВТ8 і ПВТ7 живляться з ЦВТ, підігрівачі ПВТ6, ПНТ4, ПНТ3 і деаератор – з ЦСТ, а підігрівачі ПНТ2 і ПНТ1 – з ЦНТ. Для живлення котла встановлюється два живильні турбонасоси 50%-ною продуктивністю. В якості приводу головних живильних насосів застосовані конденсаційні турбіни без відборів. Пар до цих турбін подається із третього відбору ЦСТ з параметрами $P_{III} = 16$ МПа, $t_{III} = 440^{\circ}\text{C}$.

Характеристика турбіни при роботі в блоці наведені в таблиці 2.1, параметри відборів турбіни – таблиці 2.2. [5]

Таблиця 2.1 - Характеристики турбіни типу К-800-240 ЛМЗ:

№	Найменування	Розмірність	Величина
1	Номінальна потужність	МВт	800
2	Максимальна потужність (при відсутності додаткових відборів пари)	МВт	855
3	Частота обертання	хв^{-1}	3000
4	Початкові параметри свіжої пари:		
	- Тиск	МПа	23,8
	- Температура	$^{\circ}\text{C}$	540
5	Параметри пари після промперегріву:		
	- Тиск	МПа	34,1
	- Температура	$^{\circ}\text{C}$	545
6	Кількість відборів для регенерації	-	8
7	Тиск в конденсаторі	МПа	0,035
8	Максимальний витрата свіжої пари	т/год	2650
9	Кількість циліндрів	шт.	5

Таблиця 2.2 – Параметри пари відборів турбіни К-800-240 ЛМЗ. [5]

№ відбору	Підігрівач	Тиск, Мпа (кгс/см ²)	Температура, °С	Витрата пари у відборах, т/год (кг/с)
I	ПВТ8	6,06 (61,8)	349	48,61 (175)
II	ПВТ7	3,77 (35,8)	289	60,55 (218)
III	Турбопривід ПН	1,63 (16,6)	440	34,16 (123)
III	ПВТ6	1,63 (16,6)	440	30,27 (109)
IV	Деаератор	1,069 (10,9)	386	0,55 (2,0)
V	ПНТ4	0,578 (5,9)	310	24,72 (89)
VI	ПНТ3	0,28 (2,9)	231	26,11 (94)
VII	Вмпаровувач	0,113 (1,16)	148	-
VII	ПНТ2	0,113 (1,16)	148	30,55 (110)
VIII	ПНТ1	0,021 (0,218)	60	24,16 (87)

2.2.2. Конструкція турбіни К-800-240 ЛМЗ

Турбіна одновальна, містить п'ять циліндрів; високого тиску (ЦВТ), середнього тиску (ЦСТ) та три циліндра низького тиску (ЦНТ). Турбіна має соплове паророзподілення. Свіжий пар від котла подається до двох коробок стопорних клапанів. Після регулюючих клапанів пара направляєтся по трубах до чотирьох паровипускних штуцерів, приварених до зовнішнього корпусу ЦВТ і мають рухоме з'єднання з допомогою поршневих кілець з сопловими коробками, ввареними во внутрішній корпус ЦВТ.

Через сопловий апарат пара подається в середину циліндра високого тиску і направляєтся вліво через одновінцеву регулюючу ступінь і п'ять ступенів тиску, розміщених у внутрішньому корпусі ЦВТ, потім повертає на 180° і подається вправо до наступних шести ступенів тиску, розміщених в зовнішньому корпусі ЦВТ. Поворот пари забезпечує охолодження внутрішнього корпусу і паровипускних штуцерів під час експлуатації і сприяє швидкому прогріву зовнішнього корпусу при пуску агрегату.

З промперегрівача пара підводиться двома трубами до двох коробок стопорних клапанів ЦСТ, встановлених по двох боках турбіни. Від них пар надходить в чотири коробки регулюючих клапани, розміщених на циліндрі.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Циліндр середнього тиску двухпоточний: в кожному потоці по дев'ять ступенів тиску, з яких перші три розміщені у внутрішньому корпусі ЦСТ. З вихлопних патрубків ЦСТ пар направляється по чотирьох трубах у три циліндра низького тиску (ЦНТ).

Циліндри низького тиску двухпоточні, мають по п'ять ступенів тиску в кожному потоці. Середня частина ЦНТ має внутрішній корпус. Пара з вихлопів ЦНТ відводиться в конденсатор.

Ротори високого і середнього тиску цільноковані, а ротори низького тиску мають насадні диски. Максимальний діаметр шийки ротора низького тиску складає 520 мм.

З'єднувальні муфти між всіма роторами жорсткі. Упорний підшипник валопроводу знаходиться в корпусі середнього підшипника між ЦВТ і ЦСТ. ЦВТ, ЦСТ і ЦНТ №1 жорстко з'єднані між собою, і їх спільний фікспункт знаходиться на задній фундаментній рамі; всі ЦНТ мають рухоме з'єднання між собою. Фікспункти ЦНТ №2 і ЦНТ №3 знаходяться на їх передніх фундаментних рамах.

Через значну різницю подовження роторів і статорів ущільнення ЦНТ виконуються прямоточними. Принципова теплова схема турбіни типу К-800-240 ЛМЗ наведена на рисунку 2.3.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

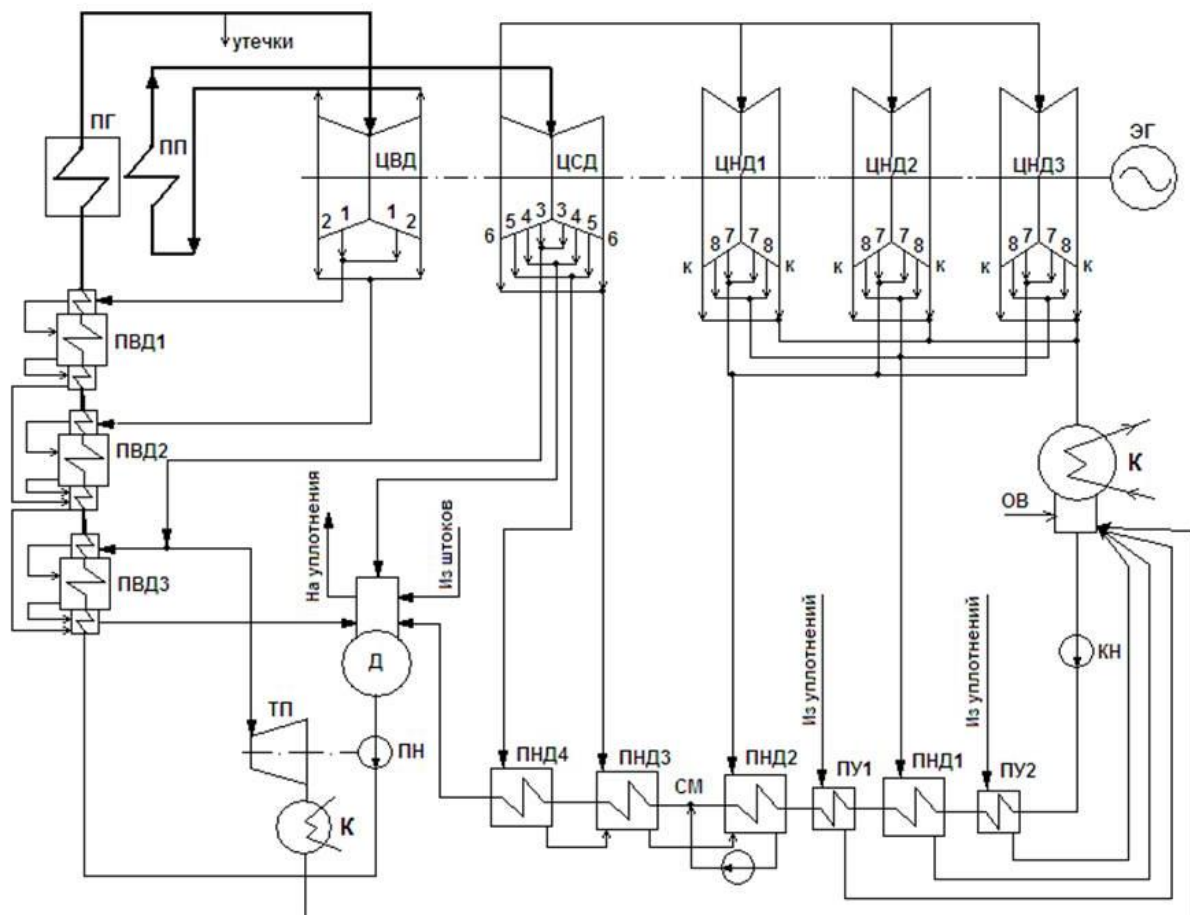


Рисунок 2.3 – Принципова теплова схема туривіни типу К-800-240 ЛМЗ

2.2.3. Котлоагрегат типу ТГМП – 204

Прямоточний однокорпусний стаціонарний котлоагрегат повного виконання Пп 2650/255 ГМ (заводська модель ТГМП-204) виготовлений на ТКЗ «Красный котельщик» на зверхкритичні параметри пари з проміжним перегрівом пари розрахований на спалювання палива двох видів: природного газу і мазуту при роботі під наддувом. Котел призначений для роботи в блоці з конденсаційним турбоагрегатом типу К-800-240 ЛМЗ і генератором типу ТВВ-800 заводу «Електросила». Параметри середовища в пароводяному тракті котла при роботі в блоці та характеристики наведені в табл.2.4. [5].

Таблиця 2.4 - Характеристики котла типу ТГМП-204

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

№	Найменування	Розмірність	Величина
1	Паропроодуктивність котла, Q_k	т/год	2650
2	Тиск перегрітої пари, $P_{оп}$	кгс/см ²	225
3	Температура перегрітої пари, $t_{пе}$	°С	545
4	Витрата пари промперегріву, $Q_{пп}$	т/год	2182
5	Тиск пари до промперегріву, $P_{пп}$	кгс,см ²	39,0
6	Тиск пари після промперегріву, $P_{пп}$	кгс,см ²	36,50
7	Температура пари до промперегріву, $t_{п}$	°С	291
8	Температура пари після промперегріву, $t_{пп}$	°С	545
9	Температура живильної води, $t_{п.в.}$	°С	273
10	Температура холодного повітря, $t_{х.в.}$	°С	30
11	Температура повітря за калорифером, $t_{кф}$	°С	70
12	Коефіцієнт надлишку повітря в вихідних газах, $\alpha_{вих}$		1,23

Конструктивно котел виконаний за П-подібній компоновці і складається з топкової камери і опускного газоходу, з'єднаних у верхній частині горизонтальним газоходом.

Топкова камера в плані представляє собою прямокутник з розмірами по осям труб 20,6х10,2 м; висота топки від поду до стельового пароперегрівача 46м.

Для зменшення приросту тепломісткості в панелях топки екрани топкової камери розбиті по висоті на 3 частини - нижню, середню і верхню радіаційні частини (НРЧ, СРЧ, ВРЧ) з проміжним перемішуванням середовища.

На фронтівій і задніх стінках нижньої частини топкової камери встановлено загальні коробка повітря і газів рециркуляції з вмонтованими в них 36-ма двоходових газомазутних пальники. На кожній стіні топки котла пальники встановленні в три яруси – 6 горілок в кожній, на відмітках 12,9; 15,9 і 18,9 м. Всі стіни топкової камери підвішені до металоконструкцій стельового перекриття і вся суцільнозварна коробка, утворена цими стінами, при

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

нагріванні подовжується до низу.

Котельна установка укомплектована [5]:

- Двома турбоповітродувками (ТВД), кожна з яких складається з вентилятора ВДН-36х2 і приводний турбіни типу ОР-12ПВ КТЗ із знижуючим редуктором Р-7 (потужність приводу 6440 кВт);
- Двома димососами рециркуляції газів (ДРГ) типу ГД-26х2 (потужністю приводу 1250 кВт).

Димові гази на рециркуляцію відбираються з газоходу котла перед РВП і подаються в топку. Для вирівнювання температурного поля димових газів на виході з топки передбачена подача частини газів рециркуляції у верхню частину камери згоряння. Решта газів подається в топку по периферійних кільцевих каналах пальників.

Температура перегрітої пари регулюється за допомогою впрысків перед ширмами і другим ступенем пароперегрівача високого тиску. Температура пари промперегріву регулюється зміною витрати його через вхідні щабель пароперегрівача низького тиску, а також за допомогою рециркуляції димових газів.

Зовнішні поверхні нагріву очищуються від золових відкладень в конвективній шахті періодичним включенням у роботу дрібоочисної установки. Набивка РВП очищається періодичним обдуванням парою, що подається через апарати ОП-5. Після зупину котла на тривалий час (більше 5 діб) РВП обмиваються водою [16].

Технічно можливий мінімум навантаження котла становить 30% номінального (виходячи із забезпечення надійності гідродинаміки і безпечного температурного режиму поверхонь нагріву котла). При роботі котельної установки в складі енергетичного блоку мінімальне навантаження становить приблизно 40% номінального (виходячи із забезпечення надійності живлення котла водою від ЖТН).

Температура живильної води на вході в котел і питома витрата тепла брутто на турбоагрегат, а також їх зміну при зміні паропродуктивності котла прийняті за даними теплових випробувань турбоагрегату К-800-240 ЛМЗ [].

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Коефіцієнт надлишку повітря за пароперегрівачем при роботі на газі дорівнює 1,03 і зберігається постійним в діапазоні навантажень котла від 60 до 100%. При зниженні навантаження до 40% коефіцієнт надлишку повітря зростає до 1,05 [16].

Питома витрата тепла на привід живильних насосів і турбовоздуховок розрахована за значеннями внутрішньої потужності ЖТН і ТВД і питомої витрати тепла бруто турбіною на вироблення електроенергії, отриманих при теплових випробуваннях турбоагрегату, ЖТН і ТВД [17].

Питома витрата тепла на нагрівання повітря в калориферної установці розрахована з урахуванням нагрівання повітря в вентиляторах.

Питома витрата тепла на нагрів палива підрахована виходячи з умови, що температура мазуту в витратних баках становить 80 ° С. Питома витрата тепла на власні потреби котельної установки включено втрати тепла в калориферах, ККД яких прийнятий рівним 98%, втрати тепла на розпил мазуту і парову обдувку РВП. Замість питомої витрати електроенергії на тягу і дуття наведено питома витрата електроенергії на рециркуляцію димових газів, оскільки інших споживачів електроенергії за цією статтею немає. У сумарні витрати потужності механізмами власних потреб котельні установки включено витрати потужності димососами рециркуляції і приводами РВП. Схема котлоагрегату наведена на рисунку 2.5.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

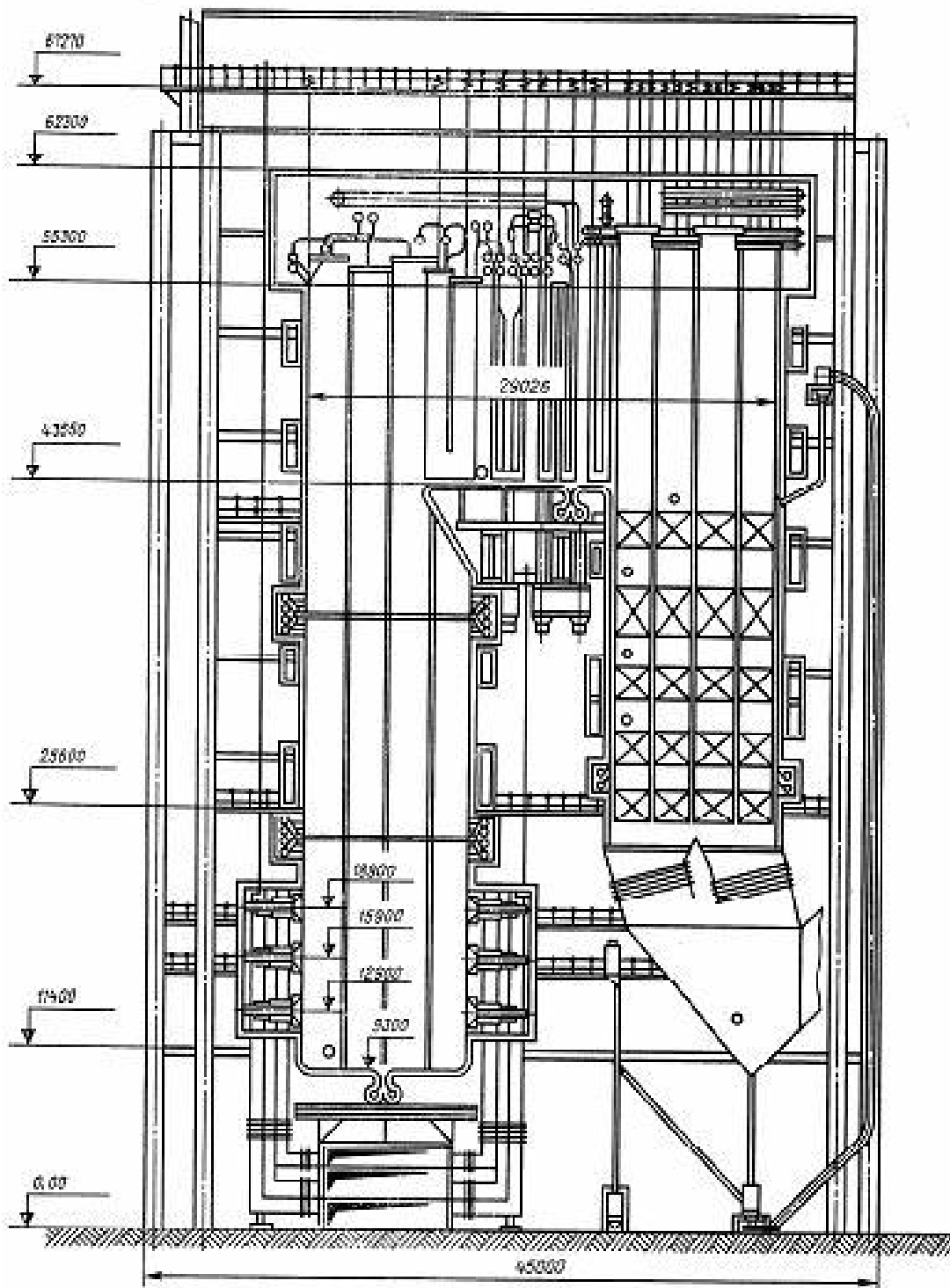


Рисунок 2.5 – Котлоагрегат ТГМП-204 (Пп 2650/255 ГМ) КТЗ [16].

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

2.3. Розрахунок теплової схеми другої черги Вуглегірської ТЕС

Вихідні данні:

- Встановлена потужність другої черги ТЕС, МВт – $N_{вст}=2400$ МВт;
- Вид основного палива – природний газ:
- нижча теплота спалювання, кДж/кг - $Q_n^p = 38,2$ МДж/кг;
- Основне обладнання:
 - турбоагрегати 3хК-800-240 (ЛМЗ)
 - котлоагрегат 3хТГМП-204
 - димососи 2хДОД-43
 - вентилятори основні 2хВДН-36х2
 - основні живильні турбонасоси 2хСВПТ-340-1000
- Система водопостачання прямоточна
- Схема хімічної водоочистки – хімічне знесолювання додаткової води.

Режим роботи блоку

Задано:

1. Характерні добові графіки роботи КЕС в енергосистемі [15]:

В середньому в рік один блок електростанції працює за наступних режимах:

- а) зупинка на два вихідних дня впродовж двох місяців;
- б) розвантаження (від 0 до 6 годин) до 60 % впродовж 7 місяців у рік;
- в) решту часу, виключаючи простої в планово-попереджувальних та аварійних ремонтах, блок працює з навантаженням 100 %.

2. Кількість годин простою блоку при планово-попереджувальних ремонтах – $Z_{рем}$ [15].

Визначаємо середній за ремонтний цикл простій блоку у планово-попереджувальних ремонтах:

Таблиця 2.6 : Ремонтний цикл блоку [15].

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1-ий рік – капітальний ремонт (КР)	-65 діб;	текучий ремонт (ТР)	-18 діб
2-ий рік – текучий ремонт	-27 діб		
3-ий рік – середній ремонт (СР)	-26 діб	текучий ремонт	-18 діб
4-ий рік – текучий ремонт	-27 діб		

$$Z_{рем} = 24 \frac{65+18+27+26+18+27}{4} = 1086 \text{ год}$$

3. Тривалість аварійних (непланових) ремонтів – 4 % за календарним планом, год: $Z_{ав}=8760 \cdot 0,04=350$

4. Число годин простою у резерві (зупинки на вихідні дні – 9 зупинок по 48 годин), год: $Z_{рез}=9 \cdot 48=432$

5. Число годин роботи з навантаженням 60 % (210 днів в рік з 0 до 6 годин), год: $Z_{роб}^{60} = 210 \cdot 6 = 1260$

6. Таким чином, число годин роботи з навантаженням 100 %, год:

$$Z_{роб}^{100} = 8760 - Z_{рем} - Z_{ав} - Z_{рез} - Z_{роб}^{60} \quad (1.1)$$

$$Z_{роб}^{100} = 8760 - 1086 - 350 - 432 - 1260 = 5632$$

7. Сумарне число годин роботи в рік, год:

$$Z_{роб} = Z_{роб}^{100} + Z_{роб}^{60} \quad (1.2)$$

$$Z_{роб} = 5632 + 1260 = 6892$$

8. Число годин використання встановленої потужності в середньорічному режимі, год:

$$T_{вст} = \frac{Z_{роб}^{100} \cdot 100 + Z_{роб}^{60} \cdot 60}{100} \quad (1.3)$$

$$T_{вст} = \frac{5632 \cdot 100 + 1260 \cdot 60}{100} = 6388$$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

9. Середньорічне навантаження одного блоку:

$$f_{cp.год.} = \frac{T_{вст}}{Z_{раб}} 100 \% \quad (1.4)$$

$$f_{cp.год.} = \frac{6388}{6892} 100 = 92,6 \%, \text{ або } N^{cp}=740,8 \text{ МВт.}$$

10. Таким чином, в число вихідних розрахункових навантажень, для яких розраховується питома витрата палива, включаються навантаження 100 %, 80 % і 60 % як характерні для планованого середньорічного режиму роботи ТЕС. При цьому, умовно враховується, що ТЕС працює з кожним із розрахункових навантажень (100%, 80%, 60%) впродовж всього року, крім простоїв при ремонтах та в аварійному резерві, год:

$$Z_{роб}=8760-Z_{рем}-Z_{ав} \quad (1.5)$$

$$Z_{роб}=8760-1086-350=7324$$

Турбінне відділення

В період роботи навантаження турбоагрегату:

$$N_p^{100} = 800 \text{ МВт, } N_p^{80} = 640 \text{ МВт, } N_p^{60} = 480 \text{ МВт.}$$

Питома витрата тепла бруто по виробництву електроенергії турбінним відділенням при розрахунковому навантаженні:

$$q_m^{бр(p)} = q_m^{бр(z)} \frac{100 + q_m^3}{100} K_m K_{вак} K_{пр}, \quad (1.6)$$

де $q_m^{бр(z)}$ - гарантійна питома витрата тепла бруто на ТА; q_m^E - допуск на експлуатаційні витрати (Приймається рівним 0,7); $K_{вак}$ – коефіцієнт, який враховує середньорічний вакуум в конденсаторі ТА; $K_{пр}$ – коефіцієнт, який враховує інші відхилення від гарантійних умов заводу; K_t – коефіцієнт, який враховує зміну питомої витрати тепла на виробіток електроенергії, викликане додатковим відпуском пари з відборів ТА на власні потреби та теплофікацію:

$$q_m^{бр(p)} = q_m^{бр} K_{доп} K_{пр}, \frac{ккал}{кВт год}, \quad (1.7)$$

де $q_m^{БР}$ - питома витрата тепла на ТА згідно гарантій заводу ($t_0/t_{пп}=540/540^\circ\text{C}$); $K_{доп}$ – гарантійний допуск (з врахуванням 1 % при роботі 6000 годин); $K_{доп}=1,01$; $K_{пр}$ – коефіцієнт, що враховує інші відхилення від гарантійних умов

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

заводу ($K_{np}=1,01$).

$$q_m^{\bar{p}100} = 7668 \frac{\kappa ДЖ}{\kappa Вт год}; q_m^{\bar{p}80} = 7814 \frac{\kappa ДЖ}{\kappa Вт год}; q_m^{\bar{p}60} = 7961 \frac{\kappa ДЖ}{\kappa Вт год}.$$

$$q_m^{\bar{p}(z)100} = 7688 \cdot 1,01 \cdot 1,01 = 7822 \frac{\kappa ДЖ}{\kappa Вт год}$$

$$q_m^{\bar{p}(z)80} = 7814 \cdot 1,01 \cdot 1,01 = 7971 \frac{\kappa ДЖ}{\kappa Вт год},$$

$$q_m^{\bar{p}(z)60} = 7961 \cdot 1,01 \cdot 1,01 = 8131 \frac{\kappa ДЖ}{\kappa Вт год}.$$

Поправка на вакуум в конденсаторі визначається в залежності від P_k та навантаження ТА і Для всіх навантажень приймається $K_{vak}=1,0025$.

$$K_m = 1 - \sum_i q_{om\bar{o}_i} (1 - \xi_i) \cdot 10^{-2} = 1 - q_{om\bar{o}}^{n\bar{o}} (1 - \xi_{n\bar{o}}) + q_{om\bar{o}}^{o\bar{o}} (1 - \xi_{o\bar{o}}) + q_{om\bar{o}}^{k\bar{f}} (1 - \xi_{k\bar{f}}) + q_{np}^{ch} (1 - \xi_{np}) \cdot 10^{-2}, (1.8)$$

де $q_{om\bar{o}}^{n\bar{o}}, q_{om\bar{o}}^{o\bar{o}}$ - витрата тепла з відборів ТА на пікові та основні бойлери;

$q_{om\bar{o}}^{k\bar{f}}$ - витрата тепла з відборів ТА на підігрів дуттєвого повітря в калориферах;

q_{np}^{ch} - питома витрата тепла з відборів на власні потреби.

$$q_{om\bar{o}}^{n\bar{o}, o\bar{o}} = \frac{Q_{n\bar{o}, o\bar{o}} \cdot 10^5}{(N_p + N_{mn}^p) \cdot q_m^{\bar{p}(z)} \cdot \frac{100 + q_m^3}{100} \cdot K_{vak} \cdot K_{np}}, \% \quad (1.9)$$

де $Q_{пб, об}$ – середньогодинна витрата тепла з відборів ТА на пікові та основні бойлери, Гкал/год; N_p – потужність ТА у розрахунковому режимі, МВт; $N_{тп}^p$ – потужність турбоприводу у розрахунковому режимі, МВт (при навантаженні 100 % $N_{тп}^p$ складає 17 МВт).

$$q_{om\bar{o}}^{n\bar{o}100\%} = \frac{1,12 \cdot 10^5}{(800 + 17) \cdot 1867 \cdot \frac{100 + 0,7}{100} \cdot 1,0025 \cdot 1,0} = 0,072 \%$$

$$q_{om\bar{o}}^{n\bar{o}80\%} = \frac{0,92 \cdot 10^5}{(640 + 14) \cdot 1902 \cdot \frac{100 + 0,7}{100} \cdot 1,0025 \cdot 1,0} = 0,074 \%$$

$$q_{om\bar{o}}^{n\bar{o}60\%} = \frac{0,85 \cdot 10^5}{(480 + 10) \cdot 1973 \cdot \frac{100 + 0,7}{100} \cdot 1,0025 \cdot 1,0} = 0,087 \%$$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$q_{омб}^{об100\%} = \frac{10,21 \cdot 10^5}{(800+17) \cdot 1867 \cdot \frac{100+0,7}{100} \cdot 1,0025 \cdot 1,0} = 0,66 \%$$

$$q_{омб}^{об80\%} = \frac{8,80 \cdot 10^5}{(640+14) \cdot 1902 \cdot \frac{100+0,7}{100} \cdot 1,0025 \cdot 1,0} = 0,7 \%$$

$$q_{омб}^{об50\%} = \frac{7,4 \cdot 10^5}{(150+6) \cdot 1973 \cdot \frac{100+0,7}{100} \cdot 1,0025 \cdot 1,0} = 0,75 \%$$

$$q_{омб}^{кф} = \frac{0,315 \cdot \Delta t_6^{кол} \cdot v_6 \cdot 10^8}{Q_p^p \cdot \eta_k^{бр} \cdot \eta_{mn} \cdot \eta_{кф}}, \% \quad (1.10)$$

де $\Delta t_6^{кол}$ - підігрів повітря в калориферах, $\Delta t_6^{кол}=27 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

V_B – об’єм повітря, яке підігрівається в калориферах на 1 кг палива

$$V_B = V_0 \cdot \alpha_{хв}, \quad (1.11)$$

де $\alpha_{хв}$ – коефіцієнт надлишку повітря перед дуттєвим вентилятором; (по тепловому розрахунку котлоагрегату $\alpha_{хв}=1,02$, $v_0=10,2 \text{ нм}^3/\text{кг}$).

Таким чином, $V_B=1,02 \cdot 10,2=10,404$, $\text{нм}^3/\text{кг}$ або $10,404(273+33)/273= 11,662 \text{ м}^3/\text{кг}$. $\eta_k^{бр}$ – ККД котлоагрегату брутто, $\eta_k^{бр}=93,5\%$; $\eta_{тп}$ – ККД теплового потоку; $\eta_{кф}$ – ККД калориферної установки, приймається $\eta_{кф}=98 \%$; Q_p^p – робоча теплота палива, $Q=39588,78 \text{ кДж/кг}$.

ККД теплового потоку:

$$\eta_{mn} = 100 - q_{mn} \frac{N_{ном}}{N_p}, \quad (1.12)$$

де $q_{тп}$ – величина втрат тепла в паропроводах та трубопроводах живильної води, з тепловим опроміненням, випаровуванні, витоками, $q_{тп}=1,0 \%$,

$$\eta_{mn}^{100} = 100 - 1 \frac{800}{800} = 99,0 \%, \eta_{mn}^{80} = 100 - 1 \frac{800}{640} = 98,75 \%, \eta_{mn}^{60} = 100 - 1 \frac{800}{480} = 98,3 \%.$$

Тоді:

$$q_{омб}^{кф} = \frac{0,315 \cdot 27 \cdot 11,662 \cdot 10^8}{9471 \cdot 93,5 \cdot 99,0 \cdot 98} = 1,151$$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для ТЕС з закритичними параметрами пари $q_{np}^{ch}(1-\xi_{np})=0,1$.

При зниженні навантаження приймається $100/f_p$.

$$K_m^{100} = 1 - [0,072 (1-0,56) + 0,66 (1-0,45) + 1,151 (1-0,45) + 0,1] 10^2 = 0,9903$$

$$K_m^{80} = 1 - [0,074 (1-0,53) + 0,7 (1-0,41) + 1,151 (1-0,41) + 0,125] 10^2 = 0,9891$$

$$K_m^{60} = 1 - [0,087 (1-0,48) + 0,75 (1-0,37) + 1,151 (1-0,37) + 0,17] 10^2 = 0,9797.$$

Розрахункова питома витрата тепла на ТА:

$$q_m^{\bar{p}(p)100} = 7822 \frac{100+0,7}{100} 0,9903 1,0025 1,0 = 7819,85 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт год}}$$

$$q_m^{\bar{p}(p)80} = 7971 \frac{100+0,7}{100} 0,9891 1,0025 1,0 = 7959,15 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт год}}$$

$$q_m^{\bar{p}(p)60} = 8131 \frac{100+0,7}{100} 0,9797 1,0025 1,0 = 8041,75 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт год}}$$

Витрата електроенергії на циркуляційні насоси, %:

$$E_{ци}^{ch} = \frac{1,03 N_{ци}}{N_p} 10^{-1}, \quad (1.13)$$

де $N_{ци}$ – потужність циркуляційних насосів, кВт; N_p – розрахункова потужність блоку, МВт.

$$N_{ци} = \frac{W_{охол} H 10^4}{367 \eta_n \eta_{\epsilon}}, \quad (1.14)$$

де $W_{охол}$ – кількість охолоджуючої води, ($W_{охл}=73000$ м³/год – приймається постійною при усіх режимах.); η_n – ККД насосу, $\eta_n=85$ %; η_{ϵ} – ККД електродвигуна, $\eta_{\epsilon}=92$ %; H – напір циркуляційних насосів, $H=17$ м вод. ст. [15]

$$N_{ци} = \frac{73000 17 10^4}{367 85 92} = 4324 \text{ кВт},$$

$$E_{ци}^{ch100} = \frac{1,03 4324}{800} 10^{-1} = 0,556 \text{ \%}.$$

$$E_{ци}^{ch80} = \frac{1,03 4324}{640} 10^{-1} = 0,695 \text{ \%}.$$

$$E_{ци}^{ch60} = \frac{1,03 4324}{480} 10^{-1} = 0,927 \text{ \%}.$$

Витрата електроенергії на інші власні потреби турбінного відділення:

$$E_{тін}^{100}=0,53 \text{ \%}, E_{тін}^{80}=0,63 \text{ \%}, E_{тін}^{60}=0,875 \text{ \%}. [15]$$

Таким чином, сумарна витрата електроенергії на власні потреби турбінного відділення, %: [15]

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$E_{\text{Т}}^{\text{ВП}} = E_{\text{ЦН}}^{\text{ВП}} + E_{\text{Т}}^{\text{ПР}}, \quad (1.15)$$

$$E_{\text{Т}}^{\text{ВП } 100} = 0,55 + 0,53 = 1,08 \%,$$

$$E_{\text{Т}}^{\text{ВП } 80} = 0,69 + 0,63 = 1,32 \%,$$

$$E_{\text{Т}}^{\text{ВП } 60} = 0,927 + 0,875 = 1,802 \%,$$

Витрата тепла на власні потреби турбінного відділення, %:

$$q_m^{\text{CH}} = 0,1 \frac{100}{f_{\text{CP}}}, \quad (1.16)$$

$$q_m^{\text{CH}100} = 0,1 \frac{100}{100} = 0,1 \%$$

$$q_m^{\text{CH}80} = 0,1 \frac{100}{80} = 0,125 \%$$

$$q_m^{\text{CH}60} = 0,1 \frac{100}{60} = 0,17 \%$$

Питома витрата тепла нетто по виробленню електроенергії турбінним відділенням, ккал/(кВт·год):

$$q_m^{\text{H}} = q_m^{\text{БР(Р)}} \frac{100 + q_m^{\text{CH}}}{100 - E_m^{\text{CH}}}, \quad (1.17)$$

$$q_m^{\text{H}100} = 7819,85 \frac{100 + 0,1}{100 - 1,08} = 7913,13 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт год}}$$

$$q_m^{\text{H}80} = 7959,15 \frac{100 + 0,125}{100 - 1,32} = 8075,69 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт год}}$$

$$q_m^{\text{H}60} = 8041,75 \frac{100 + 0,17}{100 - 1,802} = 8203,24 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт год}}$$

Котельне відділення

ККД котлоагрегату за гарантіями заводу з поправкою на режим роботи, %:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{БР(Г)}} 100 = 93,45 \%, \eta_{\text{к}}^{\text{БР(Г)}} 80 = 93,57 \%, \eta_{\text{к}}^{\text{БР(Г)}} 60 = 93,59 \%.$$

Розрахунковий ККД котлоагрегату, %:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{БР(Р)}} = \eta_{\text{к}}^{\text{БР(Г)}} \frac{100 - q_{\text{к}}^{\text{a}}}{100}, \quad (1.18)$$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $\eta_K^{БР(Г)}$ - гарантійний ККД (або середній) при розрахунковому навантаженні, %; q_K^E – допуск на експлуатаційні витрати. Приймаємо $q_K^E=1$ %.

$$\eta_K^{БР(Р)100} = 93,5 \frac{100-1}{100} = 92,57 \%$$

$$\eta_K^{БР(Р)80} = 93,57 \frac{100-1}{100} = 92,63 \%$$

$$\eta_K^{БР(Р)60} = 93,59 \frac{100-1}{100} = 92,65 \%$$

Витрата тепла на власні потреби котельного відділення, %:

$$q_K^{вн} = q_{ТП} + \Delta q_6^{вн} + q_{прит}^{вн} + q_{к.пр.}^{вн}, \quad (1.19)$$

де $q_{ТП}$ – витрата тепла на турбопривід живильного насосу:

$$q_{ТП} = \frac{N_{mn}^P}{N_P} 100 \%, \quad (1.20)$$

де $N_{ТП}^P$ – потужність турбоприводу при розрахунковому навантаженні ТА, МВт:

$$N_{mn}^P = \frac{Q_{жв} H^P 10}{367 \eta_n \eta_{мех}}, \quad (1.21)$$

де η_n – ККД насосу; $\eta_{мех}$ – механічний ККД привідної турбіни, $\eta_{мех}=99$ %; H^P – напір живильного насоса, м вод. ст.; $Q_{жв}$ – продуктивність живильного насоса, м³/год:

$$Q_{жв} = \frac{D_K^P v}{n}, \quad (1.22)$$

де n – кількість працюючих живильних насосів; v – питомий об'єм води, м³/т;
 D_K^P – витрата пари на КА у розрахунковому режимі

$$D_K^P = D_m^c (1 + d_m^E 0,01) K_{вак} K_{пр} (1 + y_i d_{відб_i} 0,01), \quad (1.23)$$

де D_T^r – витрата пари на ТА при розрахунковій потужності (визначається за гарантійними даними заводу), т/год; D_T^P – витрата пари з урахуванням гарантійного допуску, т/год;

$D_T^P 100=2650$ т/год; $D_T^r 100=2750$ т/год;

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$\alpha_{\text{тп}}$ – питома витрата відбірної пари на турбопривід власних потреб, не врахований в гарантіях на турбіну.

$$y_i d_{\text{відб}_i} = 0,072 \cdot 0,56 + 0,66 \cdot 0,45 + 0,875 \cdot 0,45 + 0,3 = 1,03 \%$$

$$D_{\text{кп}}^{100} = 2750 \cdot (1 + 0,007) \cdot 1,0025 \cdot 1,0 \cdot 1,03 = 2859 \text{ т/Год};$$

$$Q_{\text{жв}}^{100} = \frac{2859 \cdot 1,09}{1} = 3116,31 \text{ м}^3 / \text{год}$$

$$N_{\text{мн}} = \frac{3116,31 \cdot 3500 \cdot 10}{367 \cdot 80 \cdot 99} = 37,524$$

$$q_{\text{мн}}^{\text{ен}100} = \frac{37,524}{800} \cdot 100 = 4,69 \%$$

$$q_{\text{мн}}^{\text{ен}80} = 3,6 \%, \quad q_{\text{мн}}^{\text{ен}60} = 3,3 \%$$

$\Delta q_s^{\text{ен}}$ - додаткова витрата тепла, пов'язана з різною середньорічною температурою холодного повітря, яке забирається з котельної та прийнятої заводом:

$$\Delta q_s^{\text{ен}} = 0,16 \%$$

$q_{\text{прит}}^{\text{ен}}$ - витрата тепла на калорифери проточної вентиляції:

$$q_{\text{прот}}^{\text{ен}100} = 0,31 \%, \quad q_{\text{прот}}^{\text{ен}80} = 0,27 \%, \quad q_{\text{прот}}^{\text{ен}60} = 0,25 \%$$

При спалюванні газу:

$$q_{\text{к.пр}}^{\text{ен}} = q_{\text{к.пр}}^{\text{ен.ном}} \frac{100}{f}, \quad \% \quad (1.24)$$

$$\text{де } q_{\text{к.пр}}^{\text{ен.ном}} = 0,3 \%$$

$$q_{\text{к.пр}}^{\text{ен}100} = 0,3 \frac{100}{100} = 0,3 \%$$

$$q_{\text{к.пр}}^{\text{ен}80} = 0,3 \frac{100}{80} = 0,375 \%$$

$$q_{\text{к.пр}}^{\text{ен}50} = 0,3 \frac{100}{60} = 0,5 \%$$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді отримуємо:

$$q_{\kappa}^{en100}=4,69+(-0,16)+0,31+0,3=5,14 \text{ \%}.$$

$$q_{\kappa}^{en80}=3,6+(-0,16)+0,27+0,375=4,085 \text{ \%}.$$

$$q_{\kappa}^{en60}=3,3+(-0,16)+0,25+0,5=3,89 \text{ \%}.$$

Витрата натурального палива на КА у розрахунковому режимі:

$$B_{\kappa}^p = \frac{q_m^{\bar{p}(p)}(100 + q_m^{ch})N_p 10^4 + 1,02 Q_{отб} 10^9}{Q_n^p \eta_{\kappa}^{\bar{p}(p)} \eta_{mn} (100 - q_{\kappa}^{ch})}, \text{ тис.} \cdot \frac{\text{м}^3}{\text{год}}, \quad (1.25)$$

де $Q_{відб}$ – середньогодинний відпуск тепла на сторону, Гкал/год.

$$Q_{отб} = Q_{пб} + Q_{об} = 1,28 + 0,22 = 1,5 \text{ Гкал/год},$$

Q_n^p – робоча теплота натурального умовного палива.

$$B_{\kappa}^{100} = \frac{1870,78(100 + 0,1)687,84 + 1,02 \cdot 1,5 \cdot 10^9}{0,00912 \cdot 92,57 \cdot 99,0(100 - 5,14)} = 209,22 \text{ тис.} \cdot \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

$$B_{\kappa}^{80} = \frac{1905,1(100 + 0,125)550,272 + 1,02 \cdot 1,4 \cdot 10^9}{0,00912 \cdot 92,63 \cdot 98,75(100 - 4,085)} = 185,21 \text{ тис.} \cdot \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

$$B_{\kappa}^{60} = \frac{1924,86(100 + 0,17)412,704 + 1,02 \cdot 1,3 \cdot 10^9}{0,00912 \cdot 92,65 \cdot 98,0(100 - 3,89)} = 163,73 \text{ тис.} \cdot \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

Витрата електроенергії на власні потреби котельного відділення, %:

$$E_{\kappa}^{en} = E_{жсн}^{en} + E_{тод}^{en} + E_{хво}^{en} + E_{\kappa}^{np.en}, \quad (1.26)$$

де $E_{буст}^{en}$ - витрата на привід бустерних насосів, %:

$$E_{буст}^{en} = \frac{1,03 Q_{жсн}^p H^p n}{367 \eta_n \eta_{\epsilon} N_p} 10^3, \quad (1.27)$$

де η_n – ККД насоса, $\eta_n^{100}=75 \text{ \%}$; η_{ϵ} – ККД електродвигуна, $\eta_{\epsilon}^{100}=95 \text{ \%}$; n – кількість працюючих насосів, $n=3$; $Q_{буст}^p$ – продуктивність бустерного насосу у розрахунковому режимі:

$$Q_{буст}^p = \frac{D_{\kappa}^p v}{n} = \frac{2859 \cdot 1,09}{6} = 519,38 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$E_{буст}^{en100} = \frac{1,03 \cdot 519,38 \cdot 163 \cdot 6}{367 \cdot 75 \cdot 95 \cdot 800 \cdot 10^{-3}} = 0,25 \text{ \%}, \quad E_{буст}^{en80} = 0,29 \text{ \%}, \quad E_{буст}^{en60} = 0,32 \text{ \%}$$

$\overline{E}_{буст}^{en}$ - витрата на привід бустерних насосів (електро-):

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\overline{E}_{\text{буст}}^{\text{ен}} = \frac{E_{\text{буст}}^{\text{ен}} N_p 10}{Q_{\text{нб}}^p n}, \frac{\kappa B m \text{ год}}{m}, \quad (1.28)$$

$$\overline{E}_{\text{буст}}^{\text{ен}100} = \frac{0,25 \cdot 800 \cdot 10}{519,38 \cdot 6} = 0,641 \frac{\kappa B m \text{ год}}{m}$$

$$\overline{E}_{\text{буст}}^{\text{ен}80} = 0,8 \frac{\kappa B m \text{ год}}{m},$$

$$\overline{E}_{\text{буст}}^{\text{ен}60} = 0,98 \frac{\kappa B m \text{ год}}{m}.$$

Витрата електроенергії на привід тягодуттєвих машин.

Об'єм продуктів згоряння перед димососом ($t_r=142^\circ\text{C}$) на 1 кг палива $v_r=15,033$ нм³/кг.

Продуктивність одного основного димососу, тис. м³/год :

$$Q_o^p = \frac{B_{\text{кн}}^p v_r \frac{t_r + 273}{273} \frac{760}{h_{\text{бар}}}}{n_o}, \quad (1.29)$$

де $h_{\text{бар}}$ – барометричний тиск у місці встановлення димососу, мм рт. ст., (приймаємо $h_{\text{бар}}=760$ мм рт. ст.); n_d – кількість димососів;

$$Q_o^{p100} = \frac{209,22 \cdot 15,033 \cdot \frac{142 + 273}{273} \cdot \frac{760}{760}}{3} = 1593,72 \text{ тис. м}^3/\text{год.}$$

$$Q_o^{p80} = 1410,82 \text{ тис. м}^3/\text{год}, Q_o^{p50} = 1247,2 \text{ тис. м}^3/\text{год.}$$

Для оцінки перепаду повних тисків по газовому тракту в номінальному режимі роботі проведемо аеродинамічний розрахунок котла при $H^{\text{ном}}=356$ мм в. ст. і $Q^{\text{ном}}=1335$ тис. м³/год.; Самотяга по газовому тракту $H^c=35$ мм вод. ст.; Розрідження на виході з топки $h_p=2$ мм вод. ст.

Коефіцієнт приведення опору тракту до характеристик димососу:

$$K_p = \frac{0,132}{\rho_0} \frac{273 + t_r}{273 + t_{\text{хар}}} \frac{760}{h_{\text{бар}}}, \quad (1.30)$$

де ρ_0 – густина газів при 0°C та 760 мм рт. ст.; $t_{\text{хар}}$ – температура, для котрої складена характеристика тягодуттєвої машини, $^\circ\text{C}$.

$$K_p = \frac{1}{1,025} \frac{273 + 142}{273 + 100} \frac{760}{760} = 1,085$$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\text{При } r_{H_2O} = \frac{v_{H_2O}}{v_z} = \frac{0,64}{9,53} = 0,067 \quad \frac{\rho_0}{0,132} = 1,025 \text{ маємо.}$$

Перепад повних тисків по газовому тракту:

$$H_{np(\partial)} = \left(H^{ном} - h_p + H_c \right) \frac{Q_{\partial}^p}{Q_{ном}^p}^{1,8} - H_c + h_p K_p, \quad (1.31)$$

$$H_{np(\partial)}^{100} = (356 - 2 + 35) \frac{1409,07}{1335}^{1,8} - 35 + 2 \cdot 1,085 = 318,56 \text{ мм вод.ст.};$$

$$H_{np(\partial)}^{80} = 208,01 \text{ мм вод.ст.}; H_{np(\partial)}^{60} = 113,84 \text{ мм вод.ст.}$$

ККД димососу за характеристикою: $\eta_3^{100}=72\%$, $\eta_3^{80}=70\%$, $\eta_3^{60}=60\%$. [15]

Потужність, яка споживається димососами:

$$N_{\partial c}^{en p} = \frac{Q_{\partial}^p H_{np(\partial)}^p n_{\partial}}{0,0367 \eta_3 \eta_{эл} K_p}, \text{ кВт}, \quad (1.32)$$

$$N_{\partial c}^{en 100} = \frac{1409,07 \cdot 318,56 \cdot 2}{0,0367 \cdot 72 \cdot 92 \cdot 1,085} = 3403,59 \text{ кВт}$$

$$N_{\partial c}^{en 80} = 1801,9 \text{ кВт}$$

$$N_{\partial c}^{en 60} = 748,86 \text{ кВт}$$

Об'єм холодного повітря перед дуттєвим вентилятором $V_{дв}=9,3$, $\text{м}^3/\text{кг}$.

Продуктивність дуттєвого вентилятора у розрахункових режимах, тис. $\text{м}^3/\text{год}$:

$$Q_{\partial}^p = \frac{B_{\kappa\partial}^p v_{\partial\partial} \frac{t_{хп} + 273}{273} \frac{760}{h_{\partial\partial p}}}{n_{\partial}}, \quad (1.33)$$

де $t_{хп}$ – температура холодного повітря перед дуттєвим вентилятором, $t_{хп}=33\text{ }^{\circ}\text{C}$.

$$Q_{\partial}^{p100} = \frac{209,22 \cdot 9,3 \cdot \frac{33 + 273}{273} \cdot \frac{760}{2}}{2} = 1090,47 \text{ тис. м}^3/\text{год},$$

$$Q_{\partial}^{p80} = 965,33 \text{ тис. м}^3/\text{год}, Q_{\partial}^{p60} = 853,37 \text{ тис. м}^3/\text{год}.$$

Перепад повних тисків по повітряному тракту у розрахункових режимах:

$$H_{np(\partial)}^p = h_i^{вих} \frac{Q_i^p}{Q_i^{вих}}^{1,75} + h_{ii}^{вих} \frac{Q_{ii}^p}{Q_{ii}^{вих}}^2 - h_c + h_p K_p, \text{ мм вод. ст.}, \quad (1.34)$$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де h_c – сумарна самотяга по всьому тракту, $h_c=4$ мм вод. ст.; h_p – розрідження у топці на рівні вводу палива, $h_p=0$; $K_p=1$; $h_I^{\text{вих}}$, $Q_I^{\text{вих}}$ – опір і витрата повітря на ділянці входу до всмоктуючого повітропроводу – вихід з РПП у вихідному режимі, кг/м² і м³/год; $h_{II}^{\text{вих}}$, $Q_{II}^{\text{вих}}$ – опір і витрата повітря на ділянці виходу з РПП – вхід у топку у вихідному режимі, кг/м² і м³/год;

$$h_I^{\text{вих}}=155 \text{ мм вод. ст.}, Q_I^{\text{вих}}=1280 \text{ тис. м}^3/\text{год};$$

$$h_{II}^{\text{вих}}=145 \text{ мм вод. ст.}, Q_{II}^{\text{вих}}=1460 \text{ тис. м}^3/\text{год}.$$

$$t_I^{\text{cp}} = \frac{t_{\text{xn}} + t_{\text{вих}}^{\text{ВПП}}}{2} = \frac{30 + 110}{2} = 70 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (1.35)$$

$$t_{\text{cp}}^I = \frac{t_{\text{xn}} + 70}{2} = \frac{33 + 110}{2} = 71,5 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (1.36)$$

де $t_{\text{xn}}^{\text{cp}}$ – температура повітря, яке забирається з котельної;

Об'єм повітря на 1 кг палива $v_{\text{BI}}=v_{\text{BII}}=9,3$, нм³/кг.

$$Q_{\text{el}}^{p100} = B_{\text{кн}}^p v_{\text{el}} \frac{273 + t_{\text{cp}}^I}{273}, \text{ тис. м}^3/\text{год}, \quad (1.37)$$

$$Q_{\text{el}}^{p100} = 209,22 \cdot 9,3 \frac{273 + 70,0}{273} = 2244,65 \text{ тис. м}^3/\text{год}$$

$$Q_{\text{el}}^{p80} = 2164,1, \text{ тис. м}^3/\text{год}, Q_{\text{el}}^{p60} = 1913,12 \text{ тис. м}^3/\text{год}$$

Витрата повітря на II ділянці:

$$Q_{\text{elII}}^{p100} = B_{\text{кн}}^p v_{\text{elII}} \frac{273 + t_{\text{cp}}^{II}}{273} \text{ тис. м}^3/\text{год}. \quad (1.38)$$

$$Q_{\text{elII}}^{p100} = 209,22 \cdot 9,3 \frac{273 + 71,5}{273} = 2255,34 \text{ тис. м}^3/\text{год}$$

$$Q_{\text{elII}}^{p80} = 2173,57 \text{ тис. м}^3/\text{год}, Q_{\text{elII}}^{p60} = 1921,48 \text{ тис. м}^3/\text{год}$$

$$H_{\text{np}(\partial)}^{100} = 155 \frac{2244,65}{1280}^{1,75} + 145 \frac{2255,34}{1460}^2 - 4 = 708,44 \text{ мм вод. ст.},$$

$$H_{\text{np}(\partial)}^{80} = 479,21 \text{ мм вод. ст.}, H_{\text{np}(\partial)}^{60} = 287,43 \text{ мм вод. ст.}$$

ККД вентилятора за характеристикою $\eta^{100}=85 \%$, $\eta^{80}=65 \%$, $\eta^{60}=55 \%$, [15].

Потужність, яка споживається основними вентиляторами у розрахункових режимах:

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$N_{\epsilon}^{en} = \frac{Q_{\epsilon}^p H_{np}^p n_{\epsilon}}{0,0367 \eta_{\epsilon} K_{\rho}}, \text{ кВт}, \quad (1.39)$$

$$N_{\epsilon}^{100} = \frac{1409,07 \cdot 708,44 \cdot 2}{0,0367 \cdot 85 \cdot 91 \cdot 1} = 7032,97 \text{ кВт},$$

$$N_{\epsilon}^{80} = 4757,31 \text{ кВт}, \quad N_{\epsilon}^{50} = 2853,43 \text{ кВт}.$$

Витрата електроенергії на привід тягодуттєвих машин:

$$E_{m.д.}^{en} = \frac{1,03 (N_{\epsilon}^{en} + N_{\epsilon}^{en} + N_{\epsilon.nn}^{en}) 10^{-1}}{N_p}, \% \quad (1.40)$$

$$E_{m.д.}^{en100} = \frac{1,03 (3403,59)}{800 \cdot 10} = 0,438 \%,$$

$$E_{m.д.}^{en80} = 0,231 \%, \quad E_{m.д.}^{en60} = 0,096 \%.$$

Витрата пари на привід тягодуттєвих машин, в кВт·год/т пари:

$$\overline{E}_{m.д.} = \frac{E_{m.д.}^{en} N_p 10}{D_{\kappa}^p}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{т}}, \quad (1.41)$$

$$\overline{E}_{m.д.}^{en100} = \frac{0,438 \cdot 800 \cdot 10}{2859} = 1,22 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{т}},$$

$$\overline{E}_{m.д.}^{en80} = 0,64 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{т}}, \quad \overline{E}_{m.д.}^{en60} = 0,26 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{т}}.$$

Середньогодинна витрата палива в котельній:

$$B_{cp}^{zod} = \frac{B_{zod} n_{bl} z_{rab}}{8760}, \frac{\text{т.н.п.}}{\text{год}}, \quad (1.42)$$

$$B_{cp}^{zod100} = \frac{209,22 \cdot 3 \cdot 6000}{8760} = 429,904 \frac{\text{т.н.п.}}{\text{год}},$$

$$B_{cp}^{zod80} = 380,56 \frac{\text{т.н.п.}}{\text{год}}, \quad B_{cp}^{zod60} = 336,43 \frac{\text{т.н.п.}}{\text{год}}.$$

Витрата електроенергії на ХВО, %:

$$E_{XBO} = \frac{2 G_{XBO}}{N_p 10}, \quad (1.43)$$

Продуктивність ХВО:

$$G_{XBO} = 0,02 Q_{жс} = 0,02 \cdot 3120 = 62,4 \frac{\text{м}^3}{\text{год}},$$

$$E_{XBO} = \frac{2 \cdot 62,4}{300 \cdot 10} = 0,0156 \%.$$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Витрата електроенергії на інші потреби котельного відділення, %:

$$E_{\kappa}^{in.en} = \frac{D_{\kappa}^p}{N_p} \bar{E}_{\kappa}^{in} 10^{-1}, \quad (1.44)$$

$$E_{\kappa}^{in.en 100} = \frac{2859}{800 \cdot 10} = 0,35,$$

Сумарні витрати електроенергії на власні потреби котельного відділення, %:

$$E_{\kappa}^{en 100} = 0,438 + 1,22 + 0,0156 + 0,35 = 2,02,$$

$$E_{\kappa}^{en 80} = 0,231 + 0,64 + 0,0156 + 0,35 = 1,23,$$

$$E_{\kappa}^{en 60} = 0,096 + 0,26 + 0,0156 + 0,35 = 0,82.$$

ККД котлоагрегату нетто, %:

$$\eta_{\kappa a}^n = \eta_{\kappa}^{bp(p)} \frac{100 - q_{\kappa}^{en}}{100} \frac{100 - E_m^{en} - E_{\kappa}^{en}}{100 - E_m^{en}}, \quad (1.45)$$

$$\eta_{\kappa a}^{n 100} = 92,57 \frac{100 - 5,14}{100} \frac{100 - 1,08 - 2,02}{100 - 1,08} = 89,01 ;$$

$$\eta_{\kappa a}^{n 80} = 87,73 \% ; \eta_{\kappa a}^{n 60} = 87,42 \%$$

2.3.1 Розрахунок питомої витрати палива на ТЕС

Питома витрата умовного палива на відпущену електроенергію характеризує ефективність використання палива теплової конденсаційної електростанції.

Показниками, які визначають величину питомої витрати умовного палива на відпущену електроенергію, являються питома витрата тепла нетто турбінного відділення по виробництву електроенергії, ККД нетто котельного відділення по виробництву пари та коефіцієнт теплового потоку.

Питома витрата умовного палива на відпущену електроенергію:

$$e_E^{en} = \frac{q_m^n}{7 \eta_{\kappa a}^n \eta_{mn}} 10^4, \frac{e}{\kappa Bt \text{ год}}, \quad (1.46)$$

$$e_E^{en 100} = \frac{1893,08}{7 \cdot 86,01 \cdot 99,0} 10^4 = 317,6 \frac{e}{\kappa Bt \text{ год}},$$

$$e_E^{en 80} = \frac{1931,98}{7 \cdot 87,73 \cdot 98,75} 10^4 = 320,58 \frac{e}{\kappa Bt \text{ год}},$$

$$e_E^{en 60} = \frac{1995,69}{7 \cdot 88,04 \cdot 98,0} 10^4 = 327,24 \frac{e}{\kappa Bt \text{ год}}.$$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарна питома витрата електроенергії на власні потреби ТЕС (на виробітку електроенергії), %:

$$E_E^{en} = E_m^{en} + E_{\kappa}^{en}, \quad \text{---} \quad (1.47)$$

$$E_E^{en100} = 1,08 + 2,02 = 3,1 ,$$

$$E_E^{en80} = 1,32 + 1,23 = 2,55 ,$$

$$E_E^{en60} = 1,802 + 0,82 = 2,62 .$$

$$\eta_c^{\delta 100} = \frac{0,123}{\delta_E^{en}}, \quad (1.48)$$

$$\eta_c^{\delta 100} = \frac{0,123}{0,3176} = 0,38 = 38,7 \text{ \%}, \quad \eta_c^{\delta 80} = 38,3 \text{ \%}, \quad \eta_c^{\delta 60} = 37,6 \text{ \%}$$

$$\eta_c^{n 100} = \eta_c^{\delta} (1 - E_E^{en}), \text{ \%}, \quad (1.49)$$

$$\eta_c^{n 100} = 38,7(1 - 0,031) = 37,52 \text{ \%},$$

$$\eta_c^{n 80} = 37,32 \text{ \%}, \quad \eta_c^{n 60} = 36,6 \text{ \%}.$$

Результати розрахунків наведені в таблиці 1.5.

Таблиця 2.7 – Визначення питомої витрати палива у розрахункових режимах.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Найменування показника	Позначення	Навантаження f, %		
		100	80	60
1	2	3		
Турбінне відділення				
Середньорічне навантаження турбоагрегату, МВт	N _p	800	640	480
Питома витрата тепла на турбоагрегат за гарантіями заводу, кДж/кВт·год	$q_m^{\bar{p}}$	7668	7814	7961
Теж, з урахуванням заводського гарантійного допуску, кДж/кВт·год	$-q_m^{\bar{p}(\varepsilon)}$	7822	7971	8131
Витрата тепла з відборів на підігрівачі, %	$q_{\text{від}}^{n\bar{o}}$	0,072	0,074	0,087
	$q_{\text{від}}^{o\bar{o}}$	0,66	0,7	0,75
Витрата тепла з відборів на підігрів дут'євого повітря в калориферах, %	$q_{\text{від}}^{k\phi}$	1,151	1,151	1,151
Величина $q_{\text{пр}}^{\text{сн}}(1-\xi_{\text{пр}})$, %		0,10	0,125	0,20
Коефіцієнт K _т		0,9903	0,9891	0,9797
Розрахункова питома витрата тепла на турбіну, кДж/кВт·год	$q_m^{\bar{p}(p)}$	7819,85	7959,15	8041,75
Витрата електроенергії на циркуляційні насоси, %	$E_{\text{цн}}^{\text{en}}$	0,556	0,695	0,927
Витрата електроенергії на власні потреби (інші) турбінного відділення, %	E_m^{in}	0,53	0,63	0,87

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1	2	3		
Сумарна витрата електроенергії на власні потреби турбінного відділення, %	E_m^{en}	1,08	1,32	1,802
Витрата тепла на власні потреби турбінного відділення, %	q_m^{en}	0,1	0,125	0,17
Питома витрата тепла нетто по виробництву електроенергії турбінного відділення, кДж/кВт·год	q_m^H	7913,13	8075,69	8203,24
Котельне відділення				
ККД котла по гарантіям заводу з поправкою на режим роботи, %	$\eta_k^{br(r)}$	93,45	93,57	93,59
Розрахунковий ККД котлоагрегату, %	$\eta_k^{br(p)}$	92,57	92,63	92,65
Витрата тепла на турбопривід живильного насосу, %	q_{mn}^{en}	4,69	3,6	3,3
Витрата тепла на калорифери проточної вентиляції, %	$\Delta q_{прит}^{en}$	0,31	0,27	0,25
Втрати тепла, пов'язані з розморожуванням палива, %	$q_{кпр}^{en}$	0,3	0,3	0,3
Витрата тепла на власні потреби котельного відділення, %	q_k^{en}	5,14	4,085	3,89
Витрата натурального палива на котлоагрегат, нм3/год	$B_{ку}$	209,22	185,21	163,73
Витрата електроенергії на власні потреби котельного відділення, %				
Всього:	E_k^{en}	2,02	1,23	0,82
У тому числі:				
а) живильні насоси, % кВт·год/т.води	$E_{жн}^{en}$	0,25 0,641	0,29 0,8	0,32 0,98
б) тягодут'єві установки, %	$E_{тод}^{en}$	0,438	0,231	0,096
в) хімводоочистка, %	$E_{хво}^{en}$	0,0156	0,0156	0,0156
г) інші потреби котельного відділення, %	E_k^{in}	0,35	0,35	0,35

Продовження таблиці 2.7

1	2	3		
ККД котлоагрегату нетто, %	$\eta_{\text{ка}}^{\text{H}}$	89,01	87,73	87,42
ККД теплового потоку, %	$\eta_{\text{тп}}$	99	98,75	98
Питома витрата умовного палива на відпущену електроенергію, г/кВт·год	$\epsilon_e^{\text{сидп}}$	317,6	320,58	327,24
Сумарна питома витрата електроенергії на власні потреби ТЕС (на виробітку електроенергії), %	$E_e^{\text{сн100}}$	3,1	2,55	2,62
ККД блоку брутто, %	$\eta_{\text{с}}^{\text{б}}$	38,7	38,3	37,6
ККД блоку нетто, %	$\eta_{\text{с}}^{\text{H}}$	37,52	37,32	36,6

2.4. Допоміжне обладнання енергоблоку

2.4.1 Турбінне відділення

Конденсаційна установка

Конденсаційна установка, яка призначена для обслуговування турбіни, складається з конденсаторів, пристрою для видалення повітря, конденсатних та циркуляційних насосів, водяних фільтрів.

До турбіни встановлено два підвальних поздовжніх конденсатори типу 800-КЦС-3 виготовлення ЛМЗ, підключених паралельно по охолоджуючій воді; кожен з конденсаторів складається з двох секцій, підключених послідовно по охолоджуючій воді, в кожену секцію надходить по три потоки з турбіни. Поверхня охолодження кожного конденсатора утворюється з трубок діаметром 28x1, довжиною 12000 мм, яка складає 20600 м². Трубки розвальцовуються в трубних дошках. Корпус конденсатора зварний. Для сприйняття теплових розширень він встановлюється на чотирьох пружинних опорах. Підвід та відвід (знизу) охолоджуючої води проводиться по двох відокремлених пучках, що дозволяє відключати та чистити один з трубних пучків конденсатора на ходу.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Величина присосів охолоджуючої води в паровий простір не перевищує 0,001 % від витрати пари в конденсатор. Конденсатор обладнаний пристроєм для неперервної очистки трубок гумовими шариками.

Технічні характеристики конденсатора типу 800-КЦС-3, приведені в таблицях 2.8.

Таблиця 2.8 – Технічна характеристика конденсатора типу 800-КЦС-3[5].

Найменування параметру	Розмірність	Велечина
Площа охолоджувальної поверхні	м ²	20600
Абсолютний тиск пари у фланцях конденсатора	кПа	3,43
Витрата пари в конденсатор при номінальній потужності	т/год	1440
Питоме парове навантаження	кг/(м ² год)	35,8
Витрата охолоджуючої води	м ³ /год	73000
Кількість трубок в конденсаторі	шт.	19625
Активна довжина трубок	м	12
Діаметр трубок	мм/мм	28/26
Гідравлічний опір конденсатора по водяній стороні	кПа	58,8
Швидкість охолоджуючої води в трубках	м/с	1,86

Конденсатні насоси [16]

З кожною турбіною передбачується установка двох ступіней конденсатних насосів: перша ступень – три вертикальних насоса (один резервний) типу КСВ-1000-95, продуктивністю по 1000 м³/ч, напором 95 м вод. ст.; призначається для прокачки всього конденсату через БЗУ; друга ступень – три вертикальних насоса (один резервний) типу КСВ-1000-220, продуктивністю по 1000 м³/ч, напором 220 м вод. ст.; призначається для подачі конденсату через систему регенерації низького тиску в деаератор 0,7 МПа.

Циркуляційні насоси

Охолоджуюча вода для конденсаторів, маслоохолоджувачів та теплообмінників газоохолоджувачів генератора подається циркуляційними насосами. Сумарна витрата охолоджуючої води на турбоустановку складає

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

~ 75000 м³/ч. Якщо тиск в напірних трубопроводах охолоджуючої води недостатній для подачі її в теплообмінники газоохолоджувачів генератора, передбачається, установка підйомних електронасосів.

Пристрій для видалення повітря

Пристрій для видалення повітря, забезпечує нормальний процес теплообміну в конденсаторі та інших вакуумних апаратах, складається з двох основних водоструйних ежекторів типу ЭВ-4-1100, кожний з котрих представляє собою корпус з розташованими в ньому трьома ступенями стиснення, двома проміжними та одним кінцевим поверхневим охолоджувачами. Витрата пари на кожний основний ежектор складає 1000 кг/год при тиску перед соплами 0,5 МПа. Джерелом живлення ежекторів служить пар з парової урівноваженої лінії деаератора 0,7 МПа. Обидва ежектори по парі та конденсату ввімкнені паралельно.

Система регенеративного підігріву (СРП)

Теплова схема турбоустановки в значній мірі визначається схемою регенеративного підігріву живильної води. Такий підігрів води парою, яка частково була відпрацьована в турбіні і відведена з неї через регенеративні відбори до підігрівачів, забезпечує збільшення термічного ККД циклу. [16]

СРП живильної води складається із: охолоджувачів сальникових підігрівачів та ежекторів ущільнень; ПНТ; Деаераторів; ПВТ.

До допоміжного обладнання СРП входить: зливні насоси (від ПНТ) та паропроводи відборів із зворотними клапанами. Конденсат, що підводиться в СРП конденсатними насосами послідовно прокачується через охолоджувачі ежекторів ущільнень, сальникові підігрівачі, ПНТ і потрапляє в деаератор 0,7 МПа. Із деаератора живильна вода живильними насосами прокачується через ПВТ і поступає в котел.

СРП низького тиску виконана однопоточною, з нагрівом води в одній групі послідовно розміщених ПНТ поверхневого типу і деаератором. Прокачка води в них виконується під тиском КН1 та КН2.

Основні вузли ПНТ: водяна камера з трубками для підводу і відводу живильної води з перегородками всередині водяної камери для організації в

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підігрівачах певного числа ходів; трубна система набирається із U-подібних трубок діаметром 16 мм і товщиною 1 мм, кінці яких завальцовані в трубній дошці; направляючі проміжні перегородки для організації потоку пари; корпус підігрівачів із привареними патрубками, опорними лапами і фланцем; трубна дошка закріплена за допомогою шпильок між фланцями корпусу і водяної камери. [16]

Технічні характеристики ПНТ наведені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9. – Технічні характеристики підігрівачів низького тиску [5].

Найменування обладнання	Тип	Поверхня нагріву, м ²	Гідравлічна характеристика		Пробний гідравлічний тиск	
			витрата води, м ³ /год	Опір, м вод. ст.	Паровий простір, МПа	Водяний простір, МПа
ПНТ № 1	ПН-2400-32-7-I	2420	2072	12,0	0,7	3,2
ПНТ № 2	ПН-2200-32-7-II	2233	2072	12,0	0,7	3,2
ПНТ № 3	ПН-1600-32-7-III	1650	1752	11,1	0,7	3,2
ПНТ № 4	ПН-1500-32-7-IV	1550	1752	11,1	0,7	3,2

СРП енергоблоку 800 МВт підігрівачі високого тиску в СРП виконана двохпоточною з нагрівом води в двох групах апаратів, розташаваних паралельно. ПВТ-1 та ПВТ-2 використовують теплоту пари, яка відбирається з ЦВТ турбіни, а ПВТ-3 живиться від третього відбору ЦСТ. Робочий тиск води в трубних системах визначається повним напором ЖЕН. Теплообмінники системи СРП ПВТ встановленими за послідовною схемою включення по живильній воді всіх зон, замикається в один корпус і для більш повного використання теплоти, підведеної пари розділяється на зони: охолодження пари - ОП; конденсації пари – КП; охолодження конденсату пари, що гріє – ОК.

Конструктивно всі ПВТ представляють собою вертикальні апарати зварної конструкції з теплообмінною поверхнею, набраною із звитих в пласкі спіральні гладкі труби зовнішнім діаметром 32 мм і товщиною стінки 4 мм, приєднаних до вертикальних розгалужуючих і збираючих колекторних труб. Всі елементи трубної системи виконані із сталі 20, а елементи корпусу із вуглецевої сталі 20К.

Технічні характеристики ПВТ наведені в таблиці 3.0.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.0. – Технічні характеристики підігрівачів високого тиску [5].

Найменування обладнання	Тип	Поверхня нагріву, м ²	Гідравлічна характеристика		Пробний гідравлічний тиск	
			витрата води, м ³ /год	Опір, м вод. ст.	Паровий простір, МПа	Водяний простір, МПа
ПВТ № 6	ПВ-1600-380-17	1600	1390	24	1,67	37,2
ПВТ № 7	ПВ-1600-380-40	1600	1390	17,7	3,96	37,2
ПВТ № 8	ПВ-1600-380-66	1600	1390	14	6,47	37,2

2.4.2 Допоміжне обладнання котельного відділення

До допоміжного обладнання котельного відділення відносяться: димососи, регенеративні повітряпідігрівачі, дуттєві вентилятори, димососи рециркуляції газів.

Димососи

Котлоагрегат ТГМП-204 (Пп 2650/255ГМ) обладнаний двома осьовими димососами типу ДОД-43, вони являються резервними і призначені для відсмоктування димових газів з котла і подачі в димар при роботі котла з урівноваженою тягою (Димососи забезпечують роботу котла з урівноваженою тягою до навантаження 0,7 Д_{ном}). Привід димососа електродвигун А-02-21-49-16.

Характеристики димососу наведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Характеристика димососу типу ДОД-43 [5].

Найменування	Розмірність	Величина
Продуктивність	тис. м ³ /год	1520,1
Повний напір	кг/м ²	462
ККД на розрахунковому режимі	%	70
Максимальний ККД при середньоексплуатаційному режимі	%	82,5
Потужність, що споживається	кВт	2500
Швидкість обертання	хв ⁻¹	370
Допустима температура газів перед димососом	°С	200

Димосос складається з засмоктуючої кишені, корпусу з спрямляючим апаратом, двох направляючих апаратів, ходової частини, двох робочих кілець, дифузора. Корпус димососа складається з трьох частин: корпусу першого направляючого апарата та першого робочого колеса, корпусу другого направляючого апарата та другого робочого колеса і корпусу спрямляючого апарата. Корпус виконано з вуглеводистої листової сталі та підсилено фланцями і ребрами. Захист корпусу димососа від зовнішнього зношення передбачено у вигляді змінних броньових листів з вуглеводистий сталі марки Ст 3 товщиною 10 мм. Для регулювання продуктивності димососів встановлено два спрямовуючих апарата з профільованими лопатками перед першим, другим робочими колесами. Поворот лопаток спрямовуючих апаратів виконується за допомогою поворотних коліс та системи тяг і важелів.

Дуттєві вентилятори типу ВДН-36х2

Прямоточний котельний агрегат ТГМП-204 обладнано двома центробіжними вентиляторами одностороннього всмоктування типу ВДН-36х2, котрі змонтовано за межами площадки головного корпусу. Основні вузли дуттєвого вентилятора: равлик, робоче колесо, ходова частина, спрямовуючий апарат, всмоктуюча кишеня. Робоче колесо складається з конусного диска, робочих лопаток та ступиці, яка кріпить робоче колесо до валу вентилятора. Ходова частина вентилятора складається з валу, двох підшипників (опорно-упорного двохрядного шарикового зі сторони равлика та опорного зі сторони електродвигуна) двох роликів підшипників, з'єднуючої муфти.

Змазка підшипників картерна, для змазки підшипників використовується турбінне масло 22 або веретенне 3. Підшипники дуттєвих вентиляторів охолоджуються водою. Характеристика дуттєвого вентилятора приведена в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 Характеристики вентилятора типу ВДН-36х2 [12].

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Найменування	Розмірність	Величина
Продуктивність при числі обертів 855 хв ⁻¹	м ³ /год	1430,1
Число обертів	хв ⁻¹	855-920
КПД	%	85,5
Турбопривід		ОР-12ПВ
Потужність турбоприводу	кВт	6440
Потужність при 855 хв ⁻¹	, кВт	5300

Регенеративний повітряпідігрівач типу РПП-98Г

Регенеративний підігрівач представляє собою протипотоковий теплообмінний апарат для підігріву повітря за рахунок використання тепла виходячих газів.

Конструктивно всі РПП складається з обертаючого на вертикальному валу ротора, всередині котрого розташовані нагрівальні секції. Ротор прикріплюється до несучого фланця вала, який опирається нижньою цапфою на упорний роликпідшипник нижньої опори, встановленої на балці.

РПП-98Г для котла ТГМП-204 (4шт.) сконструйовано та виконано ТКЗ.

РПП складається з ротора, корпусу з кришками, металоконструкції опор (опорних і приводних), ущільнювальних пристроїв, нагрівальних пакетів.

Ротор виконується з 4-х блоків та служить для підігріву повітря засобом перемінного переміщення набивки з потоку гарячих газів в потік холодного повітря. У центрі його знаходиться ступиця, яка складається з двох частин. До ступиці приварено радіальні перегородки, котрими ротор розподілено на 24 рівних сектора. Кожен сектор ротора концентрично розподілено дистанційними перегородками на 6 відсіків, в які встановлено перегрівальні пакети. Вал виконано з труби Ø 560 мм. РПП має два привода (робочий та резервний). [12]

Перший ряд нагрівальних пакетів зі сторони входу холодного повітря та виходу охолоджених газів утворює "холодну" частину ротора; середній ряд пакетів зі сторони входу газів та виходу повітря утворює "гарячу" частину ротора. Пакети "холодної" частини ротора набрані з дистанціюючих та прямих пластин з металу товщиною 1-2 мм. Пакети "гарячої" частини ротора набрані

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

з дистанціюючих та гофрованих пластин товщиною 0,6 мм; Холодний шар з емальованих листів.

Температура газів на вході в РПП при роботі на газі – 343 °С; при роботі на мазуті – 355 °С; Температура виходячих газів при роботі на газі – 118 °С; при роботі на мазуті – 136 °С; ~~Температура гарячого повітря при роботі на газі – 310 °С; при роботі на мазуті – 321 °С.~~

При роботі на мазуті холодне повітря підігрівається до температури 60 °С у калориферах для запобігання корозії холодних пакетів.

Димососи рециркуляції газів типу ГД-26х2

Два центробіжних димососа двостороннього всмоктування типу ГД-26х2 призначені для подачі частини димових газів, відбираємих за водяним економайзером, в топку котла з метою зниження теплових потоків у нижній частині топки, а також для регулювання температури вторинного промперегріву. Привід димососу – асинхронний електродвигун типу ДАЗО-2-17-79-6.

Димосос складається з наступних основних вузлів: равлика, робочого колеса, двох всмоктуючих кишень, спрощених направляючих апаратів, ходової частини.

Характеристика димососу приведена в таблиці 1.11.

Таблиця 3.3 – Технічна характеристика димососа рециркуляції типу ГД-26х2 [12].

Найменування	Розмірність	Величина
Продуктивність димососа з запасом 5 %,	тис. м ³ /год	600,1
Повний напір для даної продуктивності	кг/м ²	560
Розрахункова потужність	кВт	1090
Напруга мережі	кВт	6
ККД	%	83
Тип електродвигуна		ДАЗО-2-17-79-6
Потужність електродвигуна	кВт	1250
Число обертів	хв ⁻¹	995

2.4.3 Деаераційна установка енергоблоку

На кожному блоці ТЕС встановлено дві деаераційні колонки тиском 0,7 МПа типу ДСП-1300 продуктивністю по 1300 т/год з баками живильної води ємністю 120 м³, які забезпечують запас деаерованої води для блока на 3,5 хвилин. По воді та парі обидва деаератори, що з'єднані порівнювальними лініями без відключаючої арматури, розглядаються як один агрегат.

К деаераційним колонкам підводяться наступні потоки: основний конденсат після ПНТ №5, конденсат з баків запасного конденсату, гріючий пари. Крім того, до деаераційних колонок підведена лінія рециркуляції бустерних насосів, котра врізається в лінію основного конденсату. Безпосередньо в деаераційний бак заведені трубопроводи рециркуляції живильних насосів, дренажі ПВТ.

В якості основного джерела гріючої пари деаератора використовується пара III відбору турбіни. При зниженні тиску в ньому до 0,8 МПа в деаератор подається пара з колектора 1,3 МПа. В якості гріючої пари використовується також випар з розтопочних розширювачів (при розтопці котла). Перераховані потоки пари заводяться в колектор гріючої пари деаератора до регуляторів тиску.

Живильні насоси

Витрата живильної води в блоці, визначена за номінальної продуктивністю котла з урахуванням температури та тиску, складає 3100 м³/ч.

В кожному блоці до установки приймаються:

а) Два головних живильних турбонасоса типу ПН-1500-350, продуктивністю 1530 м³/год, напором 34 МПа та підпором на всасі 1,58 МПа, з привідною турбіною потужністю 16150 кВт на тиск первинної пари 1,56 МПа (III відбір пари турбіни К-800-240) та власним конденсатором.

б) два бустерних насоси типу ПД-1600-180 (один резервний), продуктивністю 1660 м³/год, напором 1,94 МПа з електроприводом типу ПТА-3800-20, потужністю 3800 кВт.

Дренажне господарство блоку

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З кожним блоком встановлено по одному дренажному баку ємністю 16 м³ з розширювачем дренажів високого та низького тиску і двома дренажними насосами типу 4К-6 (продуктивність по 65-135 м³/год, напор 72-78 м вод. ст.) з електродвигуном типу АО2-82-2 потужністю 55 кВт, який подає воду в конденсатор свого блока, в загальну магістраль «забрудненого» конденсату або в скидальний циркуловід (в залежності від солемісту).

Бакове господарство

а) Баки запасу конденсату —

Для зберігання запасу знесоленої води та збору забрудненого конденсату, а також для накопичення води для водно-кислотної промивки обладнання встановлено чотири бака без тиску ємністю по 1000 м³. Один з них призначено для збору забрудненого конденсату від скидання, дренажів і спорожнень обладнання станції при відповідному солемісту потоків. Ємність трьох інших баків забезпечує запас живильної води по станції на 21 хвилину. Баки розміщені за межами головного корпусу.

Використовуються два насоси БЗК типу ~~8КСД~~ 5х3 продуктивністю по 140 м³/год напором 120 м вод. ст. та один насос типу 6НДВ продуктивністю 216 м³/год напором 40 м вод. ст., що забезпечують нормальне підживлення у розмірі 114 т/год та аварійне у розмірі 414 т/год.

До кожного баку «забрудненого» конденсату встановлено насос типу 6НДС-6 продуктивністю 216 м³/год, напором 80 м вод. ст.

б) Баки зливу з котлів та бак обмивки РПП.

Для зливу з котлів та обмивки РПП встановлено два баки ємністю по 40 м³, з'єднані між собою системою трубопроводів, що дозволяє їх періодично використовувати як для зливу води з котлів, так і для промивки РПП. Для відкачки води з БЗК та для промивки РПП встановлені спеціальні насоси.

2.4.4 Турбогенератор типу ТВВ - 800

Турбогенератор типу ТВВ-800_ заводу ЕС призначено для вироблення електроенергії при безпосереднім з'єднанні з паровою турбіною потужністю 800 МВт. Турбогенератор має чотири газоохолоджувача, розташованих вертикально, по два в кожній кінцевій частині. Циркуляція технічної води в газоохолоджувач здійснюється насосами, розташованими поза генератора.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У середній частині корпусу на кінцевих перегородках укріплений сердечник статора, зібраний на поздовжніх ребрах з сегментів електротехнічної сталі і вздовж осі розділений вентиляційними каналами на пакети. Ротор виготовлений з цільної поковки спеціальної високоякісної сталі. У бочці ротора вифрезерована пази, в які покладена обмотка збудження зі смугової міді з присадкою срібла. Її охолодження здійснюється безпосередньо воднем за схемою самовентиляції із забором газу із зазору машини. Технічні дані турбогенератора наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Номінальні данні турбогенератора типу ТВВ-800 [5].

Найменування	Розмірність	Величина
Активна потужність	МВт	800
Коефіцієнт потужності		0,85
Напруга	В	24000
Частота	Гц	50
Швидкість обертання	хв ⁻¹	3000
З'єднання фаз	—	YY
Тиск водороду	кПа	400
Чистота водороду у корпусі	%	Не нижче 97
Струм ротора	А	3790
Напруга збудження	В	615
КПД	%	98,75
Температура циркуляційної води, яка поступає у зовнішній контур теплообмінників	°С	33
Температура охолоджуючого водороду, який виходить з газоохолоджувачів	°С	40

При роботі турбогенератора з номінальними параметрами та при номінальних витратах води, що поступає у зовнішній контур теплообмінників та в газоохолоджувачі, температура активної сталі та обмотки статора, а також водороду на виході з ковпачків обмотки статора, повинна бути не вище 120 и 110 °С, відповідно; обмотки ротора – не вище 105 °С.

2.4.5 Компонівка головного корпусу ТЕС

Основне обладнання електростанції та безпосередньо віднесене до нього допоміжне обладнання розташовано в окремому будівельному корпусі – головному корпусі ТЕС, який включає декілька приміщень.

Взаємне розташування основного і допоміжного обладнання та їх зв'язки з будівельною частиною називається компоновкою головного корпусу.

До складу головного корпусу входять: котельне відділення (КВ); турбінне відділення (ТВ); деаераторне відділення (ДВ); відкриті площадки.

Компоновка головного корпусу другої черги ТЕС зубчаста, замкнута без будівельного розриву, закрита.

Основні розміри та відмітки головного корпусу другої черги Вуглегірської ТЕС: [9].

Повздовжній крок колон	12,0 м
Проліт турбінного відділення	36 м
Проліт деаераторного відділення	12 м
Проліт котельного відділення	45 м
Відмітка обслуговування котельного та турбінного відділення	9,6 м
Відмітка підлоги котельного та деаераторного відділення	0,0 м
Відмітка конденсаційного відділення	0,6 м
Відмітка підвалу турбінного відділення	-3,3 м
Відмітка підкранових шляхів:	
турбінного відділення	20,2 м
котельного відділення	75,6 м

Турбінне відділення

Компоновка турбогенератора типу К-800-240-3 приймається за проектом ПО "ЛМЗ".

Регенеративне обладнання встановлено з обох боків турбогенератора: ПНТ – зліва, ПВТ – справа, якщо дивитись зі сторони котла. У районі ПНТ на відмітці 0,6 розташовані конденсаційні насоси 1-ого та 2-ого ступенів. У районі ПВТ розташовані бустерні та живильні насоси (ЖТН).

Уздовж осі "А" турбінного відділення під відміткою 9,6 м розташовано розподільчі пристрої власної витрати та інше електротехнічне обладнання. У

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

стіни, яка відділяє електротехнічне обладнання від турбінного відділення, на відмітці 6,0 м розташована БЗУ.

Дренажне господарство блока розташоване зі сторони ряду "Б" на відмітці -3,3 м.

Система маслопостачання розташована зліва від турбіни. Система маслопостачання турбін і живильних насосів об'єднана зі зливом в маслобак турбіни.

У підвалі на відмітці -3,3 розташовано циркуляційні водоводи, насоси регулювання турбіни, насоси технічної води, закриті кабельні канали та допоміжні трубопроводи.

Деаераторне відділення

На відмітці 0,0 деаераторної етажерки встановлюється електротехнічне обладнання; на відмітці 9,6 м – БЦУ, зниженні вузли живлення котлів та ін.; на відмітці 15,0 м встановлено БРОУ. Деаератори 0,7 МПа розташовані на відмітці 21,0 м. Безпосередньо у колон ряду "Б" ГК пропускаються усі основні комунікації пари та живильної води, які зв'язують турбінне та котельне відділення.

Котельне та димососне відділення

Компоновка котлоагрегатів типу ТГМП-204, приймається за проектом ТКЗ. Дуттєві вентилятори, регенеративні повітряпідігрівачі з калориферними установками та димососи розміщені на відкритій площадці за межами будинку котельного відділення. Кранове господарство головного корпусу включає: у машинному залі встановлено два мостових крани $Q_{в.п.}=120/20$ т; у котельному залі – два крана $Q_{в.п.}=50/10$ т; над бункерною етажеркою – один полукозловий кран $Q_{в.п.}=30$ т; у димососном відділенні – козловий кран $Q_{в.п.}=30$ т.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.5 Допоміжні господарства ТЕС

2.5.1 Технічне водопостачання

На ТЕС прийнята оборотна система водопостачання, яка забезпечує електростанцію водою зі штучного водосховища місткістю 162 млн. м³ (площа дзеркала 15 км², максимальна глибиною – 27 м.)

Забір води з водосховища та підвід її до блочної насосної станції здійснюється відкритим каналом. Для забору найбільш холодної води, а також для зменшення попадання в підвідний канал риби, планктону та плаваючих предметів передбачається глибинний водозабір, виконаний у вигляді монолітної залізобетонної стінки.

В береговій насосній станції №1 встановлено 8 вертикальних пропелерних насосів марки ОП2-110КЄ (по 4 на блок; продуктивність 18180 м³/годину, необхідний напір насосів 15,0 м.). Насоси встановлені з зануренням осі колеса насосу під мінімальний горизонт на 2 м.

В береговій насосній станції №2 встановлено 6 вертикальних пропелерних насосів марки ОП-10-185Г (по 3 на блок; продуктивність 54000 м³/год, необхідний напір насосів – 15,0-17,0 м.).

Від берегової насосної вода по напірним трубопроводам подається до турбінного відділення.

Після конденсаторів нагріту вода відводиться закритими каналами за межі промплощини, потім відкритим каналом та ежектуєм пристроєм в акваторію порту. В процесі охолодження конденсаторів вода не отримує забруднень. За час перебування в конденсаторі охолоджуюча вода підвищує свою температуру на 8,7 °С. У відповідності до діючих норм та правил у відкриті водойми дозволяється скидати води з температурою не більше 5 °С температури води у водоймі взимку та 3°С – літом. На відкритому відвідному каналі побудовано споруду для забезпечення підігріву глибинного водозабору.

Враховуючи малі швидкості води у каналі та необхідність очистки каналів від подаючих наносів, дно та відкоси каналу нижче мінімального горизонту води не кріпляться.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Подача води та ТЕС від блочної насосної станції та зливні трубопроводи відбувається по металевих трубопроводах Ø1800 мм (по одному водоводу на насос). Трубопроводи прокладено з уклоном від головного корпусу до насосної. [16]

2.5.2 Паливне господарство ТЕС

Газ поступає на електростанцію від газопроводу або газорозподільної станції (ГРС) з тиском (0,7-1,3) МПа по одній лінії підземного трубопроводу. Для зниження тиску газу до величини, необхідної у форсуноках котла (0,13-0,2 МПа) передбачається його дроселювання в газорегулюючому пункті (ГРП). Дроселювання можливе в одну або дві ступені в залежності від загального перепаду тиску газу. З огляду різкого шуму при дроселюванні газу ГРП розміщується в окремому (заглибленому у землю) будинку на території ТЕС.

На ТЕС збудовано один ГРП. Продуктивність ГРП на електростанціях, працюючих на газовому паливі в якості основного, розраховується на максимальну витрату газу усіма робочими котлами. [10]

В ГРП передбачається одна резервна установка, яка регулює тиск газу. Прокладка усіх газопроводів в межах ГРП и до котлів виконується наземною.

Підвід газу від ГРП до магістралі котельного відділення та від магістралі к котлам не резервується та виконується по одній лінії.

Арматуру на основних газопроводах встановлюють тільки стальну.

Для очистки газу від механічних домішок перед регулюючими клапанами встановлюються фільтри. Тиск газу при входе в ГРП та після регулюючих клапанів контролюється манометрами. Кількість газу, який подається в ГРП, реєструється витратоміром.

На газопроводах перед та після ГРП використовуються засувки з електроприводом. Для запобігання підвищення тиску за регулюючими клапанами вище допустимого встановлюють запобіжний клапан.

На газопроводі до кожного котла в наявності: запірна засувка, шайба витратоміру, регулятор витрати газу, імпульсний відсічний швидкодіючий

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

клапан, працюючий автоматично в залежності від падіння тиску повітря у пальниках до заданого значення, а також при зупинці електродвигуна дут'євого вентилятора або димососа. Регулятор витрати газу управляється виконавчим механізмом системи автоматики паління за двома імпульсами: тиску пари у КА та перепаду тиску на діафрагмі пароміра. Для продувки газопроводів призначені продувочні свічки зі щільними запірними пристроями.

Зовнішній газопровід від ГРП до котельного відділення прокладається на естакаді. Температурні здовження сприяються компенсаторами. Газопровід покривається тепловою ізоляцією.

Мазутне господарство ТЕС сполучене з маслогосподарством. До його складу входять: приймально-зливний пристрій, мазутосклад, мазутонасосна та естакада паро-мазутопроводів від мазутонасосної до головного корпусу. Мазут доставляють на електростанцію залізничним шляхом або водним транспортом.

На електростанції розрізняють наступні типи мазутного господарства: основне, резервне, аварійне.

Для зливу мазуту його попередньо підігрівають в цистернах до температури 60-70 °С.

Склад та характеристика природного газу: $\text{CH}_4 \approx 92,99\%$, $\text{C}_2\text{H}_4 \approx 4,06\%$, $\text{C}_3\text{H}_8 \approx 0,82\%$, $\text{C}_4\text{H}_{10} \approx 0,32\%$, $\text{CO}_2 \approx 0,28\%$, $\text{O}_2 + \text{N}_2 \approx 1,53\%$, $Q_{\text{H}^p} = 33500-34330 \text{ кДж/м}^3$, густина при 20 °С 0,7-0,75 кг/м³. [5]

Характеристика та склад мазуту марки М-100: кінематична в'язкість при 80 °С – 118 сСт, умовна в'язкість – $\leq 16,0$ град ВУ, $t_{\text{всп}} \geq 110$ °С, $A^p \leq 0,14\%$, $W^p \leq 1,0\%$, $S^p \leq 3,5\%$, $Q_{\text{H}^p} = 38520-39360 \text{ кДж/кг}$. [10]

2.5.3 Хімічна водопідготовка

Поповнення втрат пари та конденсату в циклі ТЕС виконується хімічно обезсоленою водою, отриманий за схемою трьохступеневого знесолення.

Схема очистки води включає: коагуляцію та вапнування, фільтрацію на механічних фільтрах, протетичне Н-катіонування, аніонування, декарбонізацію, другу ступень Н-катіонування, другу ступень аніонування, третю ступень знесолення на фільтрах змішаної дій. Додаткові фільтри встановлюються у фільтровому залі хімводоочистки.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						66
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для видалення з внутрішніх поверхонь обладнання виробничої окалини, продуктів атмосферної корозії та забруднень, утворених при виробництві, транспортуванні та зберіганні на ремонтній площадці та при монтажі обладнання передбачається передпускова хімічна очистка живильного тракту (з регенеративними підігрівачами, КА і паропроводами).

Водно-хімічний режим котла повинен забезпечити роботу теплосилового обладнання без ушкоджень та зниження економічності, викликаних утворюванням накипу, відкладень, внутрішньої корозії поверхонь нагріву.

Якість живильної води повинна задовольняти наступним нормам: зміст SiO_2 , мкг/кг – 15; зміст Fe, мкг/кг – 10; зміст Cu, мкг/кг – 5; зміст O_2 , мкг/кг – 10; зміст Na, мкг/кг – 5; надлишок N_2H_4 , мкг/кг – 20-60; значення pH – $1 \pm 0,1$.

Засобами забезпечення водного режиму являються:

а) водопідготовча установка – схема трьохступеневого знесолювання продуктивністю 250 т/год (ХВО);

б) БЗУ для 100% очистки конденсату турбіни та інших забруднених потоків продуктивністю 1000 м³/год;

в) баки запасного чистого конденсату 1000 м³/год кожен;

г) для киснево-аміачного водного режиму – автоматизована аміачна установка для корекції обробки конденсатно-живильного тракту;

д) для нейтрально-кисневого водного режиму – пристрій для подачі повітря на всас БЖН, який складається з інжектору та регулюючого вентиля;

е) установка для консервації і хімічних очисток обладнання;

ж) прилади автоматичного хімічного контролю – кондуктометри, pH-метри, киснеміри, Na-метри.

Впродовж перших двох діб після підключення прямооточного котла до турбіни у живильній воді, а також парі, який подається в турбіну, допускається збільшення не більш, ніж на 50 % від норми змісту з'єднань натрію, кремнієвої кислоти, з'єднань заліза та міді, а також загальної жорсткості та питомої електропровідності Н-катионованої проби живильної води. [14]

При цьому, в першу добу зміст з'єднань заліза (в перерахунку на Fe) та кремнієвої кислоти (в перерахунку на SiO_2) допускається до 50 мкг/кг по

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						67
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

кожному з цих складників.

При вмиканні прямооточного котла після капітального, середнього та текучого ремонтів вказане перевищення норм не більш, ніж на 50 % допускається продовж 4-х діб, при цьому, в перші доби зміст з'єднань Fe і SiO₂ допускається до 100 мкг/кг по кожному з цих складників. [14]

При роботі котла повинен здійснюватись неперервний хімічний контроль за якістю живильної води та перегрітої пари. При погіршені якості живильної води необхідно провести аналізи конденсату та всіх добавок, встановити джерела забруднення живильної води і прийняти міри до їх усунення. При збільшенні вмісту кисню у живильній воді більше 10 мкг/кг необхідно перевірити режим роботи деаераторів.

Для забезпечення якості живильної води, яка відповідає нормам, конденсат турбіни проходить через БЗУ.

Солі, які відкладаються в поверхнях нагріву, видаляються за допомогою водних та кислотних промивок. Якщо при нормальній якості живильної води відзначаються часті різкі підвищення солевмісту в перегрітій парі, що свідчить про вимиванні солей з котла, необхідно в найкоротші строки зупинити котел та провести промивку тракту.

Необхідність експлуатаційної хімічної промивки встановлюється при проведенні капітального ремонту котла на основі вирізаних зразків труб поверхонь нагріву, оцінки кількості відкладень та їх хімічного аналізу.

Скидання відпрацьованої води здійснюється у відводящі канал.

2.5.4 Охорона навколишнього середовища

Через димові труби електростанцій в атмосферу поступають: сірчаний та сірковий ангідрин, оксиди азоту та газоутворюючі продукти неповного згоряння, а при спалюванні мазуту, крім того, з'єднання ванадію, солі натрію та частини сажі, які видаляються з поверхонь нагріву при їх обдувці. Домішки, які містяться у димових газах, забруднюючи атмосферне повітря, при певних концентраціях аналізують шкідливий вплив на організм людини і рослинний світ, а також збільшують знос механізмів, інтенсифікують процеси корозії металів та ін. [2]

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						68
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для захисту населення від шкідливих викидів за правилами, які приписані санітарними нормами, при проектуванні електростанцій передбачають відокремлення їх від жилих районів санітарно-захисними зонами, протяжність котрих визначається кількістю викидів та розою вітрів так, щоб концентрація шкідливих речовин у атмосферному повітрі не перевищувала допустимої (межа допустимих концентрацій – МДК).

Одним з основних методів зменшення забруднення атмосфери шкідливими речовинами, які викидаються через димові труби електростанції, являється покращення розсіювання димових газів. Цьому сприяє зменшення числа димових труб на електростанції та збільшення їх висоти, а також швидкості газів на виході з устя труби.

2.6. Площадка будівництва і генеральний план ТЕС

Райони спорудження ТЕС визначаються народно-господарськими планами, схемами розвитку енергосистем та теплопостачання [14].

Площадку для ТЕС вибирають по можливості ближче до споживачів електричної і теплової енергії, до місця видобутку палива і джерела водопостачання. [14]

Площадку електростанції розташовують на землях, які не мають корисних копалин, малопридатні для сільського господарства, не затоплюємих паводковими водами.

Площадка електростанції повинна мати достатні розміри для розміщення всіх необхідних споруджень і будівель. У залежності від потужності електростанції, її агрегатів і енергоблоків необхідна площа складає (25–50) га. Рельєф площадки (території) електростанції повинний бути по можливості рівним; різниця в окремих її місцях не повинна перевищувати (2–4) м. При спорудженні електростанції її територію планують (вирівнюють), обсяг земельних робіт при цьому повинен бути по можливості незначним.

Територія електростанції повинна мати надійний міцний ґрунт, що допускає тиск на нього від будівель приблизно не менш (0,2–0,25) МПа/м².

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						69
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Розташування площадки електростанції повинне бути по можливості близьким до залізничних магістралей, по яких передбачається підвезення палива, а обладнання, будівельних конструкцій і матеріалів.

При виборі площадки будівництва повинно бути забезпечено:

- зручне примикання ж/д шляхів електростанції до магістральних;
- зручний вивід ліній електропередач високої напруги й електричних кабелів, трубопроводів пари, теплопроводів, шлакозолової пульпи, технічної, санітарної, зливної каналізації і т.д.,
- відсутність близько розташованих аеродромів і повітряних трас.
- можливість спорудження димових труб необхідної висоти.

2.6.1 Генеральний план ТЕС

Генеральний план (генплан) ТЕС представляє собою план розміщення на основній виробничій площадці її основних і допоміжних споруд та господарств.

Генплан електростанції включає наступні виробничі і підсобні будівлі, споруди та пристрої: головний корпус з розміщеними на відкритому повітрі димососами, дут'євими вентиляторами, РПП, димовими трубами, трансформаторами, електричні розподільні пристрої, (закриті, відкриті) пристрої водопостачання, паливне, хімічної очистки додаткової води та масляне господарства, лабораторії та майстерні, склад обладнання і матеріалів, службові приміщення та ін.

В генплані електростанції поруч з основною територією передбачено місце для будівельно-монтажного полігона, на якому виконують збірку залізобетонних та сталевих конструкцій будівель. Між будівлями, спорудами та установками в генплані передбачаються необхідні пожежні розриви та проїзди.

[9]

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Важливими факторами правильного розташування споруд електростанції на генплані являються напрямки та сила повітря, які характеризуються "розою вітрів" (графічне зображення відносного розподілення повторення або значень середніх (або максимальних) швидкостей вітру за багаторічний період спостережень по восьми напрямкам). Розу вітрів зображають вигляді восьми вектор-радіусів, які направлені від однієї спільної центральної точки по сторонах: з півночі на південь, з заходу на схід, з півночі-сходу на південь-захід та ін. Основний підхід до головного корпусу електростанції виконано зі сторони його постійної торцевої стіни. З цієї ж сторони встановлено вхід через прохідну ті в'їзд на територію електростанції. Зі сторони постійного торця головного корпусу розміщено також об'єднаний допоміжний та службовий корпус, який з'єднаний з головним корпусом закритою перехідною галереєю на рівні обслуговування основних агрегатів електростанції і теплових щитів керування (8-12 м). Зовнішня стіна машинної зали являється фасадною стіною головного корпусу.

ВРП по відношенню до головного корпусу та джерела водопостачання розміщено зі сторони фасадної стіни приміщення котельної, за димовими трубами, при цьому лінії високої напруги від трансформаторів, що підвищують, які знаходяться у фасадної стіни машинної зали, до ВРП проходять над головним корпусом. Проміжними опорами для цих ліній служать гірлянди ізоляторів, які закріплено на димовій трубі.

Порівняно до типових компоновок генплану довжина струмопроводів, при прийнятій компоновці, набагато коротше, так як паливний склад розміщено не за головним корпусом, а у районі річного порту. Склад мазуту та масла розташовано біля об'єданого допоміжного корпусу

Між головним корпусом та ВРП-330 кВ розміщено два газо розподільчих пункти. Відбір води для потреб станції здійснюється від водопідводящих каналів, які знаходяться зі сторони турбінного відділення. Скидання води відбувається по закритим каналам в акваторію порту через ежектуючим пристрій.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						71
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відпуск електроенергії від станції здійснюється з ВРП-330 кВ та 110 кВ, які знаходяться з фасадної сторони котельного відділення.

2.7. Модернізація і реконструкція енергоблока потужністю 800 МВт переводом на тверде паливо

Забезпечення надійної та економічної роботи ТЕС України - основне завдання вітчизняної теплоенергетики, вирішення якого пов'язане з необхідністю забезпечення довговічності енергоблоків ТЕС при подовженні ресурсу їх роботи. В даний час теплоенергетика України за деякими показниками економічного та екологічного характеру вступила в найгострішу кризу, вихід з якої пов'язаний з необхідністю вирішення ряду найважливіших проблем і завдань технічного спрямування. Електростанцій України, що спроектовані на спалювання мазуту і природного газу, працюють з неповним електричним навантаженням або не працюють взагалі. Окремі блоки виводяться в резерв. Під час простою блоків інтенсифікуються корозійні процеси, які приводять до руйнування теплоенергетичного обладнання, зниженню довговічності і скороченню ресурс експлуатації.

Енергоблоки 800 МВт, в склад яких входять однокорпусні газомазутні прямоточні парові котли типу ТГМП-204 и парові турбіни типу К-800-240-3, не експлуатуються на протязі останніх 20 років через відсутність або надмірно високі ціни на газ і мазут. Між тим, енергоблоки збережені в задовільному технічному стані, обладнання знаходиться в резерві, є кваліфікований персонал, проводиться технічне обслуговування і періодичне випробування з включенням в мережу. Для генеруючих компаній, з одного боку утримання цих блоків – чисти збиток, з іншого – списання цілком працездатного обладнання нераціонально, а реконструкція їх могла б дозволити повернути 4800 МВт електричної потужності і вивести з роботи теплоенергетичне обладнання, що відробило вже майже 50 років. Це підвищило б загальну надійність і економічність енергосистеми. В даній роботі пропонується варіант вирішення задачі переводу одного блока на вітчизняне вугілля (на базі розробленої ПАТ «ЕНЕРГОРЕМОНТ» ДП «КИЇВЕНЕРГОРЕМОНТ».

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						72
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Так, з використанням наявного досвіду реконструкцій пиловугільних енергоблоків з урахуванням сучасних зарубіжних технічних рішень по котельному, турбінному і допоміжному устаткуванню та на підставі попередніх теплових розрахунків котла ПАТ «ЕНЕРГОРЕМОНТ» ДП «КИЇВЕНЕРГОРЕМОНТ» пропонується перевід енергоблоку ст. №5 Вуглегірської ТЕС на спалювання вугілля марок Г, ДГ, існуючи запаси якого в Україні достатні.

Переваги проекту:

- покриття дефіциту потужності ОЕС України;
- можливість виводу з експлуатації низькопотужних та низькоекономічних агрегатів, що повністю вичерпали свій ресурс.
- зниження витрат на амортизацію енергоблоків та продовження терміну їх експлуатації.

Для цього проекту потрібно провести модернізацію топки та пальників газомазутно котла типу ТГМП-204 (Пп 2650-255 ГМН) ТКЗ.

Котел має призматичну напіввідчинену топку висотою 46 м (10,2х20,6 м в плані), обладнану 36-ма пальниками, розміщеними в 3 яруси на фронтальній і тильній стінках топки.

Проведено розрахунок котла ТГМП-204 ТКЗ блоку №5 Вуглегірської ТЕС для роботи на твердому паливі, а саме, на вугіллі марки «Г», параметри якого вказані в таблиці 7.1., з допомогою яких було підібрано обладнання і проведена модернізація. Результати розрахунків наведено в таблиці 3.6 – 3.7.

Таблиця 3.5 Характеристики палива марки «ГСШ».

Найменування	Розмірність	Значення
Теплота спалювання вугілля	кДж/кг	19819
W _p	%	11
A _p	%	26,7
C _p	%	49,2
S _p	%	3,1
H _p	%	3,4
O _p	%	5,6
N _p	%	1,0

Таблиця 3.6 Тепловий баланс котла [22]

Найменування	Показник	Розмірність	Значення
Наявна теплота палива	Q_{pp}	кДж/кг	19,819
Втрата теплоти від хім. неп. згоряння палива	q^3	%	0
Втрата теплоти від мех. неп. згоряння палива	q^4	%	1
Температура вих. Газів	U_{vx}	°C	175
Ентальпії вих. Газів	h_{vx}	кДж/кг	1904,034
Температура повітря в котельній	$t_{x,v}$	°C	30
Ентальпія повітря в котельній	$h_{x,v}$	кДж/кг	202,4781
Втрата теплоти з вих. газами	q^2	%	8,064713
Втрата теплоти з теплом шлаків	q^6	%	0,43
Втрата теплоти від зовнішнього охолодження	$q^5_{розр}$	%	0,3
Сума теплових втрат	Q_{Σ}	%	9,794713
ККД парогенератора	$\eta_{пг}$	%	90,20529
Коефіцієнт збереження теплоти	ϕ		0,996685
Паропродуктивність агрегату	$D_{розр}$	кг/с	552,08
Витрата промперегріву	$D_{пп}$	кг/с	454,17
Тиск свіжої пари	$P_{г.п.}$	МПа	25
Тиск ХПП	$P_{хпп}$	МПа	4,07
Тиск ГПП	$P_{гпп}$	МПа	3,8
Температура гострої пари	$T_{г.п.}$	°C	545
Температура ГПП	$T_{гпп}$	°C	542
Температура ХПП	$T_{хпп}$	°C	290
Температура живильної води	$T_{ж.в.}$	°C	277
Тиск живильної води	$P_{ж.в.}$	МПа	300
Питома ентальпія ГП	$h_{г.п.}$	кДж/кг	3320,4
Питома ентальпія ЖВ	$h_{п.в.}$	кДж/кг	1214
Питома ентальпія ГПП	$h_{гпп}$	кДж/кг	3543,38
Питома ентальпія ХПП	$h_{хпп}$	кДж/кг	2928,2
Корисно використана теплота	$Q^{\text{пг}}_{розр.}$	кВт	1442303

Таблиця 3.7 Розрахунок витрати палива [22]

Найменування	Показник	Розмірність	Значення
1	2	3	4
Витрата палива на котел			
Повна витрата палива	B	кг/с	80,67568
	B	т/год	290,43
1	2	3	4
Витрата газів і повітря тягодуттєвими машинами			
Атмосферний тиск		мм рт. ст.	747
Температура зовнішнього повітря	$t_{з.п.}$	°C	30
Присоси повітря в пилесистему	$\alpha_{п.с.}$		0,2
Коеф. надлишку повітря в місці відбору газів на рециркуляцію	$\alpha_{від}$		1,2
Присоси в топку	α_T		0,05
Витрата повітря, яке потрібно подати через повітропідігрівач	$b_{пов.}$	нм ³ /ч	1609027
Тиск в димовій трубі	$P_{д.т.}$	мм рт. ст.	730
Температура димових газів	$T_{д.г.}$	°C	175
Витрата димових газів	$b_{д.г.}$	нм ³	3927385

Таблиця 3.8 Розрахунок конструктивних характеристик топки котла [22]

Найменування	Позначка	Розмірність	Значення
Активний об'єм топкової камери:			
Заданий об'єм (інструкція)	$V_{ін}$	м ³	8850
Об'єм топки (розрахунковий)	$V_{розр}$	м ³	9386,39
Теплове напруження топки:			
Розрахункове	$q_{розр}$	кВт/м ³	170,3436
Допустиме	$q_{доп}$	кВт/м ³	185
Кількість пальників	N	шт	36
Теплопродуктивність пальника	Q_T	МВт	44,4142
Тип пальника	Вихровий		
Об'єм топкової камери	$V_{т.к.}$	м ³	9386,39
Розрахункове теплове напруження топкового об'єму	Q	кВт/м ³	0,16864

Розрахунок теплообміну в топці

Передача теплоти в топці відбувається випромінюванням. Доля конвективного теплообміну відносно мала, тому при розрахунку топки її нехтують. Теплообмін від газів до променесприймаючих поверхонь в топці протікає одночасно з горінням палива. Тому склад топочного середовища, його температура та випромінювана здатність залежать від виду палива, способу

його спалення та змінюються по довжині факелу. Все це значно ускладнює процес теплообміну і створення аналітичного методу розрахунку теплообміну в топці. [22] Розроблений радянськими вченими метод розрахунку теплообміну в топці засновується на спільному використанні аналітичного і емпіричного досліджень з застосуванням теорії подібності для аналізу процесів в топці. Результат розрахунку теплообміну в топці представлений у таблиці 7.5.

Таблиця 3.9. Повірочний розрахунок теплообміну в топці

Найменування	Показник	Розмірність	Значення
1	2	3	4
Площа лучосприймаючої поверхні відкритих екранів	$F_{л\text{ відк.}}$	m^2	3838,31
Площа лучосприймаючої поверхні закритих екранів	$F_{л\text{ закр.}}$	m^2	0
Повна площа всіх стін топкової камери і вихідних вікон	$F_{ст}$	m^2	4080,36
Коеф. теплової ефективності лучосприймаючої поверхні	$\varphi_{ср}$		0,423305664
Ефективна товщина випромінюючого слою полум'я	s	m	8,281378114
Повна висота топки	H_T	m	43,425
Висота розміщення пальників	$h_{г}$	m	9,9
Коеф. надлишку повітря на виході з топки	α_T		1,15
Температура гарячого повітря	$t_{гв}$	$^{\circ}C$	380
Ентальпія гарячого повітря	$h_{г.в.}$	$кДж/кг$	2669,60
Ентальпія присосів повітря	$h_{прс}$	$кДж/кг$	202,5
Кількість теплоти, внесене в топку повітрям	$Q_{вн}$	$кДж/кг$	3070,03531
Корисне тепловиділення в топці	Q_T	$кДж/кг$	22484,12765
Адіабатична температура горіння	T_a	$^{\circ}C$	2095
Температура газів на виході з топки	T''_t	$^{\circ}C$	1000
Ентальпія газів на виході з топки	h''_t	$кДж/кг$	9946,8
Середня сумарна теплоємність продуктів згорання	$V_{с\text{ ср}}$	$кДж/кг \cdot K$	11,450

Продовження таблиці 3.9.

1	2	3	4
Об'ємна доля:			
Водяних парів	r_{H_2O}		0,095
Трїохатомних газів	r_{R_2O}		0,146
Коеф. ослаблення променів			
трїохатомними газами	k_T	1/м·МПа	9,522552462
золотими частинками	$k_{зл}$	1/м·МПа	0,052
частинками коксу	$k_{кокс}$	1/м·МПа	10
Коеф. ослаблення променів топковим середовищем	k	1/м·МПа	4,301811369
Сумарна сила поглинання топкового об'єму	k_{ps}		3,562492652
Ступень чорноти факела	α_f		0,971631975
Ступень чорноти топки	α_T		0,987791934
Теплове навантаження стїн топки	q_f	кВт/м ²	444,5495855
Температура газів на виході з топки	$T_{гз}$	°С	1224,491596
Ентальпія газів на виході з топки	h''_T	кДж/кг	10149,3
Загальне теплосприймання топки	$Q^T_{л}$	кДж/кг	12293,937
Середнє питоме теплове навантаження променесприймаючих поверхонь топки	$q^{cp}_{л}$	кВт/м ²	258,4006

До запропонованих ПАТ «ЕНЕРГОРЕМОНТ» ДП «КИЇВЕНЕРГОРЕМОНТ» заходів адаптації топкової камери котла ТГМП-204 на спалювання вугілля відносяться:

1. Зміна конфігурації повітряного короба під котлом і виносом його з під топки з поділом на фронтальний і тилотий повітряний колектори;
2. Організація холодної воронки глибиною 6,6 м з кутом нахилів скатів 55 °, за рахунок чого обсяг топкової камери може бути збільшено з $V_T = 8850$ до 9389 м³;
3. Заміна пальників на пиловугільні в межах існуючих амбразур;
4. Облаштування 1 - го двухсветного екрану, що розділяє топку по всій висоті на дві рівні половини (площа стїн топки збільшиться з 2 779 м³ до 3 838 м³).

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						77
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. Оскільки, за рахунок організації двосвітного екрану і холодної воронки вага металу котла збільшиться, за умовами стійкості підвісної системи передбачаються заходи по заміні обмурівки на легшу і видаленню радіаційних поверхонь нагріву в конвективну частину котла.

Тягодуттьові машини

На базі наведених розрахунків було проведено вибір обладнання нового котла при забезпечення теплової потужності на номінальному навантаженні 600 МВт. В топку необхідно подати 1609027 $\text{м}^3/\text{год}$ повітря. Наявні турбоповітровулки типу ВДН-36х2 забезпечують подачу сумарно 2800000 $\text{м}^3/\text{год}$, тобто по повітрю є забезпечений запас.

При переведенні котла на спалювання вугілля обов'язково зміниться режим роботи газоповітряного тракту з роботи під надувом на роботу з врівноваженою тягою, при цьому димососи повинні забезпечити видалення 3928000 $\text{м}^3/\text{ч}$ газів. Враховуючи, що на блоках встановлено по 2 димососа типу ДОД-43 продуктивністю по 1520000 $\text{м}^3/\text{год}$, потрібна установка додатково ще одного димососу. З умов забезпечення запасу потужності і збереження однотипності обладнання пропонується встановити один димосос типу ДОД-43.

Передбачається збереження системи рециркуляції газів, при цьому місце забору газів залишиться незмінним, а ось видачі провести не в пальники, а у верхню частину топки для зменшення температури топкових газів і запобігання шлакування. Крім того, штатні ДРГ типу ГД-26х2 передбачається оснастити золозахистом і золоконцентраторами на всосі димових газів. [22]

Пилосистема

Стопором при розробці проекту переводу котла ТГМП-204 в пиловугільний енергоблок була відсутність місця в комірці енергоблоку для розміщення громіздкого обладнання стандартних пилосистем з ШБМ і проміжними бункерами.

Однак аналіз показав, що наявні технології компактних пилосистем з прямим вдуванням дозволяють вирішити дану проблему, і перейти безпосередньо до

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						78
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

розрахунків і проектування модернізації газомазутного котла ТГМП-204 в пиловугільний

Номінальна витрата палива даного енергоблоку на вугільному пилу складе 290,4 тонн на годину. За умовами розміщення пальників потрібна кількість млинів типу 10М75 12 шт; 10 млинів повинні забезпечити повне навантаження, два – резервних. Виходячи з цього продуктивність одного млина складе 30 т /год.

За умовами експлуатації і комерційної ефективності найбільш підходить млин типу 10М75 заводу FPM, Польща. В пилосистемі з прямим вдуванням під тиском, млин працює в блоці з сепаратором. Технічні характеристики млина типу 10М75 наведені в таблиці 4.0.

Таблиця 4.0. Технічні характеристики млину типу 10М75.

Найменування	Розмірність	Значення
Продуктивність одного млина	т/год	30
Режим роботи млину		під підвищеним тиском
Якість помелу (залишок на ситі $R_{0,9}$)	%	≤ 30
Макс. вентиляція млина	м³/год	55000
Проточний опір млина	кПа	8
Температура гарячого повітря на вході у млин	°C	320-330
Максимально допустима температура гарячого повітря на вході в млин	°C	350
Потужність двигуна приводу млина	кВт	400
Напруга живлення приводу млина	В	6000
Рівень шуму на відстані 1м	дБ	< 85
Стійкість корпусу на приріст внутрішнього тиску	кПа	150

Максимальна температура для основних матеріалів, використаних в конструкції млина 350 °С, тому при виборі вентилятора слід враховувати опори установки. FPM S.A. не гарантує рівномірного розподілу потоку пилоповітряної суміші у всіх пилопроводах, оскільки вирішальним фактором для такого розподілу є опір (пов'язаний, наприклад, з довжинами, конфігурацією, додатковим розподілом) системи подачі пилоповітряної суміші між млином і котлом.

Електрофільтри

Виходячи з об'єму і складу димових газів, планується встановлення електрофільтр типу ЕСГ4×5–48×40×75×160 серії «Ефір», що повністю задовольняє потреби котлоагрегату. Чотири корпуси п'яти польового електрофільтра з висотою активної зони 16 м, шириною корпусу 17,4 м і довжиною 27 м. планується встановити перед димососом, для уловлювання пилу з високим вмістом золових частинок. Характеристики електрофільтру вказані в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1. Характеристики електрофільтру типу ЕСГ4×5–48× 40×75×160.

Найменування	Розмірність	Значення
Кількість корпусів	шт.	4
Кількість електричних секцій на корпус	шт.	4
Кількість електричних полів розміщених по ходу газів	шт.	5
Температура газів на вході в ЕФ	°С	180
Розрідження на вході в ЕФ	Па	2000
Вологість газу	%	7,1
Тип електродів		GS-750
Розміри одного електроду GS-750		
- висота	мм	16000
- ширина	мм	750
- товщина листа	мм	1,5

Гідрозоловидалення

Пропонується видалення золи і шлаку з шлакових ванн, золосмивних апаратів конвективної шахти і електрофільтрів по відкритих каналах. Враховуючи вигідне розміщення ТЕС, можлива організація видачі сухої золи сторонньому споживачеві.

Розглянувши всі аспекти модернізації енергоблока 800 МВт Вуглегірської ТЕС, запропонований ПАТ «ЕНЕРГОРЕМОНТ» ДП «КИЇВЕНЕРГОРЕМОНТ», перейдемо до таблиці 4.2., в якій представлено зрівняння вихідних характеристик обладнання з запропонованою модернізацією.

Таблиця 4.2. Зрівняння характеристик блоків до і після реконструкції. [22]

№	Параметри	Розмірність	До реконструкції	Після реконструкції
1.	Електрична потужність	МВт	3·800	3·600
2.	Витрата гострої пари	т/год	2650	1980
3.	Тиск гострої пари	МПа	25	25
4.	Температура гострої пари	°С	545	545
5.	Витрата вторинної пари	т/год	2180	1635
6.	Температура вторинної пари	°С	545	545
7.	Тиск вторинної пари	МПа	3,74	3,74
8.	Температура живильної води	°С	277	277
9.	Температура вихідних газів	°С	149,5	160
10.	ККД парогенератора брутто	%	93,3	91,03
11.	Годинна витрата газу	тис. м³/год	3·209	0
12.	Годинна витрата вугілля	т/год	0	3·290
13.	Кількість годин роботи в рік	год	0	3·6000
14.	Річний виробіток електроенергії	млрд кВт·год	0	10,8

Розрахункові дані показують, що ефективність вкладених коштів в даний проект набагато вище, як по зрівнянню з новим будівництвом, так і в зрівнянні з вже реалізованими проектами реконструкції блоків 150-200 і 300 МВт.

Повернення в енергосистему країни ефективних енергоблоків великої потужності з заміною імпортного газу на вітчизняне вугілля в поєднанні з високими екологічними показниками, дасть змогу вивести з роботи застаріле обладнання. Ці чинники роблять реалізацію цього проекту досить перспективною.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						82
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Електротехнічна частина

3.1. Схема електрична головна

Для видачі потужності Вуглегірська ТЕС на напругу 110 кВ і 330 кВ прийнята блокова схема підключення турбогенераторів до шин відкритих розподільних пристроїв.

На рисунку 2.1 показана структурна схема електричної станції, яка була вибрана на основі техніко-економічного порівняння кількох варіантів структурних схем. В якості прикладу для схеми електричних з'єднань цієї електричної станції будуть вирішені задачі вибору та перевірки комутаційної апаратури.

Вихідна інформація, що характеризує параметри електричної схеми ЕС, показана в таблицях 3.1-3.2. [18]

Таблиця 3.1. Номінальні параметри генераторів

Тип	Позначення на схемі	S_n , МВА	P_n , МВт	U_n , кВ	$\cos \varphi_n$	x/d в.о.
ТГВ-300-2 УУЗ	Г1, Г2	353	300	10,2	0,85	0,195
ТВВ-800-2	Г3	800	889	24	0,9	0,219

Табл. 3.2. Номінальні параметри трансформаторів

Тип	Позначення на схемі	SH , МВА	UBH , кВ	UHH , кВ	$\Delta PK3$, кВт	uK , %
ТДН-40000/330	T1, T2	400	347	20	790	11,5
ТДЦ-125000/110	T3	125	121	10,5	400	10,5

Таблиця 3.3. Номінальні параметри автотрансформаторів

Тип	SH МВА	UBH , кВ	UCH , кВ	UHH , кВ	$\Delta PK3$, кВт	$uK, B-C$, %	$uK, B-H$, %	$uK, C-H$, %
АТДЦТН-400000/330/110	400	330	115	10,5	720	10,5	11	42

Таблиця 3.4. Номінальні параметри секційного реактора

Тип	Позначення на схемі	U_n , кВ	Номін. струм, А	x_{rn} , ом	$i_{дин}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с
РБНГ 10-2500-0,25	СР	10	2500	0,25	49	19,3	8

Система підстанції, до якої приєднана спроектована електрична станція характеризується струмом КЗ $I_{к.з.} = 28,3$ кА

3.2. Розрахунок параметрів елементів заступної схеми електричної станції

Розрахунок індуктивних опорів заступної схеми буде проведено в відносних одиницях, приведених до базисних умов. Відсутність одиниць виміру біля величин означає, що ця величина відносна і приведена до базисних умов. В якості базисної приймаємо довільну величину повної потужності:

$$S_b = 100 \text{ МВА}$$

Величина базисної напруги визначається номінальною напругою місця КЗ.

Приведені до базисних умов (напруга, потужність) значення індуктивних опорів елементів заступної схеми електричних з'єднань електричної станції розраховуються за формулами:

- синхронних генераторів:

$$x_{Г1} = x_{Г2} = x_{Г3} = x_{Г4} = x_d \frac{S_{\delta}}{S_{нГ}} = 0,195 \frac{100}{300 / 0,85} = 0,0524$$

$$x_{Г5} = x_{Г6} = x_{Г7} = 0,272 \frac{100}{800 / 0,9} = 0,0306$$

де: x_d - надперехідний опір синхронного генератора, приведений до його номінальних умов; $S_{нГ}$ - номінальна потужність синхронного генератора;

- двообмоткових трансформаторів:

$$x_{Tp1} = x_{Tp2} = x_{Tp3} = x_{Tp4} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{1000} = 0,0262$$

$$x_{Tp5} = x_{Tp6} = x_{Tp7} = \frac{U_k}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{HT}} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{1000} = 0,0105$$

де: $U_k\%$ - напруга короткого замикання трансформатора в відсотках; S_{HT} - номінальна потужність трансформатора;

- автотрансформаторів між обмотками високої і середньої напруги:

$$x_{AT1} = x_{AT2} = \frac{U_{к,в-с}}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{HAT}} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{400} = 0,0262$$

- секційного реактора:

$$x_p = x_{pn} \frac{S_{\bar{o}}}{U_{сер}^2} = 0,25 \frac{100}{10^2} = 0,25 ,$$

де: X_{pH} - номінальний опір реактора в омах; $U_{сер}$ - середня напруга мережі, де використовується реактор.

Результати розрахунків показані на Рисунку 2.2. Виняток складає внутрішній опір системи , визначення якого буде показано далі.

Для визначення внутрішнього опору ЕЕС перетворимо схему рис.Д1.2. до виду двопроменевої заступної схеми по відношенню до точки K_2 (РУ ВН 330 кВ), для якої відомий струм КЗ $I_{кз.с}=28,3\text{кА}$.

Для схеми на рис. Д1.3:

$$x_1 = x_{Tp1} + x_{Г1} = 0,0524 + 0,0262 = 0,078$$

$$x_2 = x_{Tp2} + x_{Г2} = 0,0524 + 0,0262 = 0,078$$

$$x_3 = x_{Tp3} + x_{Г3} = 0,0524 + 0,0262 = 0,078$$

$$x_4 = x_{Tp4} + x_{Г4} = 0,0524 + 0,0262 = 0,078$$

$$x_5 = x_{Tp5} + x_{Г5} = 0,0105 + 0,0306 = 0,041$$

$$x_6 = x_{Tp6} + x_{Г6} = 0,0105 + 0,0306 = 0,041$$

$$x_7 = x_{Tp7} + x_{Г7} = 0,0105 + 0,0306 = 0,041$$

Рисунок 3.5.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						85
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для схеми на рисунку 2.4

$$x_8 = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{0,078 \cdot 0,078}{0,078 + 0,078} = 0,039$$

$$x_9 = \frac{x_3 \cdot x_4}{x_3 + x_4} = \frac{0,078 \cdot 0,078}{0,078 + 0,078} = 0,039$$

$$x_{10} = \frac{1}{\frac{1}{x_5} + \frac{1}{x_6} + \frac{1}{x_7}} = \frac{1}{\frac{1}{0,041} + \frac{1}{0,041} + \frac{1}{0,041}} = 0,0136$$

Рисунок 3.6.

Для схеми на рисунку 2.5:

$$x_{11} = x_8 + \frac{x_{AT}}{2} = 0,039 + \frac{0,262}{2} = 0,0521$$

$$x_{12} = \frac{x_9 \cdot x_{10}}{x_9 + x_{10}} = \frac{0,039 \cdot 0,0136}{0,039 + 0,0136} = 0,0141$$

Рисунок 3.7.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						86
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для схеми на рисунку 3.8:

$$x_{13} = \frac{x_{11} \cdot x_{12}}{x_{11} + x_{12}} = \frac{0,0521 \cdot 0,0141}{0,0521 + 0,0141} = 0,011$$

Рисунок 2.6. Двопроменева заступна схема для визначення опору системи.

3.3. Розрахунок індуктивності системи

Опори заступної схеми визначалися по відношенню до величини базової напруги $U_6=330$ кВ

Враховуючи, що

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,1749$$

еквівалентний опір ЕЕС з паралельно приєднаною до неї проектованою електричною станцією по відношенню до точки К₂ складає.

$$x_e = \frac{I_6}{I_{K3c}} = \frac{0,1749}{28,3} = 0,0061$$

З іншого боку, відповідно до заступної схеми (Рисунок 2.6.),

$$x_e = \frac{x_{CT} \cdot x_c}{x_{CT} + x_c}$$

Таким чином, опір системи, приведений до базової напруги.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						87
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$U_6=330$ кВ

$$x_c = \frac{x_{CT} \ x_e}{x_{CT} - x_e} = \frac{0,011 \ 0,0061}{0,011 - 0,0061} = 0,013$$

3.3.1.Розрахунок струмів КЗ на шинах РУ 330

Базисний струм по відношенню до напруги місця КЗ

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \ U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \ 330} = 0,1749$$

Періодична складова струму КЗ від системи, що не затухає з часом

$$I_{n,C,0} = I_{n,C} = \frac{1,0}{x_{\Sigma C}} \ I_6 = \frac{0,1749}{0,013} = 13,45 \text{ кА}$$

Враховучи можливість використання для даних умов вимикача ВГУ- 220, у якого час протікання аперіодичної складової Δt відкл = 0.055 с,

$$t_{роз} = \tau = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{pz} = 0,055 + 0,013 = 0,068$$

де: - час спрацювання релейного захисту.

Знаючи сталу часу затухання аперіодичної складової струму КЗ від системи для шин 330 кВ, $T_{a,C} = 0,06$ с розрахуємо наступні параметри режиму КЗ:

- аперіодична складова струму від системи

$$i_{a,C,t} = \sqrt{2} \ I_{n,C} \ e^{-\frac{\tau}{T_{a,C}}} = \sqrt{2} \ 13,45 \ e^{-\frac{0,068}{0,06}} = 6,14$$

- повний струм КЗ від системи

$$i_{\Sigma,C} = i_{a,C,t} + \sqrt{2} \ I_{n,C} = 6,14 + \sqrt{2} \ 13,45 = 25,16$$

- ударний струм від системи

$$i_{уд,мах} = \kappa_{y,C} \ \sqrt{2} \ I_{n,C} = 1,92 \ \sqrt{2} \ 13,45 = 36,52$$

де: $\kappa_{y,C} = 1,92$ на шинах РУ-330кВ;

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ

$$\beta_{розр} = \frac{i_{a,C,t}}{i_{\Sigma,C}} \ 100\% = \frac{6,143}{25,16} \ 100 = 24,41\%$$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

3.3.2. Визначення умов вибору і перевірки вимикача РУ 330 кВ

Вибір вимикача проведемо в відповідності до струму комірки ВРУ-220 кВ приєднання автотрансформатора. Струм комірки визначає струм вимикача.

$$I_{обт} = \frac{S_{н,АТ}}{\sqrt{3} U_{н,АТ}} = \frac{400}{\sqrt{3} 330} = 700,0$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму

$$B_{\kappa}^{розр} = I_{н,С}^2 (t_{роз} + T_{а,С}) = 13,45^2 (0,555 + 0,13) = 123,013$$

де: $t_{роз} = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{рз} = 0,055 + 0,05 = 0,0555$, а $T_{а,С} = 0,13$ с

Номінальний допустимий імпульс квадратичного струму

$$B_{\kappa}^{доп} = I_{терм,н}^2 t_{терм,н} = 40^2 \cdot 3 = 4800$$

Умова перевірки вимикача на термічну стійкість

$$B_{\kappa}^{доп} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с} \quad B_{\kappa}^{розр} = 123,013$$

Умова перевірки вимикача на динамічну стійкість

$$i_{едмах,н} = 102,0 \text{ кА} \quad i_{уд,мах} = 36,52$$

Умова перевірки вимикача на вимикаючу здатність:

$$i_{відкл} = 73,53 \text{ кА} \quad i_{\Sigma,С} = 25,16$$

де:

$$i_{відкл} = \sqrt{2} I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном}) = \sqrt{2} 40 (1 + 0,30) = 73,53$$

Результати розрахунків для порівняння їх з паспортними даними вимикача ВГУ-220 зведені в Таблиці 2.5.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						89
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.5. Вибір та перевірка вимикача ВГУ-330.

№	Величина	Умови порівняння	Параметри	
			Паспортні	Розраховані
1	Тип	ВГУ-330		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \quad U_{уст}$	330	330
3	Номінальний струм, А	$I_n \quad I_{обст}$	3150	700
4	Струм відключення, кА	$I_{відкл,н}$	40	36,6
5	Струм електродинамічної стійкості, кА	$i_{вд,мах,н} \quad i_{уд,мах}$	102	36,52
6	Термічна стійкість, кА ² с	$B_k^{доп} > B_k^{розн}$	3200	123,013
7	Вміст аперіодичної складової, %	$\beta_n \quad \beta_{розн}$	30	24,41
8	Час відключення, с		0,055	
9	Асиметричний струм вимикання, кА	$\sqrt{2} \quad I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном})$	73,53	25,16

3.4. Вибір вимикачів на лінії місцевого навантаження.

Кабельна лінія місцевого навантаження ТЕС приєднується до збірних шин генераторної напруги через лінійний реактор. В якості прикладу візьмемо реактор, який має номінальний індуктивний опір, приведений до номінальних параметрів реактора $x_{рн} = 0,25$ Ом.

Враховуючи значну електричну віддаленість від джерел електричної енергії, для вибору вимикача на лінії місцевого навантаження скористуємося алгоритмом розрахунку струмів КЗ «система». [18]

В відповідності до схеми, еквівалентний опір мережі по відношенню до точки К1:

$$x_{306} = \frac{x_{\Sigma C} \cdot x_{Г1}}{x_{Г1} + x_{\Sigma C}} = \frac{0,011 \cdot 0,0524}{0,011 + 0,0524} = 0,009$$

Еквівалентний опір «системи» по відношенню до точки К3:

$$x_{\Sigma C} = x_E = x_{306} = 0,009$$

Періодична складова струму КЗ за реактором:

$$I_{n,0} = I_{n,C} = \frac{I_{\phi}}{X_{\Sigma C}} = \frac{0,1749}{0,009} = 19,43$$

Враховуючи, що $T_{a,C} = 0,1$ с, аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,C} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{a,C}}} = \sqrt{2} \cdot 19,43 \cdot e^{\frac{-0,17}{0,1}} = 4,99$$

$$\text{де: } t_{роз} = \tau = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{pz} = 0,12 + 0,05 = 0,17$$

Повний струм

$$i_{\Sigma,t} = i_{a,\tau} + \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 4,99 + \sqrt{2} \cdot 19,43 = 32,46$$

Ударний струм

$$i_{y0,max} = \kappa_{y,C} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n,C} = 1,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 19,43 = 52,2$$

де: $\kappa_{y,C} = 1,9$.

Вміст аперіодичної складової в струмі к.з.

$$\beta = \frac{i_{a,\tau}}{i_{\Sigma,t}} \cdot 100\% = \frac{4,99}{32,46} \cdot 100 = 15,37$$

Задавшись струмом відгалуження $I_{обг} = 0,866$ кА, для якого вміст аперіодичної складової становить 15.37%, пропонується до вибору елегазовий вимикач типу VF.12.12.31..

Перевірка вимикача на термічну стійкість здійснюється на основі порівняння імпульсів квадратичного струму з урахуванням часу протікання струму КЗ:

$$B_K^{розр} = I_{n,C}^2 (\Delta t_{відкл} + \Delta t_{pz} + T_{a,C}) = 19,43^2 (0,12 + 0,05 + 0,1) = 1970,67$$

$$B_K^{дон} = I_{терм,n}^2 \cdot t_{терм,n} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75$$

$$B_K^{дон} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_K^{розр} = 1970,67$$

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						91
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова перевірки вимикача на динамічну стійкість:

$$i_{уд,мах} = 52,2 \text{ кА} \quad i_{ед,мах,н} = 80 \text{ кА}$$

Умова перевірки вимикача на вимикаючу здатність здійснюється за асиметричним струмом вимикання:

$$i_{відкл} = \sqrt{2} I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном}) = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + 0,15) = 50,87$$

Всі результати розрахунків для порівняння з паспортними даними зведені в Таблиці 2.6.

Таблиця 2.6. Вибір та перевірка вимикача VF.12.12.31.

№	Величина	Умови порівняння	Параметри	
			Паспортні	Розраховані
1	2	3	4	5
1	Тип	VF.12.12.31		
2	Номінальна напруга, кВ	$U_n \quad U_{уст}$	10	10.2
3	Номінальний струм, А	$I_n \quad I_{обст}$	1250	866
4	Струм відключення, кА	$I_{відкл,н}$	31.5	
5	Струм електродинамічної стійкості, кА	$i_{ед,мах,н} \quad i_{уд,мах}$	80	52,2
6	Термічна стійкість, кА2с	$B_k^{доп} > B_k^{розр}$	2976.75(31.5/3)	1970,67
7	Вміст аперіодичної складової, %	$\beta_n \quad \beta_{розр}$	40	15,37
8	Час відключення, с		0,12	
9	Асиметричний струм вимикання, кА	$\sqrt{2} I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном}) \quad i_{\Sigma,с}$	50,87	32,46

З таблиці видно, що вимикач проходить по всім критеріям оцінки.

3.4.1. Вибір роз'єднувача РУ- 330 кВ

Виберемо роз'єднувач в послідовному колі вимикача ВГУ-330.

Обтяженим буде вважатись обтяжений струм вимикача на напрузі 330 кВ. За цими умовами найбільш прийнятним являється роз'єднувач РНД-220/330У1. Вибір та перевірка роз'єднувача здійснюється в таблиці 2.7, де порівнюється розрахункові та паспортні дані.

Таблиця 2.7. Вибір та перевірка роз'єднувача РНД – 330/3200.

№	Величина	Умови порівняння	Параметри	
			Паспортні	Розраховані
1	Тип	РНД-330/3200		
2	Номінальна напруга, кВ	U_n $U_{уст}$	330	330
3	Номінальний струм, А	I_n $I_{обст}$	3200	700
4	Струм електродинамічної стійкості, кА	$i_{вод,мах,n}$ $i_{уд,мах}$	160	52,2
5	Термічна стійкість, кА2с	$B_k^{доп} > B_k^{розр}$	11907(63/3)	123,013

4. Автоматизація технологічних процесів і АСУ ТП

На ТЕС передбачена інтегрована система управління (ІСУ) з резервним з'єднанням шини інтерфейсу. Для системи управління пальником (СУП) передбачена конфігурація з резервним блоком управління і безперебійними модулями вводу-виводу для надійної обробки сигналу. Для моніторингу котла та управління його роботою передбачена система з терміналами технологічного процесу, моніторами і кольоровими принтерами. Управління технологічним процесом здійснюється за допомогою миші. [7]

4.1. Концепція управління технологічними процесами

Концепція управління технологічним процесом теплової електростанції КА включає дистанційне керування і моніторинг з центрального щита управління для забезпечення нормальної експлуатації, пуску і зупинки. Для пуску в холодних умовах необхідно провести декілька локальних підготовчих заходів.

Всі важливі дані та групові сигнали тривоги передаються з локальних пультів управління допоміжних систем (таких, як компресори, пристрої сажеобдува і т.д.), на центральний щит управління.

Так як сукупність основних функцій, що відноситься до групового рівня, виконується автоматично, то для здійснення пуску і зупинки при нормальних умовах потрібно лише виконати кілька ручних операцій.

Концепція включає установку дисплея для відображення процесів експлуатації та моніторингу на щиті управління. З одного боку, вичерпні дані про стан блоку можна отримати за допомогою діаграм потоків, сигнального дисплея і дисплея сигналів тривоги, а також, роботою блоку можна керувати з

дисплея що, відображає умови експлуатації та моніторингу. Всі функції різних етапів експлуатації та моніторингу є взаємозамінними.

Діаграми потоків технологічного процесу відображаються як системно-пов'язані графічні дисплеї. Їх зміст, головним чином, базується на образах технологічного процесу. Дані технологічного процесу відображаються на дисплеї в цифровій формі і коректуються автоматично. Бінарні умови, наприклад, ВКЛ / ВИКЛ, ВІДКРИТИ / ЗАКРИТИ, несправності і порушення граничних значень виділяються змінами кольору.

Резервна система шини використовується як з'єднання між панелями управління, умовами експлуатації та моніторингу на щиті управління та електронними пультами. Периферійні пристрої та електронні пульти з'єднуються стандартними кабелями.

4.2. Основні рішення автоматизації управління об'єктом

Функціональна структура автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУ ТП).

Інтегрована система управління забезпечує всі функції, необхідні для:

- збіру та обробки даних технологічного процесу;
- регулювання по розімкненому контуру і регулювання в замкнутому контурі;
- обчислення та оптимізація;
- моніторинг, управління сигналами, візуалізація моніторів процесу і друку.

4.3. Організація управління котлом

Автоматизація досягається за допомогою розподільної системи управління технологічним процесом (РСУ), яка вирішує завдання управління при експлуатації електростанції. Така система виконує всі інструментальні функції системи КА. Для відповідності вище перерахованим вимогам необхідно встановити наступне обладнання:

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						94
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Підсистема збору, обробки та подання інформації:

- автоматизовані пульти з резервним системним з'єднанням шини, укомплектовані всіма необхідними вхідними та вихідними платами і функціональними модулями;

Автоматизовані пульти є основою системи управління. Вони придатні для виконання як завдань РСУ, так і завдань для програмованого логічного пристрою управління (ПЛПУ) і містять модульний інтерфейс технологічного процесу, з'єднаний з передавачами, датчиками і силовими приводами.

Як доповнення до інструментальних функцій виконуються і функції цифрової обробки за допомогою таких функціональних засобів, як модулі послідовного управління, управління приводами, контурів управління, корекції станів, вимірювання потоку сигналів тривоги.

– Резервні системи експлуатації та моніторингу (ЕМ). Система експлуатації та моніторингу дозволяє використовувати централізоване управління експлуатацією та моніторинг станів технологічного процесу в автоматизованих системах: дві системи з'єднані центральної резервної шиною даних. Кожна система експлуатації та моніторингу обладнана двома кольоровими моніторами для візуалізації технологічного процесу. Їх управління здійснюється за допомогою миші.

Вся доступна інформація може бути виведена на кольорові монітори.

Тимчасові характеристики вимірюваних даних записуються з високою роздільною здатністю і зберігаються. Їх можна викликати на монітор і за архівувати. Архівні дані про стан технологічного процесу зберігаються в спеціальній пам'яті.

Система конфігурації

Складена з комп'ютера, клавіатури, монітора і лазерного принтера і використовується для конфігурації системи автоматизації та панелей експлуатації системи автоматизації та панелей експлуатації та моніторингу, наприклад, для присвоювання параметрам контурів управління, підготовки діаграм потоків технологічного процесу, послідовного управління, логічних операцій і т.д.

Система конфігурації з'єднується з усіма іншими компонентами системи через центральну резервну шину даних.

Система шини

Центральна резервна система шини даних дозволяє передавати дані між розподіленими компонентами такими, як автоматизовані панелі, системи конфігурації, аварійної зупинки (АТ) і компонентами центральної системи (панель експлуатації та моніторингу ЕМ).

Робочі модулі

Робочий модуль дозволяють управляти роботою і проводити моніторинг за допомогою миші.

Кольорові монітори

Для відображення на дисплеї робочих параметрів, кривих, тенденцій і зображень стану електростанції.

Архів для тривалого зберігання

Експлуатація та моніторинг

Робочі ПК станції призначені для експлуатації та моніторингу електростанції.

Допоміжні пульти

Пульти додаткового обладнання

Пульти узгодження інструментів, реле і допоміжних контакторів, повністю під'єднані до спеціальним електричним блокам терміналів (ЕБТ).

4.4. Підсистема дискретного автоматизованого і дистанційного керування устаткуванням

Загальне управління блоком, що включає котел і взаємодіюче з ним обладнання, також здійснюється через РСУ.

Логіка функціонального групового управління втілюється в програмному забезпеченні РСУ. Кожна функціональна група автоматично ініціює пуск, експлуатацію та останів блоку, керованих в точної послідовності.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						96
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основні функції управління поширюються на наступні функціональні групи (ФГ) і підгрупи: ФГ Загальний повітря; ФГ Повітря ОКСА ; ФГ Очищення; ФГ Димосос; ФГ Подача палива 1-4; ФГ Пускові пальника 1-4 (мазут); ФГ Пускові пальника 1-4 (газ); ФГ Допоміжні горелки 1-6 (мазут); ФГ Допоміжні пальника 1-6 (газ).

4.5. Підсистема автоматичного управління

Система котла управляється централізовано через РСУ та забезпечує наступні контури управління:

АСР навантаження блоку;

Навантаження блока визначають регулятори ОТЗ (обмежувачі темпу завдання витрати), які являються коректорами. Регулятори теплового навантаження РТН також являється коректором завдання регулятором витрати палива. Дванадцять регуляторів витрати палива АПП підтримують заданий відсоток відкриття аераційних пиложивильників, а в перспективі (після установки пиловитратомір пилу) будуть підтримувати задану витрату палива.

Особливості системи:

1. Оператор має можливість без втрат переводити в ручний режим і назад в автоматичний будь-який з регуляторів АПП і вручну переміщати заслінку (статичне балансування). Таким чином, оператор сам визначає навантаження конкретного пиложивильника а щодо інших.
2. Регулятор ОТЗ коригує завданням всім регуляторам АПП включених в автоматичний режим.
3. Регулятор РТН в автоматичному режимі коригує завданням тільки одному регулятору з кожної групи за наступним принципом: при навантаженні по черзі переміщається регулюючий орган АПП на заданий відсоток у бік відкриття і регулятор РТН перемикає свій вихід на наступний АПП (якщо той перебуває в автоматі, якщо немає - даний АПП пропускається). При розвантаженні - навпаки, пиложивильники розвантажуються. Таким чином, досягається зниження впливу переміщення групи виконавчих механізмів АПП на температуру первинного пара. В іншому випадку

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						97
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

маємо великі коливання температури за стельовим пароперегрівачем.

4. Регулятор РТН в ручному режимі одночасно впливає на всі пілопіталі, які знаходяться в автоматичному режимі.

АСР первинної пари

Температуру первинного пара підтримують три регулятора:

1. Температуру за ППП підтримує регулятор теплового навантаження РНТ (статичне балансування);
2. Температуру за ШПП підтримує регулятор 2-го уприскування РВ-2 (динамічне балансування);
3. Температуру за КПП ВД підтримує регулятор друге уприскування РВ-3 (динамічне балансування).

Особливості САР:

1. Сигнали по температурі НРЧ і ВРЧ послідовно диференціюються і обманними з основним сигналом подаються на регулятор РТН.
2. Для усунення нерівномірності розподілу тепла при зміні навантаження по витраті споживаної води в регулятор РТН вводиться сигнал по витраті води, який після відповідної нормалізації і демпфірування вводиться в регулятор як коригувальний сигнал.
3. Параметри налаштування регуляторів первинної пари (а також вторинної пари) є адаптивними. Мається чотири режими роботи котла. Межі режимів 1, 2, 3 роботи котла задаються по витраті споживаної води. Режим - 4 зниження тиску пари перед турбіною нижче заданого тиску (180 кг / см²). При зміні коефіцієнта посилення регулятора стрибка по виходу регулятора немає.

АСР живлення блоку

Витрата живильної води підтримують регулятори живлення котла РПК.

Регулятори САМ завдання регуляторів коригує РПК.

Тиск перед турбіною підтримує регулятор поживного турбонасоса ПТН.

Виходи регуляторів ОТЗ нормалізуються, усереднюються і вводяться в регулятор ПТН як коригувальний сигнал.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						98
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Особливості САР:

1. Регулятори РПК та ПНТ і ОТЗ статично балансуються
2. Регулятор ОТЗ має ручний і автоматичний режими роботи.
3. Для регулятора ПТН вводиться корекція завдання по витраті споживаної води.
4. Для регулятора ПТН реалізована схема мінімального дроселювання. Введено коригувальний регулятор ПТН, який підтримує положення заслінок РПК (максимальне положення по чотирьох ниткам тракту) на заданому значенні (80%), і таким чином виводить регулятори РПК в робочий діапазон роботи виконавчих механізмів.
5. При відключенні підігрівачів високого тиску ПВД вводиться корекція регуляторам РПК для зниження витрати на задану величину із заданим темпом. Тут враховуються однокорпусний і двох корпусні режими.

АСР Подачі повітря і розрідження

Регулятор загального повітря ДВ підтримує тиск повітря в загальному коробі. Регулятор О2 підтримують заданий відсоток вмісту кисню у вихідних газах, коректуючи завдання регулятору ДВ.

Тиск первинного повітря підтримує регулятор вентилятора гарячого дуття ВГД (статичне балансування).

Розрідження в топці підтримує регулятор загального димососа ДО (динамічне балансування).

Особливості АСР:

1. САУМ коригує завдання регулятором ДВ.
2. Адаптивні регулятори ДВ. Різні параметри настройки при роботі дуттєвого вентилятора на першій і другій швидкості.
3. Введено диференціатор дискретного сигналу з переключення швидкості ДВ. Автоматичне прогнозоване зміна виходу ДВ при перемиканні швидкостей.
4. Розв'язка впливу регулювання подачі загального повітря на розрідження в топці.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						99
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.6. Комплекс технічних засобів (КТС) АСУТП і пристрої розподільного щита

Концепція ієрархії управління котлом можна розбити на індивідуальні рівні і їх функціональні області:

Рівень групового управління: на рівні групового управління забезпечується прикладна логіка групового управління, програми групового управління і головне регулювання у замкнутому контурі. Ці функції головним чином є координаційними для функціональних груп технологічного процесу.

Рівень управління підгрупи: на цьому рівні виконуються програми пуску і зупинки, що використовують послідовне управління і управління подконтуром.

Рівень інтерфейсу технологічного процесу - індивідуальним регулюванням: на рівні інтерфейсу виконуються функції, безпосередньо пов'язані з технологічним процесом: обробка бінарних і аналогових сигналів і розподіл; моніторинг граничного значення; функції обчислення; функції індивідуального управління; регулювання у замкнутому контурі; захисту та блокування.

4.7. Організаційна структура АСУ ТП

Система експлуатації і моніторингу є компонентою, регулює обмін даними між персоналом щита управління і технологічним процесом. Архітектура системи експлуатації ґрунтується на поділі за ієрархічним принципом між модулями обробки даних, серверними модулями і терміналами оператора. Між собою вони обмінюються інформацією через шину терміналу. Операторний зв'язок і моніторинг здійснюються через монітори, які забезпечують вікна до технологічного процесу. Всі функції терміналу оператора з паралельною надмірністю, тобто всі графічні дисплеї, встановлені на всіх терміналах на щиті управління котлом. Для здійснення управління оператор використовує мишу.

Застосовні наступні основні типи операцій управління технологічним процесом:

- Регулювання приводів замкнутого - розімкнутого контуру
- Введення аналогового значення.

4.8 Опис функціональної схеми КВП тракту димових газів

З камери згоряння по коробах димові газу потрапляють в циклони, в яких відбувається очищення від згорілих часток палива через верхні отвори циклонів димові газу надходять в короби димоходів до конвективної шахти - лівий і правий і, відповідно, стикаються до лівої і правої бічних стін шахти. Димові газу, віддавши тепло в конвективній шахті 1 і 3 ступеня пароперегрівача свіжої пари, вихідних ступенях проміжного пароперегрівача і двох щаблів економайзера з обшивки надходять в димохід до повітропідігрівачів. Після повітряпідігрівача димові газу надходять по димоходах, а потім до електрофільтрів.

Для контролю температури відхідних газів з камери згоряння на коробах встановлені перетворювачі температури, (показуючі, сигналізують та реєструючі. Показання з них виводяться на монітор, встановлений на блочному щиті (температура газів не повинна перевищувати 850 °С). Далі по ходу середовища датчики температури встановлені на коробах на кожному короби встановлюється по три перетворювачі (у верхній, нижній і середній частинах коробка) показання яких надходять на загальний блок після чого передаються на монітор, встановлений на БЩУ. Для контролю димових газів на виході з економайзера встановлюються два перетворювача температури, показання яких виводяться на БЩУ.

Вийшовши з ТВП димові газу, що йдуть по двох коробах, направляються до електрофільтрів; на кожному з коробів встановлено по одному перетворювачу температури і тиску, показання які виведені на БЩУ.

У верхній частині конвективної шахти встановлені 3 перетворювача тиску, свідчення яких виводяться на регулятор тиску в КШ і на БЩУ. Для контролю вмісту O_2 встановлюються киснеміри на лівій і правій стіні конвективної шахти, свідчення яких виводяться на блок регулювання подачі палива і повітря і на БЩУ.

Граничні відхилення контрольованих параметрів сигналізуються з виведенням на реєстратор БЩУ: з камери згоряння (шестеро перетворювачів

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						101
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

температури) з виведенням на реєстратор; в конвективній шахті (трьох перетворювачів тиску) з виведенням на реєстратор; економайзер (два перетворювачі витрати) з виведенням на реєстратор.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						102
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

На теплоенергетичних підприємствах велику увагу приділяють питанням забезпечення безпечних і високопродуктивних умов праці, охорони здоров'я працюючих, зниженню виробничого травматизму, професійної захворюваності та цивільного захисту.

Обслуговуючий персонал теплоенергетичних підприємств працює в умовах підвищеної небезпеки, оскільки при експлуатації ТЕС можливо виникнення аварійних ситуацій, зв'язаних з ушкодженням устаткування, несправністю захисних засобів і т.ін, що може привести до небажаних наслідків і навіть до нещасних випадків із смертельними наслідками.

Мінімізація існуючих ризиків при експлуатації теплоенергетичного обладнання на ТЕС повина бути забезпечена за рахунок використання лише надійного та безпечного технологічного устаткування.

Також з метою підвищення рівня безпеки праці для енергетичних підприємств розроблені відповідні правила та інструкції з охорони праці та техніки безпеки, а також й інші нормативні документи, виконання вимог яких є обов'язковим і повинно сприяти забезпеченню здорових та безпечних умов праці на робочих місцях. [2]

На ТЕС встановлено наступне обладнання:

- котли енергетичні 3хТГМП-204;
- турбіни парові 3хК-800-240-3;
- генератори 3хТВВ-800-2.

При розробці й експлуатації технологічного устаткування ТЕС мають місце потенційно шкідливі і небезпечні виробничі фактори, що за певних умов можуть зробити негативний вплив на організм людини. До них відносяться: підвищення або зниження температури, відносна вологість і рухливість повітря в робочій зоні; обслуговуючого персоналу підвищені або зниження температури; поверхонь устаткування; підвищення запиленість і загазованість повітря робочої зони; недостатня освітленість робочої зони, підвищена яскравість світла; підвищені рівні

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						103
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

шуму, вібрації, інфрочервоних випромінювань; небезпека поразки електричним струмом і ін.

З урахуванням діючої в Україні нормативної бази в сфері безпеки, охорони праці та цивільного захисту в даному розділі запропоновані необхідні технічні рішення та організаційні заходи з безпечної експлуатації спроектованого технологічного обладнання, а також визначені основні заходи з виробничої санітарії, гігієни праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях.

5.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації котельного обладнання

Вимоги що до безпечної експлуатації обладнання регламентовані.

Для забезпечення безпечної експлуатації станції передбачено:

1. Для захисту трубопроводів та обладнання від підвищення тиску більш запроектованого встановлюються запобіжні клапани, які виключають можливість підвищення тиску більше запланованого у відповідності до вимог діючих норм і правил. Усі запобіжні клапани продуваються;

2. Застосовується дистанційне керування технологічними процесами та їх максимальна механізація. (БЩК обладнано засобами аварійної зупинки, як всього обладнання, так і окремих одиниць. З метою перешкоджання виникнення аварійних ситуації усі основні функції теплового контролю технологічних параметрів покладено на інформаційно-обчислювальну машину ІВ-500М);

3. Для робочих місць, які знаходяться вище рівня підлоги, передбачені площадки та сходи. Усі сходи та площадки, які знаходяться вище рівня підлоги, огорожуються для запобігання нещасних випадків;

4. Розміри проїздів і проходів між обладнанням встановлені так, щоб забезпечити його зручну та безпечну експлуатацію, та вільний прохід у випадку евакуації людей;

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						104
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. Конструкція трубопроводів передбачає можливість компенсації їх термічного розширення за рахунок використання пружинних та ковзаючих опор;

6. Усі небезпечні зони огорожені (працюючі насоси, електродвигуни, відкритий розподільчий пристрій, блочні трансформатори та ін.);

7. Для визначення тиску пари встановлені реєструючі манометри (за пароперегрівачем, на живильній лінії перед органом, який регулює живлення котла водою, на всасиваючій і напірній лінії циркуляційних насосів);

8. На кожному паропроводі до ГПЗ, на вхідній частині змійовиків кожної секції пароперегрівача, до і після пароохолоджувача встановлені термопари, які підключені до реєструючого приладу;

9. Елементи турбін, котлів і трубопроводів з температурою зовнішньої поверхні стінки вище 45 ° С у місцях доступних персоналу покриті теплоізоляцією;

10. Для транспортування обладнання і персоналу станції до зон виробництва робіт, що знаходяться на різних відмітках, передбачена установка ліфтів (між КА блоків №5 і №6 знаходиться ліфт вантажопідйомністю 1 т);

11. Турбіна має систему автоматичного регулювання з гідравлічними зв'язками і пристроями захисту, які забезпечують її зупинку при виникненні аварійних ситуацій (здвоєний регулятор безпеки кільцевого типу для захисту від розгону);

12. Корпус турбіни і виступаючі над підлогою стопорні та регулюючі клапани облицьовані поверх теплоізоляційного шару спеціальною металевою обшивкою;

13. ПВТ має захисний пристрій, який призначено для захисту турбіни від попадання до неї води у випадку розриву його труб.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						105
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.1.1 Електробезпека

В електроустановках котельні передбачена система захисного заземлення. Проектовані електромережі виконуються 5- ти і 3 - х провідними із захисними РЕ- та PEN-провідниками відповідно.

Для захисту від ураження електричним струмом в електроустановках котельні передбачається використання систем захисного заземлення типу TN-C та TN-S, для чого в ТП встановлюється головна заземлювальна шина, яка підключається до зовнішнього захисного заземлення.

До головної заземлювальної шини приєднуються всі захисні РЕ- та PEN-провідники внутрішніх мереж, металеві труби комунікацій, які входять в будівлю, металеві елементи будівлі котельні.

Конструкція, виконання і клас ізоляції застосованого обладнання і матеріалів, а також способи прокладки електрокабелів обрані відповідно до умов навколишнього середовища і з урахуванням вимог пожежної безпеки.

Згідно з вимогами НПАОП 40.1-1.21-98 електроприміщення комплектуються основними і допоміжними захисними засобами, а також первинними засобами пожежогасіння. Обсяг захисних засобів може збільшуватися залежно від системи організації експлуатації та місцевих умов.

Умови праці при експлуатації та ремонті мереж і електроустановок повинні відповідати вимогам безпеки та захисту працівників від небезпечних і шкідливих виробничих факторів, які можуть впливати на їх здоров'я, згідно з ГОСТ 12.0.003-74 * .

Для створення та дотримання безпечних і нешкідливих умов праці при експлуатації та ремонті мереж і споруд електропостачання необхідно керуватися вимогами НПАОП 40.1-1.21-98, а при виконанні окремих видів робіт, які є не специфічними для електротехнічного персоналу - вимогами міжгалузевих, чинних в Україні нормативних актів про охорону праці. Технологічні карти або інша технічна документація повинні містити вимоги безпеки, дотримання яких є обов'язковим при організації та виконанні робіт.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						106
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Експлуатувати (обслуговувати) електрогосподарство котельні повинен відповідно підготовлений штат електротехнічного персоналу , забезпечений всіма необхідними засобами і обладнанням для виконання ремонтних робіт. Електромонтажні роботи виконувати згідно з вимогами ДБН В.2.5-27-2006.

5.1.2 Компоновка основного і допоміжного обладнання

Компонування основного і допоміжного устаткування в приміщенні котельні, виконане згідно з вимогами розд.7 ДНАОП 0.00-1.08-94, передбачає можливість модернізації котлів в умовах діючого виробництва.

Котли встановлюються на відм. 0,00.

Відстань від фронту котлів до протилежної стіни по осі А становить 5,8 м, відстань від пальника до цієї стіни - 4,6 м.

Для видалення димових газів проектом передбачаються до кожного котла індивідуальні газоходи з підключенням до загальної димової труби.

На газоходах встановлюються вибухові клапани Ду 425 (на ділянках від котла до точки приєднання до цегляного борову).

Для обслуговування котлів, проектом передбачені металеві площадки на відм. 3,4 м., 7,2 м., 8,2 м., 8,8 м., 10,6 м., 11,5 м., 13,4 м., 16,6 м.

5.1.3 Організаційні заходи з техніки безпеки

При експлуатації і обслуговуванні котлів слід керуватися діючими "Правилами безпеки систем газопостачання України " (ДНАОП 0.00-1.20-98), "Правил будови та безпечної експлуатації об'єкта електроустановок споживачів", "Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів" для електроустановок напругою до 1000 В.

До роботи на котлах можуть бути допущені особи , які пройшли інструктаж з охорони праці і мають посвідчення на право роботи з газифікованим обладнанням та обслуговуванням котлів.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						107
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

До робіт з технічного обслуговування і ремонту електроустаткування і автоматики допускаються особи, які мають право на проведення робіт в електроустановках, з кваліфікацією не менш III розряду.

Клеми датчиків і виконавчих приладів повинні бути надійно захищені від попадання пилу і вологи. Металоконструкції та електрообладнання повинно бути надійно заземлено.

Забороняється знімати кришки з електроустаткування при наявності напруги, а також експлуатувати електрообладнання зі знятими кришками.

Забороняється повторний запуск пальників після аварійного вимкнення без з'ясування і усунення причин вимикання.

Експлуатація пальників при несправній автоматичі забороняється .

При витoku газу забороняється робота пальника, запалювання вогню, включення і виключення електрообладнання.

Всі види ремонтних і профілактичних робіт слід виконувати тільки на непрацюючому обладнанні, при відключенних пальниках та електричних і газових мереж.

Розміщення приладів і проводок слід виконувати за місцем, монтаж захисного заземлення виконати відповідно до діючих інструкцій з монтажу електроустановок систем автоматизації РМ4 -200- 82.

Монтаж приладів і засобів автоматизації слід виконувати згідно будівельних норм і правил ДБН В.2.5-27-2006.

5.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						108
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.2.1 Мікроклімат

Основними параметрами мікроклімату є:

- температура повітря;
- відносна вологість повітря;
- швидкість руху повітря;

інтенсивність теплового випромінювання.

Згідно з оптимальними параметрами мікроклімату з врахуванням того, що категорія роботи оператора щита керування І-а (легка, енерговитрати менше 120 ккал/год), є:

Табл. 4.1. Фактичні параметри мікроклімату

Пора року	Холодна пора року	Тепла пора року
Параметр	Фактичні	Фактичні
Температура, °С	26-28	29-31
Відносна вологість, %	40-60	40-60
Швидкість повітряного потоку, м/с	0,1	0,1

Згідно інтенсивність теплового випромінювання повинна складати не більш 70 Вт/м².

У приміщенні інтенсивність теплового випромінювання складає 60 Вт/м².
Передбачено систему водяного опалення в холодний час року.

Фактична температура в приміщенні в холодний період року 22 °С, а в теплий - 23 °С, швидкість руху повітря 0,1 м/с, відносна вологість 50%. Нормовані параметри знаходяться в межах норми. У приміщенні щитової виконується індивідуальне кондиціонування повітря. Для операторів під час перерв передбачений відпочинок у спеціально обладнаній кімнаті відпочинку, де забезпечується заданий сприятливий мікроклімат. Завдяки вентиляції, яку здійснює кондиціонер, що охолоджує (підігріває) і вентилює повітря приміщення, очищуючи його від пилу і відбираючи вологу.

5.2.2. Склад повітря робочої зони

Для визначення вмісту шкідливих речовин, добір проб повинний проводитися в зоні подиху при характерних виробничих умовах з обліком основних технологічних процесів, джерел виділення шкідливих речовин і функціонування технологічного устаткування. Протягом зміни повинна бути відібрана така кількість проб (але не менше п'яти), щоб було б достатнім для достовірної гігієнічної характеристики стану повітряного середовища.

При періодичному санітарному контролі вмісту шкідливих речовин у повітрі робочої зони допускається обмежуватися визначенням максимально-разової концентрації. Ступінь поглинання шкідливої речовини фільтром або поглиначем повинна бути не менше 95 %. Метод повинний забезпечувати вибіркове визначення - вміст шкідливої речовини у відібраній пробі повітря на рівні не більше 0,5 граничнодопустимої концентрації (ГДК). Тривалість добору проб при визначенні максимально-разової ГДК не повинна перевищувати 30 хв. Метод повинний забезпечувати визначення вмісту шкідливих речовин у проточному повітрі на рівні 0,3 ГДК при необмеженому часі добору проби. Метод визначення повинний забезпечувати специфічне визначення вмісту шкідливої речовини в пробі в присутності інших речовин, що знаходяться в цей час у повітрі робочої зони.

У приміщенні оперативного пульта керування основним джерелом іонізації повітря є відео термінали. Санітарно-гігієнічними нормами регламентується кількість позитивних і негативних іонів у 1 см³ повітря.

Для нормалізації іонного складу повітря застосовується природна вентиляція приміщення. Крім того, дотримується особливий режим роботи з відео терміналами – протягом кожних 3-х годин роботи відео термінал відключається на 10 хв.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						110
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.2.3. Виробниче освітлення

Для штучного освітлення нормованими параметрами є:

- освітленість E , лк;
- коефіцієнт пульсації освітленості K_p , %;
- показник дискомфорту M ;
- показник засліпленості P .

У робочому приміщенні використовується загальне штучне рівномірне робоче освітлення. В якості джерел освітлення використовуються світильники УСП-35 з двома люмінесцентними лампами типу ЛБ-40 в кожному. Світильники розташовані над робочими поверхнями у два ряди вздовж довгої сторони приміщення. Не повинно бути погано освітлених зон, ламп, що сліплять, відблисків від них, різких тіней. Для усунення стробоскопічного ефекту від люмінесцентних ламп слід використовувати спеціальні пускові пристосування. Розташування світильників виключає влучення прямого світла в очі і можливість відблисків відображення на екрані монітору. Для цього застосовуються спеціальні сітки. Нормовану освітленість визначають три характеристики: точність зорової роботи, контраст об'єкта з тілом і коефіцієнт відображення робочої поверхні. Зорова робота відповідає 1 розряду найвищої точності. Контраст об'єкта спостереження з тілом $K = 0,3$, коефіцієнт відбиття $r = 0,3$. Підрозряд зорової роботи "б".

Нормоване значення освітленості (згідно) для І-б - системи загального штучного освітлення повинно складати більше 300 лк.

Також передбачене аварійне освітлення. Живлення світильників аварійного освітлення здійснюється від незалежного джерела електроенергії (акумуляторні батареї).

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						111
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.2.4. Виробничий шум

Для нормування шумів застосовують наступні варіанти оцінки шуму:

- Встановлюють припустимі рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах частот в залежності від виду робіт.
- Встановлюють припустимі рівні звуку L_a , дБА.

У щитовому приміщенні шум непостійний, тому в якості нормованого параметру прийнято еквівалентний рівень звуку.

Головне джерело шуму - це принтер і вентилятор системного блоку ІКОК, а також вентилятори приточно-витяжної системи і системи кондиціонування. Для боротьби із шумом передбачене поліпшення режиму роботи й експлуатації устаткування, centruвання й балансування механізмів. [13]

Реальний еквівалентний рівень звуку складає 36 дБА. Для зменшення шуму стіни покривають звукопоглиняючою плиткою.

Здійснюється зниження шуму у виконавчих двигунах (за місцем) за рахунок використання малошумних, звукобірних, звукоізолюючих матеріалів. Припустимі значення рівня звукового тиску для щитових приведені в таблиці 4.2.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						112
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.2. Припустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для дисплейного класу

Вид трудової діяльності	Рівні звукового тиску, дБ, в октавних смугах частот із середньо-геометричними значеннями, Гц								Рівні звуку, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Керування, програмування	81	72	63	62	60	58	56	55	75

5.2.5. Виробничі вібрації

Відповідно нормуються:

- допустима величина віброшвидкості – V , м/с;
- допустима величина віброприскорення – W , м/с².

Параметри вібрацій нормуються в залежності від частоти та напрямку коливань, їх виду, часу дії протягом зміни.

Оператор піддається незначним вібраціям, так як рівень загальної вібрації не перевищує припустимого рівня вібрації на робочому місці, амплітуда вібрації повинна бути менше 0,009 мм у діапазоні частот від 15 Гц до 200 Гц. Для виміру вібрацій використовують шумовібровимірювальний комплект ИШВ-1, якій реєструє амплітуди вібрацій від 0,005 мм до 1,5 мм. До заходів, що проводяться з метою не допустити вібрації відносяться: контроль за експлуатацією, монтажем, ремонтом обладнання, виконання правил технічної експлуатації машин; впроваджуються нових технологій і засобів автоматизації на базі СВТ.

5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Безпека в надзвичайних ситуаціях регламентується планами локалізації та ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС). Одними з основних складових ПЛАС є розробка технічних рішень та організаційних заходів щодо оповіщення, евакуації та дій персоналу котельні у разі виникнення надзвичайної ситуації (НС), а також визначення основних заходів з пожежної безпеки.

5.3.1 Вимоги щодо організації ефективної роботи системи оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації

Для підвищення безпеки в надзвичайних ситуаціях (НС) пропонується встановлення системи оповіщення (СО) виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення НС, наприклад, при пожежі, здійснюється відповідно до вимог НАПБ А.01.003-2009.

Оповіщення про НС та управління евакуацією людей здійснюється одним з наступних способів або їх комбінацією:

- поданням звукових і (або) світлових сигналів в усі виробничі приміщення будівлі з постійним або тимчасовим перебуванням людей;
- трансляцією текстів про необхідність евакуації, шляхів евакуації, напрямів руху й інші дії, спрямовані на забезпечення безпеки людей;
- трансляцією спеціально розроблених текстів, спрямованих на запобігання паніки й інших явищ, що ускладнюють евакуацію;
- увімкненням евакуаційних знаків "Вихід";
- увімкненням евакуаційного освітлення та світлових показників напрямку евакуації;
- дистанційним відкриванням дверей евакуаційних виходів.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						114
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Як правило, СО вмикається автоматично від сигналу про пожежу, який формується системою пожежної сигналізації або системою пожежогасіння. Також з приміщення оперативного (чергового) персоналу СО (диспетчера пожежного поста) слід передбачати можливість запуску СО вручну, що забезпечує надійну роботу СО не тільки при пожежі, а і у разі виникнення будь-якої іншої НС.

Згідно з вимогами ДБН В.1.1-7-2016, необхідно забезпечити можливість прямої трансляції мовленнєвого оповіщення та керівних команд через мікрофон для оперативного реагування в разі зміни обставин або порушення нормальних умов евакуації виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу про НС здійснюється за допомогою світлових та/або звукових оповіщувачів (обладнуються всі виробничі приміщення).

СО повинна розпочати трансляцію сигналу оповіщення про НС, не пізніше трьох секунд з моменту отримання сигналу про НС.

Пульти управління СО необхідно розміщувати у приміщенні пожежного поста диспетчерської або іншого спеціального приміщення (в разі його наявності). Ці приміщення повинні відповідати вимогам ДБН В.2.5-56-2014 «Системи протипожежного захисту».

Кількість звукових та мовних оповіщувачів, їх розміщення та потужність повинні забезпечувати необхідний рівень звуку в усіх місцях постійного або тимчасового перебування виробничого персоналу.

Звукові оповіщувачі повинні комбінуватися зі світловими, які працюють у режимі спалахування у таких випадках:

- у приміщеннях, де люди перебувають у шумозахисному спорядженні;
- у приміщеннях з рівнем шуму понад 95 дБ.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						115
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Допускається використовувати евакуаційні світлові покажчики, що автоматично вмикаються при отриманні СО командного імпульсу про початок оповіщення про НС та (або) при аварійному припиненні живлення робочого освітлення.

Вимоги до світлових покажчиків "Вихід" приймаються відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 "Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення".

СО в режимі "Тривога" повинна функціонувати протягом часу, необхідного для евакуації людей з будинку, але не менше 15 хвилин.

Вихід з ладу одного з оповіщувачів не повинен призводити до виведення з ладу ланки оповіщувачів, до якої вони під'єднанні.

Електропостачання СО здійснюється за I категорією надійності згідно з "Правилами устрою електроустановок" (ПУЕ) від двох незалежних джерел енергії: основного - від мережі змінного струму та резервного - від акумуляторних батарей тощо.

Перехід з основного джерела електропостачання на резервний та у зворотному напрямку в разі відновлення централізованого електропостачання повинен бути автоматичним.

Тривалість роботи СО від резервного джерела енергії у черговому режимі має бути не менш 24 годин; СО від резервного джерела енергії - у режимі "Тривога" не менше 15 хвилин.

Звукові оповіщувачі повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 54-3:2003 "Системи пожежної сигналізації. Частина 3. Оповіщувачі пожежні звукові".

Світлові оповіщувачі, які працюють у режимі спалахування, повинні бути червоного кольору, мати частоту мигтіння в межах від 0,5 Гц до 5 Гц та розташовуватись у межах прямої видимості з постійних робочих місць.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						116
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.3.2 Обов'язки та дії персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації

Керівник та пожежна охорона установи, яким повідомлено про виникнення НС повинен:

- перевірити, чи викликано підрозділи ДСНС;
- вимкнути у разі необхідності струмоприймачі та вентиляцію;
- у разі загрози життю людей негайно організувати їх евакуацію та їх рятування, вивести за межі небезпечної зони всіх працівників, які не беруть участь у ліквідації НС;
- перевірити ефективність оповіщення людей про НС;
- забезпечити дотримання техніки безпеки працівниками, які беруть участь у ліквідації НС;
- організувати зустріч підрозділів ДСНС та надати їм допомогу у локалізації і ліквідації наслідків НС.

Після прибуття підрозділів ДСНС повинен бути забезпечений безперешкодний доступ їх до місця, де виникла НС.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						117
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.3.3 Пожежна безпека

У науково-дослідницькій лабораторії знаходиться значна кількість твердих горючих речовин і матеріалів (дерев'яні меблі, пластмасові вироби, гума, папір, що поглинає покриття на стінках). Згідно НАПБ Б.07.005-86 «Визначення категорій приміщень та споруд з вибухопожежної та пожежної безпеки», науково-дослідницька лабораторія відноситься до пожежонебезпечних приміщень категорії В (тверді горючі й важкогорючі речовини й матеріали, речовини й матеріали, які при взаємодії з водою, киснем, повітрям або один з одним здатні тільки горіти).

Згідно з класифікацією робочих зон, відповідно до НПАОП 40.1-1.32-01, робочі зони науково-дослідницької лабораторії відноситься до класу П-Па - пожежонебезпечні, так як містять тверді горючі речовини, нездатні переходити у зважений стан.

Джерелами загоряння можуть бути електричні іскри, коротке замикання, перевантаження електропроводки, несправність апаратури, паління в приміщенні. Тому для запобігання пожежі в приміщенні проводяться пожежно-профілактичні заходи: застосування запобіжників в електричних мережах; використання пилонепроникних сполучних і розподільних коробок; а також проводиться інструктаж з техніки пожежної безпеки.

Відповідно до ДСТУ 3675-98, ГОСТ 12.4.009-75 та ISO 3941-77 у науково-дослідницькій лабораторії повинно знаходитися два вогнегасника: вуглекислотний типу «ВВ-5» і порошковий «ВП-2». «ВВ-5» розташований на висоті 1,5 м від підлоги поруч із вихідними дверима. У коридорі встановлюються пожежні коробки, у яких знаходиться пожежний кран і рукав, а також знаходиться вогнегасник типу «ВХП-2».

В обох кінцях коридору знаходяться телефонні апарати, над якими з табличками з номерами телефонів для виклику внутрішньої, або якщо потрібно, міської пожежної охорони.

					НТУУ «КП» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						117
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

В данному проекті було розглянуто модернізації і реконструкції Вуглегірської ТЕС потужністю 3600 МВт, а саме другої черги, яка законсервована і не експлуатується досить довгий час. Запропонований варіант переведу газо-мазутних енергоблоків 800 МВт на вітчизняне вугільне паливо марки «Г» показав дуже хороший результат. Кінцева потужність модернізованого енергоблоку 600 МВт, що в сумі складає 1800 МВт на станцію. Дану потужність планується повернути в об'єднану енергосистему України, щоб дозволило вивести з роботи теплоенергетичне обладнання, яке відробило свій ресурс.

У другій черзі ТЕС встановлено таке основне обладнання:

- турбіни типу 3xK-800-240-3 (ЛМЗ);
- котлоагрегат типу 3xТГМП-2044 (Пп-2650-255 (ГМ)).
- генератор типу 3xТВВ-800.

Це обладнання збережено в задовільному технічному стані, є кваліфікований персонал, проводиться технічне обслуговування і періодичне випробування з включенням в систему, тому саме ці блоки є дуже цінними і мають хороший потенціал для енергосистеми України.

Розрахунки показали, що даний котлоагрегат після модернізації має хороші показники: витрата вугілля марки «Г» складає 290 т/год., втрачає тільки 2,27% коефіцієнта корисної дії порівняно з вихідним варіантом, зменшується витрата гострої пари з 2650 г/год. до 1980 т/год., та підвищення температури вихідних газів на 10,5 °С, що є досить не значними змінами.

Техніко-економічний розрахунок показав рентабельність цього проекту складає 29,8 %, а термін окупності модернізації 3,2 роки, що є досить високими показниками.

В проекті розглянуто основні питання щодо охорони праці на ТЕС. Передбачені технічні рішення щодо безпечної експлуатації обладнання ТЕС,

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						118
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

виконані міри по нагляду за встановленими нормами по виробничій санітарії та пожежної безпеки.

В проекті проведено такі розрахунки:

- розрахунок теплової схеми на змінних режимах;
- розрахунок питомої витрати палива на змінних режимах;
- розрахунок котлоагрегату, а саме топочної камери.
- техніко-економічний розрахунок.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ

Арк.
119

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Блогов В. В. Блогов І. В. Екологія та природні багатства України. Новий світ, Київ, 2008. 400с.
 2. Брешнайдер Б. Курфюрск И. Охрана воздушного бассейна от загрязнений. Химия, Ленинград, 1989. 290с.
 3. Воронвский Г.К. Гінайло А.В. Гінайло В.О. Інноваційні пріорітети паливно-енергетичного комплексу України. Українські енциклопедичні знання, Київ, 2005. 495с.
 4. Горшков А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. Энергия, Москва, 1974. 240с.
 5. Григорьев В.А., Зорин В.М. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник. МЭИ Москва, 2003. 648 с.
 6. Денисов В. И. Техничко-экономические расчеты. Энергоатомиздат, Москва, 1985. 215с.
 7. Дуэль М. А. Автоматическое управление блочными энергоустановками с применением вычислительных машин. Техника, Киев, 1969. 242с.
 8. Коваленко М.П. Денисюк С.П. Енергозбереження. Приорітетний напрям державної політики України. УЕЗ, Київ, 1998. 512с.
 9. Кранцфельд Я. П. Кривошеин Д.И. Конструкции главных корпусов тепловых электростанций. Энергия, Москва, 1979. 290с.
 10. Лебедев А.Н. Подготовка и размол топлива на электростанциях. Энергия, Москва, 1969. 520с.
- Мартьянов В.М. Зорина В.А. Локоленкова Г.Д. Правила техник безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей. СПО ОРГРЭС, Москва, 1991. 116с.

					НТУУ «КПІ» МД.22.144.229.ПЗ	Арк.
						120
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11. Орнатский А.П., Дошков Ю.Г., Перков В.Г., Парогенераторы сверхкритического давления. Вища школа, Киев, 1980. 287с.
12. Рихтер Л.А., Волков Э.П., Покровский В.Н., Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. Энергоиздат, Москва, 1981. 295с.
14. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции – М.: Энергия, 1976. 448 с.
15. Самойлович Г.С., Трояновский Б.М., Переменные и переходные режимы в паровых турбинах. Энергоиздат, Москва, 1982. 495с.
16. Соколов В.С., Деев М.В., Система парогенератор-турбина и управления ею. Высшая школа, Москва, 1980. 288с.
17. Стырикович М.А., Коткоская К.Я., Серов Е.П., Парогенераторы электростанций. Энергия, Москва, 1966. 385с.
18. Церазов А.Л., Васильева А.П., Нечаев Б.В., Электрическая часть тепловых электростанций. Энергия, Москва, 1980. 328 с.
19. Шидловский А.К., Віхорєв Ю.О., Гінайло В.О., Енергетичні ресурси та потоки. Українські енциклопедичні знання, Київ, 2003. 469с.
20. Шидловский А.К., Стогній Б.С., Кулик М.М., Паливо енергетичний комплекс України в контексті глобальних перетворень. Українські енциклопедичні знання, Київ, 2004. 468с.
21. Шидловский А.К., Ковалко М.П., Паливо-енергетичний комплекс України на протязі третього тисячоліття. Українські енциклопедичні знання, Київ, 2001. 400с.
22. 11-я Международная научно-крактическая конференция. Сборник научных трудов. «Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития». ФОП Гончарук А.Б., Киев, 2015. 110с.