

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

Теплоенергетичний факультет

(повна назва факультету)

Кафедра теплової та альтернативної енергетики

(повна назва кафедри)

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

за освітньо-професійною програмою «Теплові електричні станції»,

(спеціалізація)

зі спеціальності 144 «Теплоенергетика»

(код і назва спеціальності)

на тему:

«Модернізація автоматизованих систем управління ТЕЦ»

Виконав: студент VI курсу, групи ТУ-11мп

(шифр групи)

Музиченко Дмитро Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Науковий керівник: кандидат технічних наук, доцент

(посада, науковий ступінь, вчене звання)

Нікуленкова Тетяна Володимирівна

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Київ – 2022 року

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

Теплоенергетичний факультет

(повна назва факультету)

Кафедра Теплової та альтернативної енергетики»

(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 «Теплові електричні станції»,
(спеціалізація)

зі спеціальності 144 «Теплоенергетика»
(код і назва спеціальності)

на тему:

«Модернізація автоматизованих систем управління ТЕЦ»

Виконав: студент VI курсу, групи ТУ-11мп

_____ **Музиченко Дмитро Сергійович**

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник к.т.н., доц. _____ **Нікуленкова Тетяна Володимирівна**

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

(підпис)

Консультанти:

з економічних питань
(назва розділу)

_____ **к.т.н., доц. Бойчук Наталія Яковлівна**
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

з питань охорони праці
(назва розділу)

_____ **к.т.н., доц. Каштанов Сергій Федорович**
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

з питань автоматизації ТП
(назва розділу)

_____ **доц., к.т.н. Нікуленкова Тетяна Володимирівна**
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Рецензент: _____

(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.

Студент

_____ (підпис)

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

Теплоенергетичний факультет

(повна назва факультету)

Кафедра «Теплоенергетичних установок теплових та атомних електростанцій»

(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 144 «Теплоенергетика»

(код і назва)

Освітньо-професійна програма – «Теплові електричні станції та установки»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Ольга ЧЕРНОУСЕНКО

(підпис)

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

“ ”

2022 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студентці

Музиченку Дмитру Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації: «Модернізація автоматизованих систем управління ТЕЦ»
науковий керівник дисертації: доц., к.т.н. Нікуленкова Т.В.

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

затверджені наказом по університету від “ ” 2022 року № _

2. Термін подання студентом дисертації _____

3. Об'єкт дослідження _____

4. Вихідні дані ТЕЦ для міста Кривий Ріг з потребами у наарі 1100 т/год.
Кількість годин використання встановленої електричної потужності – 6250
год/рік. Паливо - АШ та мазут.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: Вступ, техніко-економічне
обґрунтування магістерської дисертації, тепломеханічна частина, автоматизація
технологічних процесів, електротехнічна частина, охорона праці, Модернізація
автоматизованих систем управління ТЕЦ.

5. Орієнтовний перелік (графічного) ілюстративного матеріалу: Теплова схема ТЕС, поперечний розріз головного корпусу; план головного корпусу; схема генерального плану ТЕС; схема головних електричних з'єднань ТЕС; автоматична система управління ТЕС; плакат на тему «Модернізація автоматизованих систем управління ТЕЦ».

6. Орієнтовний перелік публікацій

7. 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		

8. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	ТЕО вибору основного устаткування ТЕЦ	01.09.2022р.	
2	Розрахунки тепломеханічної частини	15.09.2022р.	
3	Вибір основного обладнання	10.10.2022р.	
4	Вибір допоміжного обладнання	20.10.2022р.	
5	Автоматизація технологічних процесів	01.11.2022р.	
6	Електрична частина станції	10.11.2022р.	
7	Охорона праці та техніка безпеки	20.11.2022р.	
8	Організаційно-економічна частина	01.12.2022р.	
9	Спеціальне питання. Модернізація автоматизованих систем управління ТЕЦ	05.12.2022р.	
10	Оформлення записки і графічного матеріалу	10.12.2022р.	

Студент _____
(підпис)

Науковий керівник _____
(підпис)

Дмитро МУЗИЧЕНКО
(Власне і'мя, ПРІЗВИЩЕ)

Тетяна НІКУЛЕНКОВА
(Власне і'мя, ПРІЗВИЩЕ)

ВІДОМІСТЬ МАГІСТЕРСЬКОЇ ДИСЕРТАЦІЇ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на магістерську дисертацію	2	
2	A4	МД 22144.00.230 ПЗ	Пояснювальна записка		
3	A1	МД 22144.01.230 ТК	Теплова схема	1	
4	A1	МД 22144.02.230 ТК	Генеральний план	1	
5	A1	МД 22144.03.230 ТК	Поперечний розріз головного корпусу	1	
6	A1	МД 22144.04.230 ТК	Компоновка головного корпусу	1	
7	A1	МД 22144.05.230 ТК	Схема головних електричних з'єднань	1	
8	A1	МД 22144.06.230 ТК	Схема АСУ ТП	1	
9	A1	МД 22144.07.230 ТК	Спецпитання	1	

				МД.22144.230		
	ПІБ	Підп.	Дата			
Розробн.	Дмитро МУЗИЧЕНКО			Відомість магістерської дисертації	Лист	Листів
Наук. кер.	Тетяна НІКУЛЕНКОВА				1	1
Тех. контр.	Володимир СЕРЕДА				КПІ ім. Ігоря Сікорського» Каф. Теп. та ал. Ен. Гр. ТУ-11мп	
Н/контр.	Тетяна ШЕЛЕШЕЙ					
Зав. каф.	Ольга ЧЕРНОУСЕНКО					

**Пояснювальна записка
до дипломного проєкту
на тему:**

«Модернізація автоматизованих систем управління ТЕЦ»

Київ - 2022 року

ЗМІСТ

УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ.....	10
ВСТУП	12
1.ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ ТЕЦ	15
1.1. Вибір систем енергопостачання	16
1.1.1. Розрахунок теплових навантажень	16
1.1.2. Вибір обладнання для ТЕЦ-1	16
1.1.3. Вибір обладнання для ТЕЦ-2.....	17
1.1.4. Вибір обладнання для котельні	19
1.1.5. Розрахунок річних відпусків теплоти та виробітку енергії.....	20
1.2. Порівняння варіантів теплопостачання	22
1.2.1. Витрати умовного палива.....	22
1.2.2 Витрати натурального палива.....	23
1.2.3. Витрати електроенергії на власні потреби	24
1.2.4. Визначення капіталовкладень.....	27
1.2.5. Розрахунок питомих витрат палива	29
1.2.6. Чисельність експлуатаційного персоналу	31
1.2.7. Частка загальностанційних та інших витрат.....	32
1.2.8. Замикаючий відпуск енергії.....	32
1.2.9.Річна витрата умовного палива	32
1.2.10. Річні експлуатаційні витрати	33
1.2.11. Сумарні приведені витрати.....	34
2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА.....	35
2.1 Загальна характеристика ТЕЦ	35
2.2 Основне обладнання	36

					МД 22144.00.230 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Модернізація автоматизованих систем управління ТЕЦ Пояснювальна записка	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.	Дмитро МУЗИЧЕНКО						6	197
Перевір.	Тетяна НІКУЛЕНКОВА							
Т. контро.	Володимир СЕРЕДА					НТУУ «КПІ». ТЕФ		
Н. Контр.	Тетяна ШЕЛЕШЕЙ					каф. ТЕ гр. ТУ-11 мп		
Затверд.	Ольга ЧЕРНОУСЕНКО							

2.2.1 Турбоагрегати.....	36
2.2.2 Котлоагрегати.....	41
2.3 Вибір допоміжного обладнання	49
2.3.1 Турбінне відділення.....	49
2.3.2 Котельне відділення.....	53
2.3.3 Теплофікаційна установка ТЕЦ.....	54
2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ	58
2.4.1 Відпуск технологічної пари промисловому споживачу	65
2.4.2 Навантаження зовнішніх споживачів по гарячій воді	69
2.4.2 Температура води в тепломережі	69
2.4.3 Розрахунок турбоустановок.....	71
2.4.4 Енергетичні показники ТЕЦ	73
2.5 Компонування головного корпусу	75
2.5.1 Компонування котельного відділення	77
2.5.2 Компонування турбінного відділення	77
2.6 Допоміжні господарства ТЕЦ.....	78
2.6.1 Вугільне господарство ТЕЦ.....	78
2.6.2 Мазутне господарство	82
2.6.3 Система технічного водопостачання	84
2.6.4 Хімічна водопідготовка.....	89
2.7 Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва.....	92
2.7.1 Розрахунок концентрації оксидів сірки	93
2.7.2 Розрахунок концентрації оксидів азоту.....	94
2.7.3 Вибір кількості і розрахунок висоти димарів	96
2.8 Вибір майданчика будівництва і генплан ТЕЦ.....	99
3 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ, АСУ ТЕЦ.....	103
3.1 Загальна частина	103
3.2 Захисти та блокування парогенератора	106
3.3 Опис схеми САР парогенератора	110
3.4 Опис схеми теплового контролю котла	112
4 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	114

4.1 Головна схема електричних з'єднань	114
4.2 Схема власних потреб.....	115
4.3 Розрахунок трьохфазного струму короткого замикання	116
4.3.1 Приведення параметрів схеми заміщення до базисних умов.....	118
4.3.2 Перетворення схеми заміщення до найпростішого виду.....	119
4.3.4 Вибір та перевірка вимикача на збірних шинах генератора.....	122
4.3.5 Трансформація заступної схеми ЕС до виду «система-генератор»	122
4.3.6 Розрахунок струмів КЗ на шинах РУ 330 кВ	124
4.3.7 Визначення умов вибору і перевірки вимикача РУ 330 кВ	126
4.3.8 Вибір роз'єднувача РУ-330 кВ	127
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	129
5.1. Технічні рішення з безпеки експлуатації технологічного обладнання	129
5.1.1. Перевірка контрольно-вимірювальних приладів, обладнання захисту і живильних пристроїв.....	131
5.1.2. Технічні рішення щодо запобігання електротравм від контакту із струмопровідними елементами обладнання	131
5.1.3. Заходи щодо запобігання електротравм при переході напруги на неструмоведучі елементи електроустановок.....	132
5.1.4. Заходи з техніки безпеки	134
5.2. Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії.....	135
5.2.1 Природне освітлення робочої зони	136
5.2.2 Штучне освітлення робочої зони	137
5.2.3 Виробничий шум.....	138
5.2.4 Виробничі вібрації	140
5.2.5 Склад повітря робочої зони	141
5.2.6. Виробничі випромінювання.....	141
5.3. Безпека в надзвичайних ситуаціях	142
5.3.1 Система оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації	142

5.3.2. Пожежна безпека.....	143
6 РЕКОНСТРУКЦІЯ ТЕЦ ІЗ ЗАМІНОЮ АВТОМАТИКИ.....	146
6.1 Організація управління технологічними процесами на ТЕЦ.....	146
6.2 Завдання автоматичних систем управління технологічних процесів енергоблоку	156
6.3 Автоматизація технічного діагностування енергообладнання та умови його експлуатації	163
6.4 Принципові та структурні схеми систем автоматичного регулювання теплового навантаження.....	166
6.5 Автоматичне регулювання температури перегрітої пари.....	172
6.6 Регулювання витрати повітря	188
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	196

УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ

ГВС – гаряче водопостачання;

ТЕЦ – теплоелектроцентрально;

ПВК – піковий водогрійний котел;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

ПК – паровий котел;

БРОУ – швидкодіючий редукційно-охолоджувальний пристрій;

РОУ – редукційно-охолоджувальна установка;

РУ – редукційний пристрій;

ПВТ – підігрівач високого тиску;

ПНТ – підігрівач низького тиску;

РВП – регенеративний повітрепідігрівач;

ПТУ – паротурбінна установка;

НМП – нижній мережний підігрівач;

ВМП – верхній мережний підігрівач;

ХВО – хімводоочистка;

ОП – охолоджувач пари;

ОД – охолоджувач дренажу;

ОКП – охолоджувач безперервної продувки;

ПВП – пароводяний підігрівач;

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						10
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ТС – теплова мережа;

ГРП – газорозподільний пункт;

ГДК – гранично допустима концентрація;

ПС – підігрівач сальниковий;

ОУ – охолоджувач ущільнень;

ОЕ – охолоджувач ежектора;

ЦВТ – циліндр високого тиску;

ЦНТ – циліндр низького тиску;

ЦСТ – циліндр середнього тиску.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						11
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

На макроекономічному рівні в останні роки постало питання впровадження енергоефективних заходів для економії наявних ресурсів, оскільки економіка України характеризується високою енергоємністю. У цьому контексті посилено завдання підвищення енергоефективності компаній, в яких вони зараз є, в інтересах не лише держави, а й підприємців для підвищення ефективності їх компаній.

Аналіз розвитку енергетичної системи України виявляє найбільш негативні тенденції: підвищення рівня зношеності енергетичного обладнання, збільшення втрат тепла в системі розподілу та відсутність економічних стимулів до зниження витрат, забруднення навколишнього середовища, брак фінансових ресурсів.

Будівництво нових електростанцій є капіталомістким і складним. Конверсія коштує приблизно на 30% менше, ніж нова будівля. Доцільно використовувати варіант реконструкції, а не будівництво нових заводів [1].

Питання підвищення енергоефективності та енергозбереження необхідно вирішувати з конструкції пристрою. Проекти монтажу повинні включати ефективні технічні рішення, які оптимізують властивості, забезпечуючи високий ступінь енергоефективності та енергозбереження.

Виробництво електроенергії на теплових електростанціях в Україні відбувається за рахунок постачання природних ресурсів, таких як природний газ і вугілля. У багатьох містах встановлені власні теплові електростанції.

Теплоелектростанція — вид теплової електростанції, яка не тільки виробляє електроенергію, а й є джерелом теплової енергії в централізованих системах теплопостачання (у вигляді пари та гарячої води, у тому числі для гарячого водопостачання та опалення житлових приміщень та промислові установки) [2].

Оскільки теплоелектростанції мають менші питомі витрати палива і тепла на виробництво електроенергії, вони використовуються в режимі опалення для покриття базової частини плану електричного навантаження. Влітку когенераційні установки, розраховані переважно на теплове навантаження, перемикаються на конденсаційний режим і можуть брати участь у регулюванні потужності в електромережі, тому влітку когенераційні установки зазвичай проводять ремонтні роботи на обладнанні котельні.

Основним завданням диплому є проектування промислової когенераційної установки для міста Кривий Ріг.

Кривий Ріг – велике промислове місто, центр Криворізького залізничного басейну – основної сировинної бази металургії України. Економічний потенціал міста представлено приблизно 6 тис. компаній. Промисловість міста включає 87 великих підприємств різних галузей: чорної металургії, машинобудування, будівельних матеріалів, хімічної, поліграфічної, деревобетонної, легкої, харчової та ін.

З метою усунення негативних явищ теплової енергетики та забезпечення її розвитку необхідно зосередити увагу не лише на подовженні терміну експлуатації обладнання ТЕС за рахунок ремонту та заміни окремих вузлів парових турбін і котельних установок, а й на дешевих, низьких -вартісних заходів, а й на оновлення обладнання за рахунок використання перспективних технологій. Тимчасове зниження попиту на електроенергію дає можливість модернізувати обладнання. І цю роботу потрібно виконувати, не гаючи часу.

Що може дати оновлення обладнання, видно з наступних прикладів. При повнооб'ємному технопереоснащенні блоків, що працюють на газі, з впровадженням сучасних парогазових технологій з витратою палива

240 г / (кВт • год) річна економія газу складе 1,8 млрд м³, а вартість зекономленого газу - 144 млн дол. на рік. При технопереоснащенні вугільних

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						13
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

блоків можна підвищити ефективність спалювання вугілля на 15% і більше. Вартість вивільняється вугілля при річному його споживанні 19 млн т умовного палива складе близько 171 млн дол. США. Реконструкція колишньої Балтійської ТЕС (м Нарва, Естонія) з установкою котлів АЦКС за проектом Foster Wheeler підвищить ефективність виробництва електроенергії на 6,5% і знизить викиди пилю, SO₂, NO_x і CO₂ відповідно на 97, 95, 55 і 23%.

Тому стратегічно правильним є комбінований підхід [8]. Поряд з ремонтами і маловитратними заходами необхідно в якомога більших обсягах виконувати і повномасштабне технічне переозброєння, засноване на сучасних технологіях.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						14
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ ТЕЦ

Особливості теплоелектроцентралі зумовлені її основною задачею, яка полягає в забезпеченні споживачів тепловою енергією у вигляді пари або гарячої води необхідних параметрів.

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

Далі проводяться техніко-економічні розрахунки для двох варіантів

ТЕЦ і котельні з метою вибору найбільш оптимального варіанту будівництва теплоенергетичного підприємства, а також вибору основного устаткування для нього.

Вихідні дані:

Потреба у теплоті:

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

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

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

Район будівництва ТЕЦ: м. Кривий Ріг

Кількість годин використання електричної потужності ТЕЦ:

$T_{\text{вст.}} = 6250$ год/рік

Паливо для ТЕЦ:

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

1.1. Вибір систем енергопостачання

1.1.1. Розрахунок теплових навантажень

а) теплове навантаження на вентиляцію:

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

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

б) теплове навантаження на гаряче водопостачання в опалювальний (зимовий) період:

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

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

Навантаження гарячого водопостачання в літній період:

$$Q_{ГВП} = 0,7 \cdot Q_{ГВП} = 0,7 \cdot 204 = 142,8 \text{ МВт}$$

в) теплове навантаження на опалення:

$$Q_{ОП} = Q_{\max} - Q_B - Q_{ГВП} \quad (1.3)$$

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

г) теплове навантаження на відбори турбін:

$$Q_{ВД} = Q_{ГВП} + 0,5 \cdot (Q_{ОП} + Q_B) \quad (1.4)$$

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

1.1.2. Вибір обладнання для ТЕЦ-1

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$Q_{\text{ПІК.}} = Q_{\text{max}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ВІД.}i} \quad (1.5)$$

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

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

1.1.3. Вибір обладнання для ТЕЦ-2

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

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

Характеристики турбін наведені в таблиці 1.2

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						17
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Тип турбіни	Відбори $D_{ном.} / D_{max}$, т/год		Махвитра та пари на турбіну, т/год	Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні w_{mf} , кВт·год/ГДж		Питомі витрати теплоти q , кДж/(кВт·год)	
	вироб- ничий	опалю- вальний		виробн. відбір, $w_{mf}^{вир.}$	опалюв. відбір, $w_{mf}^{оп.}$	теплоф. виробіток q_{mf}	конд. виробіток q_k
Р-100- 130/15	640	-	760	67	-	3810	-
Т- 175/210- 130	-	314	760	-	131,5	3810	8625

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

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

який також можна використати для теплофікації.

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

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

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

$$8 \cdot 420 = 3360 \text{ т/год.}$$

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

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

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

1.1.4. Вибір обладнання для котельні

Обираємо котли продуктивністю 160 т/год. Тоді загальна кількість котлів

$$n_{\text{ПК}} \text{ буде становити: } n_{\text{ПК}} = \frac{D_{\Sigma}}{D_j} + 1 \quad (1.6)$$

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

Для забезпечення необхідного навантаження у гарячій воді визначаємо кількість водонагрівальних котлів: $n_{\text{БК}} = \frac{Q_{\text{max}}}{Q_{\text{БК}}}, \quad (1.7)$

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

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

Таблиця 1.3. Кількісний склад обладнання

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

1.1.5. Розрахунок річних відпусків теплоти та виробітку енергії

Таблиця 1.4. Кліматологічні дані міста Кривий Ріг

Температура зовнішнього повітря, °C			Число годин опалювального періоду з температурою зовнішнього повітря (°C), яка дорівнює або нижча						
Розрахункова для опалення	Розрахункова для вентиляції	Середня за опалювальний період	-25	-20	-15	-10	-5	0	8
-17	-7	-0,2	1	22	128	399	975	2280	4080

Таблиця 1.5. Вихідні дані

Величина		Розмірність	Значення	
Максимальне навантаження		МВт	1200	
Доля гарячого водопостачання		%	17	
Тривальність опалювального періоду		год/рік	4080	
Розрахункова температура опалення		°C	-17	
Середня температура опалення		°C	-0,2	
Річний відпуск пари		тис. т/рік	5000	
Кількість годин використання встановленої потужності		год/рік	6250	
ККД котлоагрегатів			0,89	0,91
Витрати палива, %			Вугілля 1,9	Мазут 0,3
Масиви навантажень по варіантам			ТЕЦ-1	ТЕЦ-2
Турбіни Т		МВт	-	628
Турбіни ПТ 149,62x4		МВт	629,34	-
Турбіни Р		МВт		135,9
Пікові водонагрівальні котли		МВт	570,66	-
			-	431,6
РОУ			-	-
Разом			1200	1200
Характеристики турбін:				
Турбіни Т: Потужність 2x175		МВт		350
Питомі витрати теплоти	на тепловому споживанні	кДж/кВт год	-	3810
	на конденсаційному режимі		-	8818
Турбіни ПТ: Потужність 4x135			540	-
Питомі витрати теплоти	на тепловому споживанні	кДж/кВт год	3810	-
	на конденсаційному режимі		9295	-

Продовження таблиці 1.5

Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з опалювального відбору	КВт год/ГДж	129	-
Питомий виробіток електроенергії з виробничого відбору	КВт год/ГДж	67	
Доля навантаження, що покривається турбінами Р			1
Турбіни Р: Потужність 2x100	МВт	-	200
Питомі витрати теплоти на тепловому споживанні	кДж/кВт год		3810
Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні з протитиску	кВт год /Дж		67

Таблиця 1.6. Розрахунки

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

Таблиця 1.7. Характеристики ТЕЦ-1 та ТЕЦ-2

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

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

Річний графік відпуску теплоти від ТЕЦ показано на рисунку 1.1.

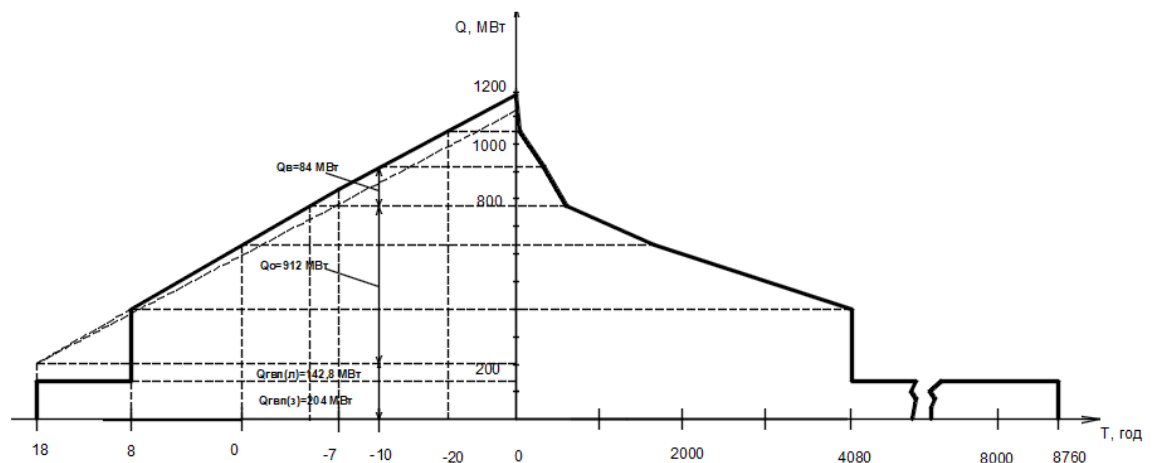


Рисунок 1.1 – Річний графік відпуску теплоти від ТЕЦ

1.2. Порівняння варіантів теплопостачання

1.2.1. Витрати умовного палива

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

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

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

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

Річні витрати умовного палива для котельні визначаються як:

$$\text{а) водонагрівальні котли: } B_{БК} = \frac{Q_{ГВ}^{рiчн.} \cdot 1,0526 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{29309 \cdot \eta_{КА} \cdot \eta_{ТП}}, \quad (1.8)$$

$$\text{б) парові котли: } B_{ПК} = \frac{Q_{ПК}^{рiчн.} \cdot 1,17 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{29309 \cdot \eta_{КА} \cdot \eta_{ТП}}, \quad (1.9)$$

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

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

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

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

1.2.2 Витрати натурального палива

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

Таблиця 1.8. Характеристики палива

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

Річні витрати натурального палива визначаються за формулою:

$$B_{\text{нат.}} = B_{\text{ум.}} \cdot \frac{29309}{Q_p^n} \quad (1.10)$$

ТЕЦ-1:

а) енергетичні котли (паливо - АШ):

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

б) водонагрівальні котли (паливо - мазут):

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

ТЕЦ-2:

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

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

Витрати натурального палива для котельні:

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

1.2.3. Витрати електроенергії на власні потреби

а) Паливоприготування: $W_{\text{ПП}} = w_{\text{ПП}} \cdot B_{\text{нат.}}$, (1.11)

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

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

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

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

б) Тяго-дугтєве обладнання: $W_{\text{ТД}} = w_{\text{ТД}} \cdot \frac{Q_{ЕК}}{2,59}$, (1.12)

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

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

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

Котельня:

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

$$\text{в) Живильні електронасоси: } W_{ЖН} = w_{ЖН} \cdot \frac{Q_{EK}}{2,59}, \quad (1.13)$$

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

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

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

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

$$\text{г) Гідрозоловидалення: } W_{Г} = 0,001 \cdot W_{вир.}, \quad (1.14)$$

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

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

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

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

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

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

$$\text{д) Циркуляційні насоси: } W_{ЦН} = w_{ЦН} \cdot \frac{W_{вир.}}{100}, \quad (1.15)$$

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

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

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

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

$$\text{е) Мережні насоси: } W_{\text{мн}} = w_{\text{мн}} \cdot Q_{\text{гв}}, \quad (1.16)$$

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

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

$$\text{ж) Інші споживачі: } W_{\text{ін.}} = w_{\text{ін.}} \cdot \frac{W_{\text{вир.}}}{100}, \quad (1.17)$$

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

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

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

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

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

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

Таблиця 1.9. Витрати електроенергії на власні потреби.

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

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

1.2.4. Визначення капіталовкладень

Капітальні вкладення в неблочні ТЕЦ розраховуються як:

$$K_{ТЕЦ} = K_{БС} + K_{ОБ}, \quad (1.18)$$

а) капіталовкладення в будівлі і споруди:

$$K_{БС} = [K_{БС(К)}^1 + (n_K - 1) \cdot K_{БС(К)}^{11} + K_{БС(Т)}^1 + (n_T - 1) \cdot K_{БС(Т)}^{11} + n_{БК} \cdot K_{БС(БК)}], \quad (1.19)$$

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

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

б) капіталовкладення в обладнання:

$$K_{ОБ} = [K_{ОБ(К)}^1 + (n_K - 1) \cdot K_{ОБ(К)}^{11} + K_{ОБ(Т)}^1 + (n_T - 1) \cdot K_{ОБ(Т)}^{11} + n_{БК} \cdot K_{ОБ(БК)}] \quad (1.20)$$

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

і на кожну наступну турбіну, млн. у.о.; $K_{OB(BK)}$ - витрати на обладнання, віднесені на один піковий водонагрівальний котел, розташований на майданчику ТЕЦ, млн.у.о.

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

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

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

$$K_{ТЕЦ-1} = 657 \text{ млн. у.о.}$$

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

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

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

$$K_{ТЕЦ-2} = 577 \text{ млн. у.о.}$$

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

Капіталовкладення в районні котельні розраховуються як:

$$K_{кот.} = K^1 + (n-1) \cdot K^7, \quad (1.21)$$

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

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

1.2.5. Розрахунок питомих витрат палива

а) питомі витрати палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії в

$$\text{теплофікаційному режимі: } b_{T\Phi} = \frac{q_{T\Phi} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{29309 \cdot \eta_{KA} \cdot \eta_{TP}}, \quad (1.22)$$

де $q_{T\Phi}$ - питома витрата теплоти на 1 кВт·год для теплофікаційного виробітку електроенергії, кДж/кВт·год; k_1 - коефіцієнт, що враховує пускові витрати палива (приймаємо $k_1 = 1,02$); k_2 - коефіцієнт, що враховує роботу ТЕЦ у змінних режимах (приймаємо $k_2 = 1,03$); a - норма витрат палива при транспортуванні та зберіганні (для кам'яного вугілля - 1,9 %, для мазуту – 0,3 %).

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

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

б) питомі витрати палива на ТЕЦ на виробіток електроенергії в

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

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

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

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

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

$$b_Q = \frac{34,1 \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot (1 + \frac{a}{100})}{\eta_{KA} \cdot \eta_{TP}}, \quad (1.23)$$

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

ТЕЦ-1, ТЕЦ-2:

- енергетичні (парові) котли:

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

- водонагрівальні котли:

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

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

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

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

Відповідно:

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

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

1.2.6. Чисельність експлуатаційного персоналу

Таблиця 1.10. Кількісний склад обладнання

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

ТЕЦ -1: парові котли - $4 \times 420 = 3360$ т пари/год;

$R=407$ чол.

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

$R=403$ чол.

Котельня: $R = R_{ПК} + R_{БК}$

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

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

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

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

1.2.7. Частка загальностанційних та інших витрат

Таблиця 1.11. Норми відрахувань на інші витрати, %

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

ТЕЦ -1: $N_{\text{вст.}} = 540 \text{ МВт};$

$a = 38,4 \%$

ТЕЦ -2: $N_{\text{вст.}} = 550 \text{ МВт};$

$a = 38 \%$

Котельня. Приймаємо $a = 70 \%$.

1.2.8. Замикаючий відпуск енергії

Замикаючий відпуск електроенергії дорівнює:

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

кВт·год/рік

ТЕЦ -2: 0

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

1.2.9.Річна витрата умовного палива

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

$$B = b_{\text{тф}} \cdot W_{\text{вир}}^{\text{тф}} \quad (1.24)$$

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

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		32

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

$$B = b_{\text{конд.}} \cdot W_{\text{вир.}}^{\text{конд.}} \quad (1.25)$$

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

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

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

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

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

$$\left[\frac{\text{кг}}{\text{ГДж}} \cdot 10^3 \text{ ГДж} \right] = [10^3 \text{ кг}] = [m]$$

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

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

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

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

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

$$\left[\frac{\text{кг}}{\text{ГДж}} \cdot 10^3 \text{ ГДж} \right] = [10^3 \text{ кг}] = [m]$$

1.2.10. Річні експлуатаційні витрати

а) вартість палива: $U_m = B_{\text{АШ}} \times U_{\text{АШ}} + B_{\text{маз}} \times U_{\text{маз}} \quad (1.26)$

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

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

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

б) амортизаційні відрахування:

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

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

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

в) зарплата експлуатаційного персоналу:

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		33

ТЕЦ -1: $I_{зП} = 407 \times 6700 = 2,5641 \text{ млн.у.о.}$

ТЕЦ -2: $I_{зП} = 403 \times 6700 = 2,5389 \text{ млн.у.о.}$

Котельня: $I_{зП} = 266 \times 6700 = 1,197 \text{ млн.у.о.}$

г) загальностанційні та інші витрати:

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

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

Котельня: $I_{заг} = 70/100 \times (I_{зП} + I_{АМ}) = \frac{70}{100} \times (1,197 + 17,8575) = 13,33815 \text{ млн.у.о.}$

д) вартість замикаючого відпуску електроенергії:

$$\Pi_{\text{від}}^{\text{зам}} = W_{\text{від}}^{\text{зам}} \cdot \Pi_{\text{1 кВт год}} \quad (1.27)$$

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

ТЕЦ -2: 0 млн.у.о.

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

1.2.11. Сумарні приведені витрати

Сумарні приведені витрати: $З = И + E_H \cdot K$, де $E_H = 15\%$.

ТЕЦ -1: $З = 40,89687 \text{ млн.у.о.}$

ТЕЦ -2: $З = 37,45865 \text{ млн.у.о.}$

Котельня: $З = 57,99634 \text{ млн.у.о.}$

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

2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальна характеристика ТЕЦ

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

Годинні навантаження ТЕЦ:

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

Електрична потужність ТЕЦ - 550 МВт.

ТЕЦ включена в енергосистему і видає напругу 110 кВ.

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

- 2 Р-100-130/15;
- 2 Т-175/210-130.

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

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

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

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

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

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

- температура опалення розрахункова: - 20 °С;

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						35
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- середньомісячна температура найбільш холодного місяця: -7°C ;
 - середня температура за опалювальний період: $0,9^{\circ}\text{C}$;
- Система технічного водопостачання – оборотна на базі градирень.

2.2 Основне обладнання

2.2.1 Турбоагрегати

2.2.1.1 Парова турбіна Р-100-130/15

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

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

П'ятий перевантажний клапан перепускає пару, яка йде з камери регулюючої ступені до сопел п'ятої ступені турбіни. Дві камери нерегулюючих відборів, що знаходяться за 9-ою та 13-ою ступенями, подають пару на групи ПВТ № 1 та № 2. Пара з 13-ї ступені попадає в групу ПВТ № 3. Пружна муфта з'єднує ротор турбіни та ротор генератора. На ній розташоване зубчате колесо валоповоротного пристрою з частотою обертання 3,4 об/хв. Ротор турбіни дуже гнучкий, має критичну кількість обертів 1790 об/хв.

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

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

У схемі турбоустановки з турбіною Р-100-130/15 передбачений нерегульований відбір пари за сьомою ступенею. На лінії відбору встановлена засувка з електроприводом, її функцією є відмикання підривного клапану із

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						36
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

примусовим закриттям. Також встановлені захисний клапан, засувка з ручним керуванням і шайба витратоміру.

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

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

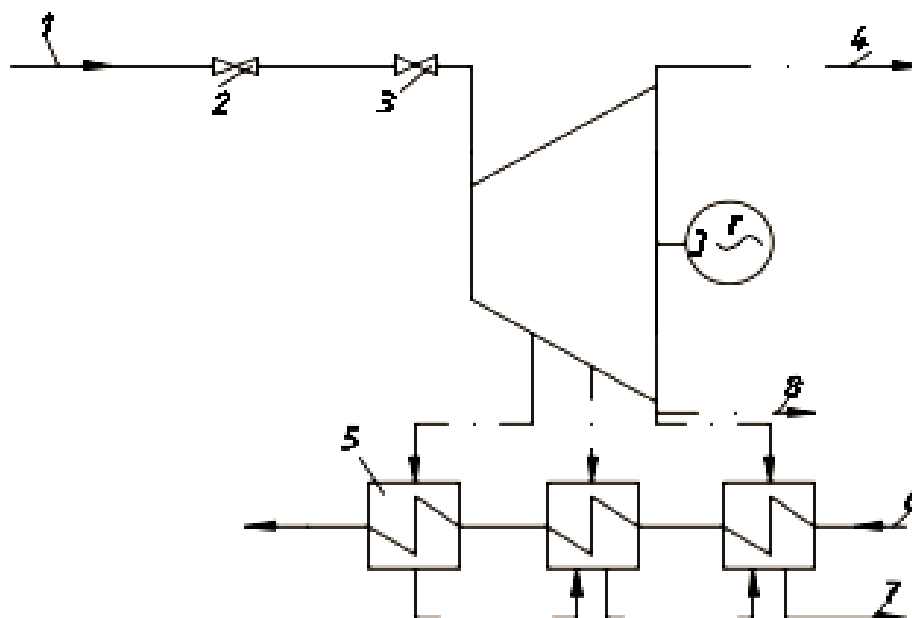


Рисунок 2.1 – Парова турбіна Р-100-130/15

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

2.2.1.2 Парова турбіна Т-175/210-130

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

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

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

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

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

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						38
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

Таблиця 2.1 - Основні технічні характеристики турбіни при
номінальному режимі

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

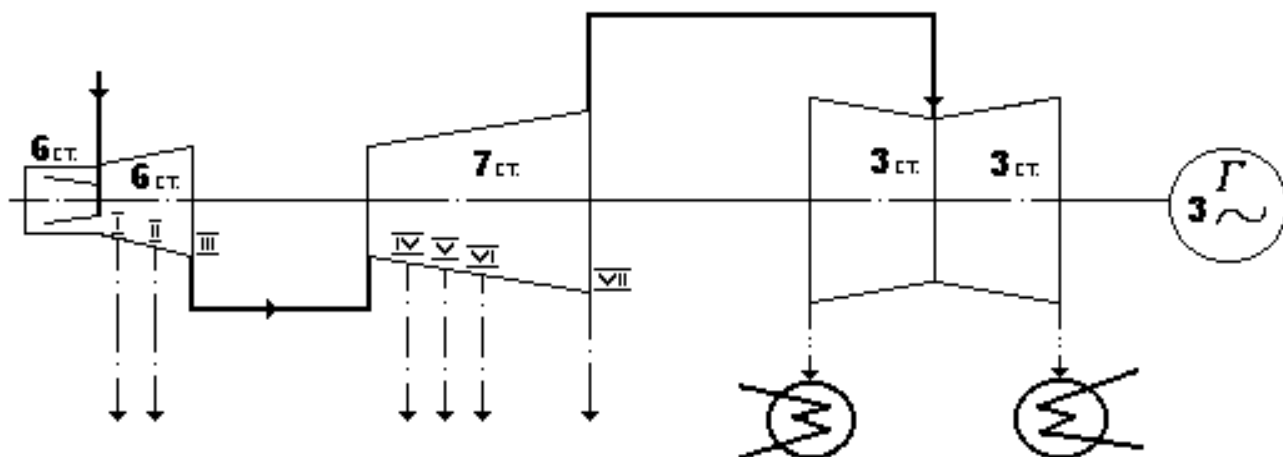


Рисунок 2.2 – Парова турбіна Т-175/210-130

Таблиця 2.2 – Основні параметри парових турбін

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

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

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

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

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

2.2.2 Котлоагрегати

2.2.2.1 Енергетичний паровий котел Е-420-140

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

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

Топочна камера відкритого типу та має форму призми. Виконана із суцільнозварних мембранних газоцільних панелей, виготовлених із труб

діаметром 60 мм з товщиною стінки 6 мм (сталь 20). Крок труб в панелях — 80 мм.

Шлаковиділення тверде, механізоване та безперервне.

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

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

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

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

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

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

Пароперегрівач радіаційно-конвективного типу. Радіаційна частина пароперегрівача складається із ширм, що розташовані в верхній частині топочної камери, виконані із труб діаметром 42 мм з товщиною стінки 5 мм

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						42
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

(сталь 12Х1МФ). Конвективна частина, у вигляді окремих ступенів, розташована в горизонтальному газоході і виконана із труб діаметром 38 мм з товщиною стінки 4; 4,5; 5 и 6 мм (сталь 20, 12Х1МФ, 12Х18Н12Т). Бічні стіни горизонтального газоходу і частина нижнього газоходу екранована горизонтальними суцільнозварними панелями пароперегрівача із труб діаметром 60 мм з товщиною стінки 6 мм з відстанню одна від одної 100 мм.

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

Таблиця 2.5 - Технічні характеристики котла БКЗ-420-140

	Розмірність	Значення
Завод-виготовлювач		ПО „Сибенергомаш”
Паливо		АШ
Паропродуктивність	т/год	420
Тиск пари на виході пароперегрівача	МПа	14
Температура:		
- перегрітої пари	°С	560
- живильної води	°С	210
- вихідних газів	°С	143
- підігріву повітря	°С	375
ККД (брутто) гарантійний	%	91
Тип повітропідігрівача		ТПП
Габаритні розміри:		
- ширина по осях колон	м	19,5
- глибина по осях колон	м	20
- верхня відмітка котла	м	42

Вага металу котла:		
- загальна	т	2350
- поверхонь під тиском	т	910
- легуваних сталей	т	171/22,2
- каркасу	т	508,4
Компонування котла		П-подібне

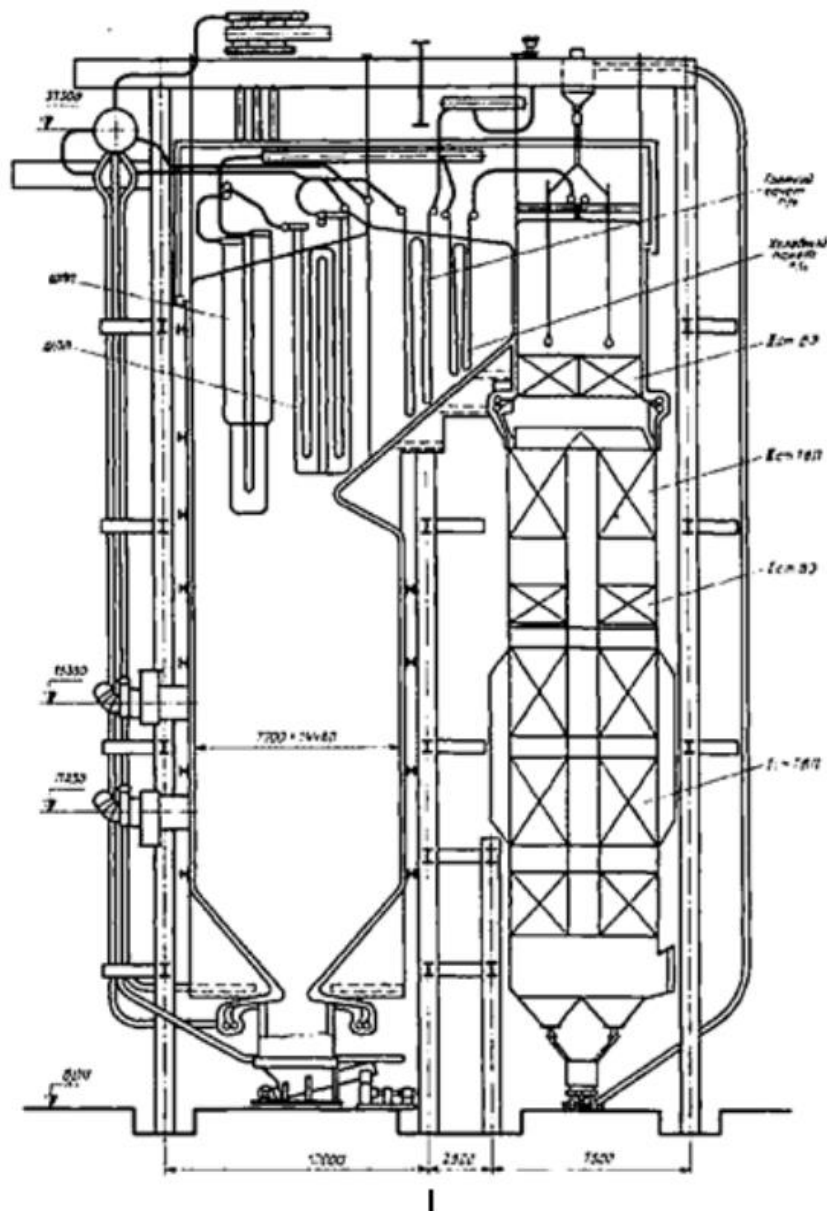


Рисунок 2.3 Котлоагрегат Е-420-140 (БКЗ-420-140)

ШПП – ширмовий пароперегрівач; п/п – пароперегрівач;

ВЭ – водяний економайзер; ТВП – трубчастий повітропідігрівач

Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

МД 22144.00.230 ПЗ

Лист

44

2.2.2.2 Піковий водогрійний котел КВГМ-100

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						45
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

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

КВГМ-100 оснащуються газомазутними пальниками в кількості 3 штук.

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						46
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

пальників. Рекомендований димосос для видалення відпрацьованих газів $n = 750 \text{ об / хв.}$

У комплектацію входять також прилади для відбору проб теплоносія.

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

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

Перед нанесенням бетонного розчину необхідна перевірка надійності монтажу арматури.

Шамотобетон наноситься за таким способом:

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

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

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

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

На рисунку 2.4 представлена схема котлоагрегату КВГМ-100

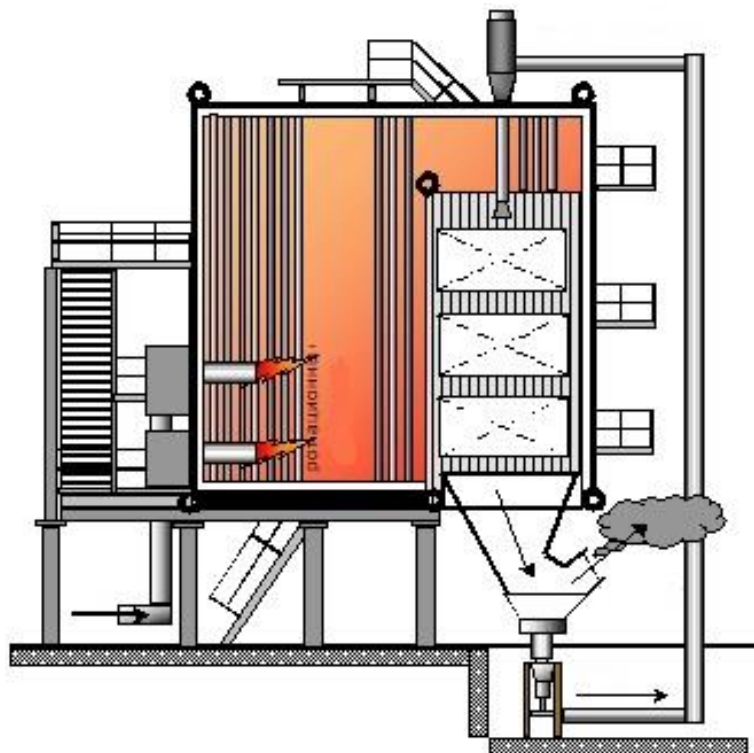


Рисунок 2.4 - Схема Котла КВГМ-100

Таблиця 2.6 – Технічна характеристика водогрійного котла КВГМ-100

Характеристика	Розмі- ріність	Паливо
		Мазут
Номінальна продуктивність	МВт	116,3
Розрахункова витрата води в основному режимі	т/год	1235
Розрахункова витрата води в піковому режимі	т/год	2460
Мінімально дозволений тиск за котлом	МПа	0,8
Розрахункова температура води на вході в котел в основному режимі	°C	70
Розрахункова температура води на вході в котел в піковому режимі	°C	110
Розрахункова температура води на виході	°C	150
Гідравлічний тиск котла по газовому тракту	МПа	$120 \cdot 10^{-5}$
Температура вихідних газів	°C	180
ККД котла	%	91,3
Розрахункова витрата палива	т/год (м ³ /год)	11,5
Спосіб очищення від золи конвективних поверхонь нагріву		Дріб
Розміри по осях колон		
Глибина	м	18
Ширина	м	12
Висота	м	16,4

2.3 Вибір допоміжного обладнання

2.3.1 Турбінне відділення

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

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

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

Тиск живильного насосу:

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

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

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

Для установки обираємо живильний електронасос типу ПЕ-580-200. Технічні характеристики представлені в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Характеристики живильного насосу типу ПЕ-580-200

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

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

- конденсатора;
- конденсатних насосів;
- ежекторів.

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

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

Конденсатні насоси вибирають у мінімальній кількості - один на 100 % чи два робочі по 50 % спільної подачі і один резервний (на 100 % чи 50 % повної подачі). Спільну подачу визначають по найбільшому пропуску пари в конденсатор з урахуванням регенеративних відборів. Конденсатні насоси теплофікаційних турбін вибирають по конденсаційному режиму роботи, з виключеними теплофікаційними відборами для зовнішнього споживача.

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

Насоси охолодженої води конденсаторів турбін (циркуляційні насоси) вибирають по одному чи два на турбіну. У машинній залі насоси встановлюють індивідуально, по два насоса на турбіну, для можливості відключення одного з них при зменшенні витрати води (у зимовий час). У центральних (берегових) насосних доцільно збільшувати насоси охолодженої води, приймаючи по одному на турбіну. Для циркуляційних насосів резерв не

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						50
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

встановлюють. Їхню продуктивність вибирають по літньому режиму, коли температура охолодженої води висока і потрібна найбільша її кількість. У зимовий час, при низькій температурі води витрата її істотно знижується (приблизно вдвічі), і частина насосів фактично є резервними.

До установки приймається циркуляційний насос типу ОП6-110.

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

Регенеративні підігрівачі ТЕЦ встановлюють індивідуально до кожної турбіни, без резерву. Нормально приймають по одному в кожній ступені підігріву, тобто застосовують “однониткову” схему підігрівальної установки. Основні параметри ПНТ і ПВТ приведені в таблицях 1.6, 1.7 і 1.8.

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

№ підігрівача		Од. вимір.	ПВТ № 1	ПВТ № 2	ПВТ № 3
Типорозмір			2х ПВ-800- 230-14	2х ПВ-800- 230-21	2х ПВ- 800-230-32
Площа поверхні теплообміну		м ²	800	800	800
Зона ОП		м ²	42,0	42,0	83,0
Зона ОД		м ²	63,0	63,0	41,5
Номінальна масова витрата води		кг/с	152,8	152,8	166,7
Розрахунковий тепловий потік		МВт	13,0	9,8	14,5
Максимальна температура пари		°С	530	500	416
Гідравлічний опір при номінальній витраті води		МПа	0,25	0,25	0,42
Габаритні розмір	Висота	мм	6543	7390	8000
	Діаметр корпусу	мм	1740	1760	1772
Маса підігрівача	Без води	т	28,3	32,1	38,1
	З водою	т	42,0	45,7	53,5

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

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

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

Встановлюємо деаератор живильної води типу ДП-500М2.

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

Теплообмінне устаткування, що комплектує паротурбінні установки, приведено в таблиці 2.9.

2.3.2 Котельне відділення

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

Напір дуттєвих вентиляторів обираємо із запасом 15%.

Потужність, яка споживається тягодутьтєвою машиною, визначається за формулою:

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

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

N – напір, створюваний машиною, кПа ,

η – ККД машини.

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

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

Дуттєві вентилятори подають холодне повітря в повітропідігрівач котла, засмоктуючи його з вулиці взимку, або з верхньої частини котельні влітку. Тим самим, тепло, яке виділяється зовнішніми частинами поверхні котла, частково використовується. Одночасно здійснюється деяка вентиляція приміщення. Розрахунок об'єму повітря перед вентиляторами ведеться з обліком п'ятипроцентного запасу по продуктивності.

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

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

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

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

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

2.3.3 Теплофікаційна установка ТЕЦ

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

В теплофікаційних установках турбін підігрів мережевої води у верхньому і нижньому підігрівачах у розрахунковому режимі приймається приблизно однаковим, у реальних умовах співвідношення між значеннями нагрівання в обох підігрівачах змінюється в залежності від режиму і температури зворотної мережевої води. Допускається робота з відключеним верхнім підігрівачем, у цьому випадку регулюється тиск пари, що йде в нижній підігрівач. Робота з одним верхнім підігрівачем не допускається. Підігрівачі горизонтального типу розташовуються під турбіною в прорізах між колонами фундаменту аналогічно конденсатору. Напір насосів першої ступені вибирається таким, щоб тиск у його напірному патрубку не перевищував дозволеного для підігрівачів, але не менше необхідного за умови відсутності закипання на всосі(при всмоктуванні) насосів другої ступені. Знижений тиск мережевої води в підігрівачах при двоступінчатому перекачуванні зменшує її протічки в паровий простір, що важливо для підтримки водяного режиму котлів ТЕЦ.

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

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

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

На кожну турбіну до встановлення приймаємо по два мережевих підігрівача:

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

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

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

Вибір допоміжного устаткування зроблений на підставі [1].

Таблиця 2.10 – Теплообмінне устаткування, яким комплектується ПТУ

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

Лист

МД 22144.00.230 ПЗ

56

Змн Лист № докум. Підпис Дата

Продовження таблиці 2.10

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

2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

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

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

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

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

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

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

Температури, характерні для кожного режиму, узяті з [8] і вже приведені вище (див. розділ 2.1). Розрахунок теплової схеми ТЕЦ приведений у таблиці 1.10, а пароводяний баланс ТЕЦ – у таблиці 1.11. Розрахункові формули або пояснення також зведені в таблиці.

Таблиця 2.11 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

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

Продовження таблиці 2.11

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

Продовження таблиці 2.11

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

Продовження таблиці 2.11

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

Продовження таблиці 2.11

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

Лист

МД 22144.00.230 ПЗ

63

Таблиця 2.12 – Пароводяний баланс ТЕЦ.

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

2.4.1 Відпуск технологічної пари промислового споживачу

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

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

$$D_{II}=1100 \text{ т/год};$$

Частка виробничого конденсату, що втрачається на виробництві:

$$\gamma_{o.k.}=17 \text{ \%};$$

Витрата виробничого конденсату, що втрачається на виробництві:

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

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

Витрата зворотнього конденсату, що повертається на ТЕЦ:

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

$$G_{o.k.} = 1100 - 220 = 880 \text{ т/год.}$$

Температура зворотнього конденсату приймається рівною:

$$t_{o.k.} = 90 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

Температура дживлюючої води після ХВО:

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

Максимально можлива паропродуктивність енергетичних котлів:

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

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

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

Продувка енергетичних котлів:

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

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

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

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

$$\text{де } k_{\text{сеп}} = 0,45;$$

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

Витрата концентрату безперервної продувки:

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

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

Частка внутрішньоциклових станційних витоків пари та конденсату:

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

Внутрішньоциклові станційні витоків пари і конденсату:

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

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

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

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

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

Температура концентрату продувки перед охолоджувачем безперервного продування (ОКП) :

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

Температура концентрату продукції після ОКП:

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

Температура додаткової води після ОКП:

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

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

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

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

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

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

де $C_p = 4,19$ кДж/кг;

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

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

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

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

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

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						67
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

Розв'язуємо цю систему за допомогою Excel:

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

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

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

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

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

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

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

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

Витрата пара 1,4 МПа на мазутогосподарство:

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

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

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

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

$$D_{\text{в.п.}} = D^{\text{ПВП-0,12}} + D^{\text{Д-0,12}} + D_{\text{мх}}^{1,4} \quad (2.16)$$

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						68
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.4.2 Навантаження зовнішніх споживачів по гарячій воді

Гаряче водопостачання:

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

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

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

Опалення та вентиляція:

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

$$Q_{\text{ОВ}} = 996 \text{ МВт.}$$

Сумарна теплове навантаження споживачів по гарячій воді:

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

$$Q_{\text{ТС}} = 1200 \text{ МВт.}$$

2.4.2 Температура води в тепломережі

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

Температура води визначається температурним графіком (див. рисунок 2.6).

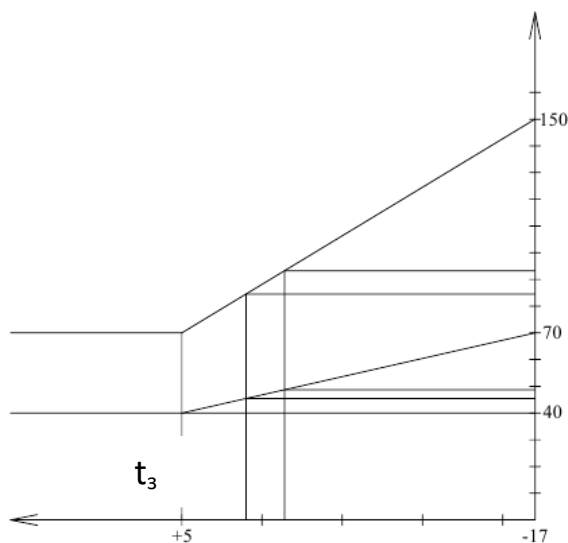


Рисунок 2.6 – Графік залежності температур води в тепломережі від зовнішньої температури.

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

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

Середня температура води в тепломережі:

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

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

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

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

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

Температура вихідної води:

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

Витік води з тепломережі для I-III режимів:

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

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						70
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарна витрата підживлюючої води:

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

$$G_{підж}^{TM} = 180 \text{ т/год}$$

Теплова втрата з виотоком з тепломережі:

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

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

Тепло, що вноситься з живильною водою:

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

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

Сумаране теплофікаційне навантаження ТЕЦ:

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

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

Витрати мережевої води:

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

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

2.4.3 Розрахунок турбоустановок

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

$$D_{п}^P = 550 \text{ т/год}$$

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

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

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

Середня витрата гострої пари на турбіну типу Р:

$$D_0^P = 690 \text{ т/год.}$$

Сумарна витрата гострої пари на турбіни типу Р:

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						71
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Середня електрична потужність турбіни типу Р:

$$N_e^P = f(D_0^P) = 98 \text{ МВт}$$

Сумарна електрична потужність турбін типу Р:

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

Середня теплофікації навантаження мережевих підігрівачів турбіни Т:

$$Q_{мп}^T = 314 \text{ МВт.}$$

Сумарна теплофікації навантаження мережевих підігрівачів турбін Т:

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

Середня витрата гострої пари на турбіну типу Т:

$$D_0^T = 760 \text{ т/год}$$

Сумарна витрата гострої пари на турбіни типу Т:

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

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

Середня електрична потужність турбіни типу Т:

$$N_9^T = 131,5 \text{ МВт}$$

Сумарна електрична потужність турбін типу Т:

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

$$\Sigma N_e^T = 263 \text{ МВт.}$$

Сумарна витрата пари на турбіни:

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

$$\Sigma D_0 = 2210 \text{ т/год.}$$

Сумарна електрична потужність турбін:

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

$$\Sigma N_e = 459 \text{ МВт.}$$

Сумарна теплофікації навантаження мережевих підігрівачів турбін Т і ПТ:

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

Сумарна теплофікації навантаження пікових водогрійних котлів:

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						72
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{ПВК}} = 572 \text{ МВт.}$$

Сумарне виробництво пари енергетичними котлами:

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

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

Сумарна витрата живильної води енергетичних котлів:

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

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

2.4.4 Енергетичні показники ТЕЦ

Повна сумарна витрата тепла на турбоустановки:

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

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

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

Витрата тепла на виробничих споживачів:

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

де $h_{\text{п}} \approx 2970 \text{ кДж/кг}$

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

Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів:

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						73
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Витрата тепла на турбоустановки по виробництву електроенергії:

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

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

ККД турбоустановок з виробництва електроенергії:

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

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

Питома витрата тепла на виробництво електроенергії:

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

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

Теплове навантаження енергетичних котлів:

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

де $h_{прод} = 1600 \text{ кДж/кг}$;

$h_{пп} = h_0 + 5 \text{ кДж/кг}$.

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

ККД трубопроводів:

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

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

ККД ТЕЦ з виробництва електроенергії:

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

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

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

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

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

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

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

Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії:

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

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

Питома витрата умовного палива на виробництво та відпуск теплової енергії:

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

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

2.5 Компонування головного корпусу

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						75
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

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

Можливі два способи розташування турбоагрегатів: поздовжнє, при якому поздовжня вісь турбоагрегату паралельна вісі машинної зали, і

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						76
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

поперечне, коли поздовжня вісь турбоагрегату перпендикулярна вісі. Приймаємо поздовжнє розташування турбоагрегатів.

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

2.5.1 Компонування котельного відділення

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

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

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

2.5.2 Компонування турбінного відділення

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						77
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

Трубопроводи пари та води розташовані на другому поверсі.

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

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

Інша частина обладнання турбінного відділення розташоване в деаераторному приміщенні.

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

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

Вентиляція турбінного відділення здійснюється за рахунок природної конвекції.

2.6 Допоміжні господарства ТЕЦ

2.6.1 Вугільне господарство ТЕЦ

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						78
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Вагоноскидувачі

Вагоноскидувачі призначені для розвантаження вагонів з вугіллям.

Продуктивність паливоподачі:

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

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

Таблиця 2.13 - Технічні характеристики вагоноскидувача

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

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

Розморожуючі пристрої

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

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

Стрічкові конвеєри

Стрічкові конвеєри – основний тип подачі палива на ТЕЦ. Кут нахилу стрічкових конвеєрів не більше 18° . В місцях завантаження палива великого розміру кут нахилу конвеєра не більше 12° . Паливо від кожного вагоноскидувача подається одним стрічковим конвеєром в котельню. Мас ниточну систему конвеєрів, розрахована на тризмінну роботу. В котельню подається двониточною системою, а на склад подається одониточною, третья є резервною .

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

Приймаємо конвеєрну стрічку типу ТК-200, шириною 1000 мм та швидкістю руху – 2,0 м/с. Технічні характеристики наведені в таблиці 2.14

Таблиця 2.14 - Технічні характеристики конвеєрної стрічки ТК-200

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

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

Молоткові подрібнювачі

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

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

Таблиця 2.15 - Технічні характеристики М-20-20Г

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

Електромагнітні сепаратори

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

Приймаємо до встановлення електромагнітні сепаратори типу ЕПР 120В.

Таблиця 2.16 - Технічні характеристики ЕПР 120В

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

Склад вугілля

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

Приймаємо місткість складу вугілля рівній 47 тис. т.

2.6.2 Мазутне господарство

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

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

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

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

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

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

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

Визначимо кількість резервуарів в мазутосховища:

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

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

де n – кількість котлів,

N – продуктивність котлів МВт,

η_k – ККД котла,

Q_n^p – теплотворна здатність палива.

Для енергетичних котлів (запас 5 діб):

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

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

Для ПВК (запас 10 діб):

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						83
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Загальна кількість мазуту:

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

Отже, потрібно три резервуари мазуту ємністю 20000 м³.

2.6.3 Система технічного водопостачання

2.6.3.1 Споживачі технічної води

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$D_{\text{п}} \cdot (h_{\text{п}} - h_{\text{к}}) = G_{\text{в}} \cdot (h_{\text{в}2} - h_{\text{в}1}) \quad (2.47)$$

Звідси витрата води буде дорівнювати:

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						84
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$G_{\text{с}} = \frac{D_n \cdot (h_n - h_{\kappa})}{h_{\text{с}2} - h_{\text{с}1}} \quad (2.48)$$

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

$h_{\text{в}1}$ і $h_{\text{в}2}$ – ентальпія води на вході в конденсатор та на виході з нього, кДж/кг.

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

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

Витрата води на газоохолоджувачі генераторів визначається з рівняння теплового балансу:

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

Звідси витрата води буде дорівнювати:

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

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

$\eta_{\text{г}}$ – ККД генератора ;

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

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						85
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Загальна витрата води, що повинна забезпечувати роботу циркуляційних насосів:

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

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

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

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

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

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

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

На ТЕЦ застосовується оборотна система водопостачання з градирнями.

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

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

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

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

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

2.6.3.2 Оборотне водопостачання з градирнями

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

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

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						87
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

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

Розрахунок кількості градирень:

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

де n - кількість конденсаторів;

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						88
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.6.4 Хімічна водопідготовка

2.6.4.1 Норми якості води

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

Норми якості живильної води і пари наступні:

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

2.6.4.2 Організація водно-хімічних режимів енергоблоків

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						89
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

2.6.4.3 Устаткування і методи хімводоподготовки

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

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

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						90
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

– відкладення металічної міді та її накипів.

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

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

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

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

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

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						91
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

2.7 Охорона навколишнього середовища від впливу виробництва

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						92
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

2.7.1 Розрахунок концентрації оксидів сірки

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						93
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

$\eta_{\text{со}}^I = 0,02$,

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

$\eta_{\text{со}}^{II} = 0,98$,

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

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

Витрата натурального палива енергетичними та водогрійними котлами:

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

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

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

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

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

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

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

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

2.7.2 Розрахунок концентрації оксидів азоту

Спалювання органічних палив супроводжується утворенням оксидів азоту:

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						94
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

де K – враховує тип котла та його продуктивність

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

Для котлів паропроодуктивністю більше 420 т/год:

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

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

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

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

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

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

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

τ_{NO} – час роботи азотоочищення,

$\tau_{ка}$ – час роботи котла

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

β_1 – коефіцієнт, що враховує якість палива

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

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						95
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

2.7.3 Вибір кількості і розрахунок висоти димарів

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

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

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

Фуטרівка - це додаткова обробка труби димоходу, яка повинна захищати внутрішню поверхню труби від зайвого нагрівання, хімічних і механічних пошкоджень. Тобто, основна її мета - продовження терміну

служби димаря і захист її від пошкоджень. Виконується окремими ділянками висотою 10 м та спирається на консолі.

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

Висота димаря визначається по рівнянню:

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

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

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

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

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

де f - параметр, що визначаємо по формулі :

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

ω_0 - швидкість димових газів на зрізі димаря,

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

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

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

D₀ - внутрішній діаметр устя димаря,

H - геометрична висота димаря. Приймаємо в першому наближенні

H=180 м,

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						97
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Z - число димарів, $Z = 2$,

ΔT - різниця температур димових газів і навколишнього повітря

$$T = T_{\text{ух.г}} - T_{\text{окр.в.}}$$

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

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

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

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

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

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} \cdot \omega_0$$

Параметр n визначається в залежності від величини:

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}{H}}$$

ПДК - гранично припустима концентрація шкідливих викидів:

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

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

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

- обчислюємо швидкість димових газів на зрізі димаря:

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

- обчислюємо параметр f :

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

- обчислюємо об'ємну витрату димових газів:

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

- обчислюємо параметр v_M

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						98
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- обчислюємо безрозмірний коефіцієнт m :

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

- обчислюємо висоту димаря в першому наближенні:

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

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

Остаточнo одержуємо $H = 285$ м

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

У результаті проведеного розрахунку димаря визначена його висота:

$$H = 320 \text{ м.}$$

Отже, отримуємо дві труби по 160 м.

2.8 Вибір майданчика будівництва і генплан ТЕЦ

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

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						99
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

При виборі майданчика будівництва повинно бути забезпечено:

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

Для проектованої ТЕЦ вищевказані вимоги виконуються.

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

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

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						100
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Окремі будівлі, споруди та установки розміщують по можливості у відповідності з основним технологічним процесом перетворення енергії на електростанції. Так, димова труба споруджена між котельним цехом та піковою водогрійною котельною, підвищувальні трансформатори розташовані біля фасадної стіни машинного залу.

Важливим фактором для правильного розміщення споруджень електростанції на генплані є пануючий напрямок і сила вітру, що характеризуються «розою вітрів». Під «розою вітрів» у метеорології розуміють графічне зображення відносного розподілу чи повторюваності значень середніх (чи максимальних) швидкостей вітру за багаторічний період спостережень, по восьми напрямках. «Розу вітрів» зображують у вигляді восьми векторів-радіусів, спрямованих до однієї загальної центральної крапки по сторонах світу: з півночі на південь, із заходу на схід, з півдня на північ, зі сходу на захід, з північного сходу на південний захід і т.д.

На проектуючій ТЕЦ відкритий розподільчий пристрій розташований перед фасадом машинної зали. Дві градирні розміщені зі сторони постійного торця головного корпусу біля службового корпусу. Паливне господарство, пристрої розвантажування і перевантажування розміщені вздовж фасаду котельного відділення. Вхід на електростанцію а також службовий корпус розміщені зі сторони постійного торця і з'єднуються з головним корпусом перехідним містком.

Основні характеристики генерального плану.

Коефіцієнт забудови $F_{заб}$:

$$F_{заб} = (F_{буд} / F_{ог}) \cdot 100 \%, \quad (2.65)$$

де $F_{буд}$ – площа, що зайнята будівлями, m^2 ;

$F_{ог}$ – площа в огорожі, m^2 .

$$F_{заб} = (48400 / 248000) \cdot 100\% = 20 \%$$

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						101
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_{\text{в.т.}} = (F_{\text{спор.}} / F_{\text{ог.}}) \cdot 100 \% , \quad (2.66)$$

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

$F_{\text{ог.}}$ – площа в огорожі, м^2 .

$$K_{\text{в.т.}} = (115000 / 248000) \cdot 100 \% = 46 \%$$

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

$$F_{\text{пит}} = F_{\text{ог.}} / N_{\text{Е}} , \text{ га} / 100 \text{ МВ}, \quad (2.67)$$

де $F_{\text{ог.}}$ – площа в огорожі, га;

$N_{\text{Е}}$ – електрична потужність станції, сотні МВт.

$$f_{\text{ог.}} = 24,8 / 3,7 = 6,7 \text{ га} / 100 \text{ МВт}$$

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						102
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

3 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ, АСУ ТЕЦ

3.1 Загальна частина

Автоматична система управління технологічними процесами енергоблоків призначена для виконання функцій контролю, сигналізації, автоматичного регулювання, технологічного захисту, дискретного автоматичного управління і оперативного зв'язку.

Обсяг контролю сигналізації, автоматичного регулювання і технологічних захистів приймається у відповідності з "Правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж".

Постійний оперативний контроль і управління технологічним процесом вироблення електроенергії ведеться з блочного щита управління (БЩУ), розташованого в постійному торці головного корпусу. На БЩУ знаходиться начальник зміни станції.

Всі пристрої розташовані на БЩУ діляться по своєму функціональному призначенню на наступні зони:

- оперативний контур;
- неоперативний контур.

В оперативному контурі розташовуються панелі приладів з мнемосхемою та окремо розташовані пульти з приладовими приставками.

На пультах розміщені:

- апаратура індивідуального керування відповідальними механізмами,
- регулюючими і запірними органами;
- кнопки вибору з виборчої схемою управління об'єкта управління;
- групові ключі подачі команди керування;
- кнопки квотування технологічної та аварійної сигналізації;
- клавіатура системних дисплеїв;
- апаратура оперативної зв'язку.

На пультовій приставці розташовуються показникові контрольно-вимірвальні прилади, а також табло сигналізації відхилення технологічних

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						103
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

параметрів. Неоперативний контур панелей БЩУ являє собою зібрані на панелях, встановлених за спиною оператора самозаписуючі прилади, сигналізатори та допоміжну апаратуру, що не вимагає постійного спостереження.

АСУ ТП складається з наступних підсистем:

1. Підсистема збору, обробки та подання інформації. Переважна кількість параметрів контролюється на БЩУ за допомогою інформаційно-обчислювального комплексу (ІОК).

ІОК призначений для виконання інформаційно-обчислювальних функцій по енергоблокам і включає:

- збір і обробку інформації від аналогових і дискретних датчиків;
- індикацію аналогових, дискретних, розраховуваних і вводяться в ІОК параметрів і показників;
- виявлення та індикацію відхилень аналогових параметрів;
- розрахунки техніко-економічних показників енергоблоків, розрахунки витратних характеристик і характеристик відносних приростів;
- реєстрації аварійних подій, включаючи порядок спрацьовування захистів і відключення механізмів;
- сигналізацію відхилень від норми виміряних і розрахункових параметрів.

2. Підсистема дистанційного управління обладнанням. Для енергоблоку застосовується система дистанційного виборчого управління запірним і регулюючими органами блоку.

Для особливо відповідальних об'єктів (засувки на підводі газу і мазуту до котла, головні парові засувки (ГПЗ), регулюючі органи харчування, повітря, палива, кінцевих вприскувань, запобіжні клапани, димососи, дуттьові вентилятори, живильний насос і ін) передбачено індивідуальне дистанційне керування.

3. Підсистема автоматичного регулювання. Система автоматичного регулювання енергоблоку забезпечує економічну роботу устаткування і підтримання параметрів технологічних процесів у заданих межах.

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

Турбіни оснащуються електрогідравлічною системою регулювання та надбудови у вигляді електронної системи, що впливає на задані моторчики гідравлічних регуляторів.

Крім того, на турбоустановках передбачені регулятори для підтримки:

- заданого тиску пари в колекторі кінцевих ущільнень турбіни;
- рівня конденсату в конденсаторі;
- рівня конденсату, що гріє пара в ПВТ і ПНТ;
- рівня конденсату, що гріє пара у збірнику конденсату ПМГ №1,2

4. Підсистема технологічної сигналізації. Для оповіщення персоналу про появу несправностей в роботі обладнання і відхилення параметрів від заданих значень передбачається система світлозвукової сигналізації з виведенням кожного сигналу на окреме світлове табло.

На блочному щиті управління передбачені наступні види сигналізації:

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

5. Підсистема технологічних захистів. Система захисту призначена для запобігання виникнення і розвитку аварій при порушенні нормального режиму роботи енергоблоку, захист здійснюються без втручання обслуговуючого персоналу при порушеннях режимів, які не можуть бути ліквідовані діями автоматичних регуляторів.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						105
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

В залежності від характеру порушень дія захисту викликає:

- зупинку енергоблоків;
- зупинка турбоагрегатів;
- зупинка живильних насосів;
- зупинка котлоагрегатів.

3.2 Захисти та блокування парогенератора

Система захистів призначена для запобігання виникненню і розвитку аварій при порушеннях нормального режиму роботи котла.

Дія захисту супроводжується світлозвуковим сигналом. Забезпечується визначення першопричини спрацювання захисту. Устаткування, відключене захистом, вводиться в дію черговим персоналом після усунення порушення, що викликав спрацювання захисту.

Залежно від характеру порушення роботи котлоагрегату захисту виконують наступні операції:

- зупинка котла;
- зниження навантаження котла;
- локальні операції.

Захисти, які діють на останов котла

Аварійна зупинка котла захистами передбачається в наступних випадках:

1. Зниження тиску природного газу після регулюючих клапанів до встановленої межі ($0,07 \text{ кг/см}^2$ перед пальниками), захист діє при роботі котла на природному газі.

2. Зниження тиску мазуту після регулюючих клапанів до встановленої межі ($4,0 \text{ кг / см}^2$ перед форсунками). Захист діє з витримкою часу до 20 с при роботі котла на мазуті.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						106
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Припинення надходження живильної води в котел (зменшення розходу живильної води до встановленої межі до 100 т/год). Захист діє з витримкою часу до 30 сек.

4. Підвищення тиску природного газу перед пальниками до 1,0 кг/см² (Переведена на сигнал).

5. Зниження тиску середовища перед вбудованою засувкою до 200 кг/см². Захист діє з витримкою часу до 180 сек.

6. Підвищення тиску середовища перед вбудованою засувкою до 320 кг/см².

7. Зниження тиску середовища перед вбудованою засувкою під час пуску до встановленої межі до 200 кг/см² (Автоматичний висновок при збільшенні тиску в камері регулюючої ступені ЦВТ 60 кг/см²).

8. Зниження витрати пари через проміжний пароперегрівач (Зменшення перепаду тисків на всьому пароперегрівачу до значення 0,05 кг/см², що відповідає 20% витраті пара). Захист діє з витримкою часу до 20 сек.

9. Відключення електродвигунів обох димососів (або одного з них, якщо інший не працює).

10. Відключення електродвигунів обох дуттьових вентиляторів (або одного з них, якщо інший не працює).

Примітка: В якості сигналу для захисту з відключення димососів і дуттьових вентиляторів використовується замикання блокконтактів приводів вимикачів відповідних електродвигунів.

11. Зупинка обох РВП (або одного з них, якщо інший не працює). Захист діє з витримкою часу до 9 сек.

12. Згасання факела в топці - по сигналу від контактів приладу сигналізатора "Факел-2".

13. При дії захистів на останов блоку.

14. При відключенні котла ключем з БЩУ.

15. При зупинці котла захистом одночасно виконуються наступні операції:

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						107
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- закриття запірної засувки і відсічного клапана на газопроводі до котлу з накладенням заборони на їх відкриття на час 10 хв і засувки на газопроводі до ЗЗП;

- закриття всіх засувок на підводі газу до кожного пальника (якщо вони були відкриті);

- відкриття засувок на продувочній свічці газопроводу при роботі котла на газі;

- відключення впливу регуляторів загального повітря і розрідження на направляючі апарати дуттьових вентиляторів і димососів;

- включаються електроприводи підйому плит радіальних ущільненні РВП в сторону відкриття;

- зупиняється ПТН;

- зупиняється ПЕН (якщо він працював) або накладається заборона на його включення по АВР (якщо працював ПТН);

- відключаються димососи рециркуляції;

- проводиться останов турбіни;

- закривається арматура на живильній воді (РПК) і на уприскуванні.

На останов котла захист по зниженню тиску природного газу впливає тільки в положенні перемикача палива (ПТ) "Газ".

Захисти, які діють на зниження навантаження блоку до $50 \div 60\%$

Часткове зниження навантаження блоку проводиться в наступних випадках:

1. При відключенні електродвигуна одного з дуттьових вентиляторів при іншому працюючому.

2. При відключенні електродвигуна одного з димососів при іншому працюючому.

3. При зупинці одного з РВП при іншому обертаючому.

Примітка: Всі ці захисти виконуються при наявності імпульсної команди про відключення одного з механізмів з витримкою часу до 2 сек (для

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						108
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

відбудови від одночасного відключення двох однойменних механізмів) і тільки в тому випадку, якщо не працював захист на зупинку блоку.

4. При відключенні ПТН і включенні ПЕН системою АВР. Захист діє з витримкою часу до 9 сек.

5. При підвищенні температури первинного пара перед турбіною до 570°C з подачею попереджувального сигналу на БЦУ. Захист діє з витримкою часу до 180 сек.

6. При підвищенні температури вторинної пари на виході з котла до 570°C. Захист діє з витримкою часу до 180 сек.

Спрацювання будь-якого захисту призводить до зниження, навантаження котла системою автоматичного регулювання шляхом подачі в регулятор потужності енергоблоку сигналу, що задає навантаження котлу 50 ÷ 60% від номінальної.

Умови локальних захистів і блокувань котлоагрегату та його допоміжного обладнання

Захист при підвищенні тиску гострої пари за котлом:

- при підвищенні тиску гострої пари в паропроводі перед ПСУ до першої межі, рівного 1,05 РНОМ відкривається клапан ПСУ;

- при підвищенні тиску гострої пари за котлом в будь-якому паропроводі до 2-ої межі рівного 1,1 від номінального подається сигнал на примусове відкриття імпульсних запобіжних клапанів.

Захист при загорянні відкладень у РВП: при загорянні відкладень у РВП - по зменшенню різниці температури гарячого повітря після РВП і уходячих газів до РВП до -20 °С проводиться включення коштів пожежотушіння (відкриваються засувки на підводі води до відповідного РВП), закриття клапанів на газоходах і повітроводах до і після РВП, відключення відповідного ДС і ДВ. Ротор загорівшого РВП повинен продовжувати обертатися.

Захист при підвищенні температури вторинної пари: при підвищенні температури вторинної пари за котлом вище граничного рівня (570 °С) при

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						109
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

початку відкриття будь-якого з клапанів аварійного вприскування відкривається вентиль на трубопроводі живильної води до аварійних вприскуванням у вторинний пароперегрівача.

3.3 Опис схеми САР парогенератора

Система автоматичного регулювання енергетичного котла містить такі регулятори:

1. Головний регулятор – навантаження водогрійного котла згідно графіка тепломережі;
2. Регулятор палива газ – керування витратою газу до котла;
3. Регулятор загального повітря – подача повітря до пальників котла;
5. Регулятор рециркуляції димових газів – економічний режим горіння і придушення емісії оксидів азоту в топці котла;
7. Регулятор температури повітря за калориферами котла – управління підігрівом загального повітря для недопущення низькотемпературної корозії поверхонь нагріву котла;
8. Регулятор розрідження – забезпечення сталого режиму горіння факела в топці котла;
10. Регулятор тиску охолоджуючого повітря на іонізаційні датчики ЗЗП.

Опис функціональних схем регуляторів

1. Головний регулятор – навантаження котла згідно графіка тепломережі.

Вхідний сигнал: температура прямої магістралі мережної води.

Керуючі впливи:

- Регулятор витрати газу.

Передбачений корегуючий зв'язок з головними регуляторами інших котлів.

2. Регулятор палива газ – керування витратою газу до котла.

Вхідні сигнали:

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						110
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- завдання від головного регулятора;
- витрата газу на котел;
- температура мережної води на вході в котел.

Керуючий вплив – на загальну регулюючу арматуру газу до котла.

3. Регулятор загального повітря – подача повітря до пальників котла.

Вхідні сигнали:

- Витрата повітря (по перепаду тиску через калорифери);
- Витрата газу і мазуту на котел;
- Коригувальний сигнал – кисень на виході з котла (зворотний зв'язок).

Керуючий вплив – на направляючі апарати дуттєвого вентилятора.

4. Регулятор рециркуляції димових газів – економічний режим горіння і придушення емісії оксидів азоту в топці котла.

Вхідні сигнали:

- Витрата мазуту до котла;
- Положення НА ДРГ – зворотний зв'язок;

Керуючий вплив – на направляючі апарати ДРГ котла.

5. Регулятор температури повітря за калориферами котла – управління підігрівом загального повітря для недопущення низькотемпературної корозії поверхонь нагріву котла.

Вхідний сигнал:

- Температура повітря за калориферами котла

Керуючий вплив – на регулюючу арматуру подачі прямої мережевої води на калорифери котла.

6. Регулятор розрідження – забезпечення сталого режиму горіння факела в топці котла.

Вхідні сигнали:

- Розрідження в топці котла;
- Витрата загального повітря до котла.

Керуючий вплив – на направляючі апарати димососа котла.

7. Регулятор тиску охолоджуючого повітря на іонізаційні датчики ЗЗП.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						111
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Вхідні сигнали:

- Тиск повітря на ЗЗП.

Керуючий вплив – на загальну арматуру подачі повітря на охолодження іонізаційних датчиків ЗЗП.

3.4 Опис схеми теплового контролю котла

Схема дозволяє контролювати тепломеханічні параметри котла:

- температуру, тиск і витрата мережної води;
- тиск і витрата мазуту;
- тиск і витрата газу;
- тиск і температуру дуттєвого повітря та ін.

Сигнали від датчиків надходять на показуючі прилади та електронні перетворювачі з місця.

На центральному тепловому щиті управління відображаються і реєструються найбільш важливі параметри тепломеханічного контролю котла:

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

Перетворені сигнали приладів і первинних датчиків надходять в ланцюзі захистів і блокувань котла і в ланцюзі техніко-економічних показників котла.

Для виключення помилкової роботи захистів, як правило, застосовується система "два з двох", при якій для кожної захисту встановлюється два незалежних датчика. Спрацьовування захисту можливо при одночасному спрацьовуванні обох датчиків. Для оповіщення персоналу про появу несправностей в роботі обладнання і відхилення параметрів від заданих

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						112
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

значень передбачається система світлозвукової сигналізації з виведенням кожного сигналу на окреме світлове табло.

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

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						113
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Головна схема електричних з'єднань

Відповідно до балансу потужності генераторів, потужністю по 100 МВт, підключаються за схемою блоків генератор-трансформатор 110/35/10 кВ, потужністю 125 МВт на шини 110 і 35 кВ. Генератор №3 потужністю 300 МВт підключається за схемою блока з трансформатором 110/20 кВ і потужністю 400 МВт. Генератор №4 потужністю 300 МВт підключається за схемою блоку з трансформатором 330/20 кВ і потужністю 400 МВт. Живлення споживачів власних потреб ТЕЦ приймається на напругах 6 кВ і 380 В перемінного струму і 220 В постійного. Керування основними елементами електротехнічної частини здійснюється з центрального щита керування й об'єднаних блокових теплових і електричних щитів. Розташування електротехнічних пристроїв поза головним корпусом визначилося розміщенням розподільних пристроїв існуючої Південної підстанції 110/35/10 кВ. ВРУ-330 кВ винесено на окрему площу.

Усі з'єднання генераторів з підвищувальними трансформаторами і відгалуження до трансформаторів власних нестатків виконується комплектними струмопроводами заводського виготовлення. Підключення підвищувальних трансформаторів і резервного трансформатора власних нестатків виконуються гнучкими зв'язками. При двох лініях 330 кВ і одному здвоєному (2х320МВт) автотрансформаторі зв'язку на напрузі 330 кВ приймається схема трикутника.

На напрузі 110 кВ існуючої частини розподільного пристрою зберігається схема з подвійною системою збірних шин, у розширюваній частині створюється така ж схема. Споруджено обхідну систему шин з окремим обхідним вимикачем.

На напрузі 35 кВ виконана подвійна система шин. На напрузі 10 кВ – одинарна, розділена на дві секції вимикачем, система шин.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						114
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2 Схема власних потреб

Живлення споживачів власних потреб ТЕЦ приймається на напругах 6 кВ (електродвигуни понад 200 кВт і трансформатори 6/0,4 кВ) і 380 В (для електродвигунів меншої потужності).

Електродвигуни резервних маслonaсосів і системи ущільнення валів генераторів приймається на напругу 220 В постійного струму.

Живлення силового навантаження і мереж висвітлення і зварювання передбачається від загальних трансформаторів 6/0,4 кВ з установкою в магістральних мережах висвітлення стабілізаторів напруги. Для живлення ланцюгів керування, захисту, сигналізації і т.д. встановлюються акумуляторні батареї напруги 220 В. Електродвигуни засувки і колонок регулювання живляться на напрузі 380/220 В. Для живлення споживачів власних потреб блоків №3 і №4 встановлюються по одному трансформаторі 20/6 – 6 кВ, потужністю по 32 МВт, із РПН, з розщепленими обмотками нижчої напруги. Трансформатори власних нестатків 10/6 кВ і 20/6 кВ – 6 кВ підключаються до відпайок від відповідних блоків генератор-трансформатор без комутаційної апаратури. На напрузі 6 кВ для кожного блоку створюється дві секції шин: кожна із секцій живиться від окремого трансформатора (блок 1, 2), або від однієї розщеплених обмоток (блок 3, 4).

Загальностанційні навантаження 380 вольтів головного корпусу розподіляються по секціях агрегатів. Усього для кожного агрегату 100 МВт створюється по 2 секції 380 В. Кожні з двох секцій живиться від одного трансформатора потужністю 1000 кВт через розвилку з двох автоматів. Живлення секцій резервується від окремих трансформаторів такої ж потужності, встановлюваних по одному для двох агрегатів по 100 МВт і двох блоків по 250 МВт і живляться на напрузі 6 кВ перехресно від інших блоків. Для підключення особливо відповідальних споживачів власних потреб 0,4 кВ одна із секцій 0,4 кВ кожного блоку розділяється на дві напівсекції автоматом.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						115
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

4.3 Розрахунок трьохфазного струму короткого замикання

Для вибору обладнання і струмоведучих елементів на станції треба знати струми КЗ. На розрахунковій схемі (рис. 4.1) вказуємо номінальні параметри елементів, намічаємо розрахункові точки КЗ. В даному випадку намічаємо одну точку КЗ. З довідника виписуємо паспортні дані для елементів розрахункової схеми.

Таблиця 4.1 – Номінальні параметри генераторів

		S_H , МВА	P_H , МВт	U_H , кВ	$\cos \varphi_H$	x/d в.о.
ТВФ-120-2	Г1, Г2	125	100	10,5	0,8	0,192
ТГВ-300	Г3, Г4	353	300	20	0,85	0,173

Таблиця 4.2 – Номінальні параметри трансформаторів

		S_H , МВА	U_{BH} , кВ	U_{HH} , кВ	u_K , %
ТДЦ-125000/110	Т1, Т2	125	121	10,5	10,5
ТДЦ-400000/330	Т3, Т4	400	330	20	10,5

Таблиця 4.3 – Номінальні параметри автотрансформаторів

		S_H , МВА	U_{BH} , кВ	U_{CH} , кВ	U_{HH} , кВ	ΔP_{K3} , кВт	$u_{K,B-C}$, %	$u_{K,B-H}$, %	$u_{K,C-H}$, %
АТДЦТН- 125000/220/110	АТ1, АТ2	125	220	121	10,5	315	11	45	28

Для наміченої точки КЗ складаємо схему заміщення (рис. 4.2), замінюючи електромагнітні зв'язки електричними, а джерела вводимо в схему заміщення як ЕРС за відповідними опорами, інші елементи – як опори.

В установках напругою більше 1000 В струм КЗ розраховано у відносних одиницях .

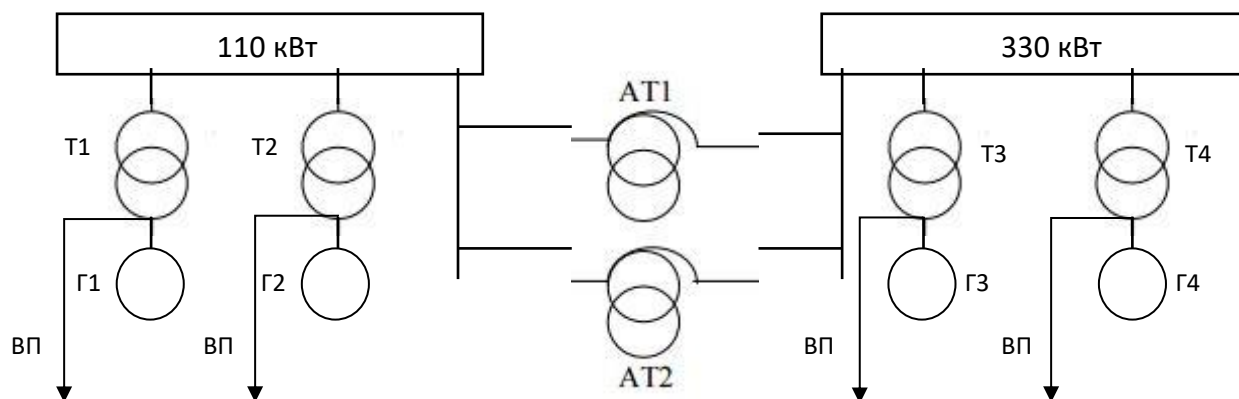


Рисунок - 4.1. Розрахункова схема

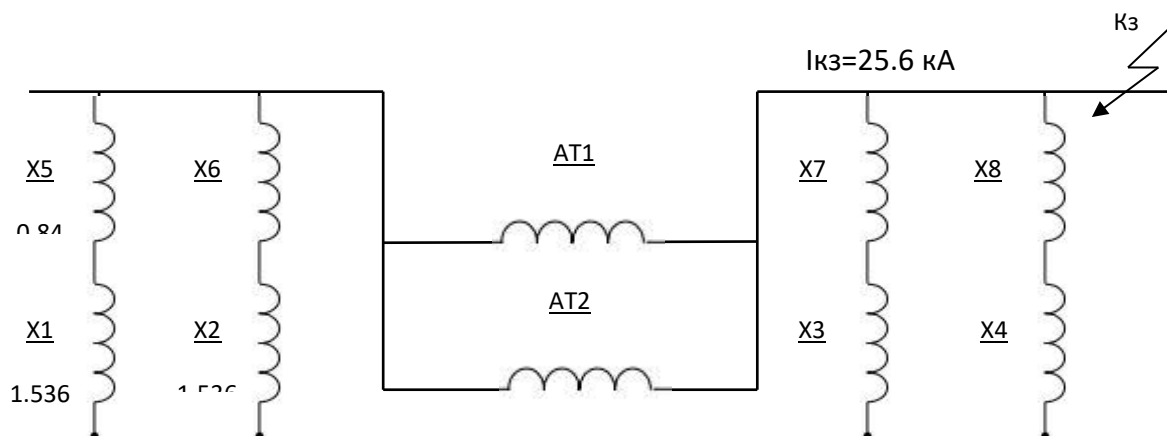


Рисунок - 4.2. Схема заміщення

4.3.1 Приведення параметрів схеми заміщення до базисних умов

За базисну потужність приймаємо $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

За базисну напругу приймаємо середню експлуатаційну напругу $U_B = U_{\text{сеп}}$ в точці КЗ згідно зі шкалою : $U_B = 330 \text{ кВ}$.

Базисний струм $I_B, \text{кА}$, визначаємо по формулі:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (4.1)$$

де S_B — базисна потужність, МВА;

U_B — базисна напруга, кВ.

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1.7495 \text{ кА} \quad (4.2)$$

Приводимо параметри елементів схеми заміщення до базисних умов.

Опір генераторів у схемі заміщення в відносних одиницях (в.о.) при базисних умовах , x_{*2} , визначаємо по формулі:

$$x_{*2} = X_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НГ}}}, \quad (4.3)$$

де X_d'' - відносний зверхперехідний індуктивний опір по продольній осі, в.о.;

$S_{\text{НГ}}$ - номінальна потужність генератора, МВ·А.

Номінальну потужність генератора визначаємо по формулі:

$$S_{\text{НГ}} = \frac{P_{\text{НГ}}}{\cos \varphi_{\text{НГ}}}, \quad (4.4)$$

де $P_{\text{НГ}}$ - номінальна потужність генератора, МВт.

$$x_1 = x_2 = 0.192 \cdot \frac{1000}{125} = 1.536 ;$$

$$x_3 = x_4 = 0.173 \cdot \frac{1000}{353} = 0.49 ;$$

Опір блочних трансформаторів у схемі заміщення в в.о. при базисних умовах, в.о., визначаємо по формулі:

$$x_{*T} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_\phi}{S_{HT}}, \quad (4.5)$$

де U_K - напруга КЗ, %;

S_{HT} - номінальна потужність трансформатора, МВ·А.

$$x_6 = x_5 = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0.84;$$

$$x_7 = x_8 = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0.26;$$

Визначаємо відносний опір промінів автотрансформатора у схемі заміщення у відносних одиницях при базисних умовах:

$$x_{AT1} = x_{AT2} = \frac{\Delta U_{K_{BC-CH}}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}} \quad (4.6)$$

$$x_{AT1} = x_{AT2} = \frac{11}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1000}{125} = 0.44$$

4.3.2 Перетворення схеми заміщення до найпростішого виду

Для отримання результуючого опору $x_{рез}$ короткозамкненого ланцюга для даної точки КЗ (K_1) використовуємо слідуючі перетворення схеми:

- заміну послідовного з'єднання декількох опорів еквівалентним здійснюємо по формулі:

$$x_{20} = x_{21} = x_1 + x_5 = 1.536 + 0.84 = 2.376;$$

$$x_{22} = x_{23} = x_3 + x_7 = 0.49 + 0.26 = 0.75;$$

- заміну паралельного з'єднання двох однакових опорів еквівалентним здійснюємо по формулі:

$$x_{24} = \frac{x_{AT1} \cdot x_{AT2}}{x_{AT1} + x_{AT2}} = \frac{0.44 \cdot 0.44}{0.44 + 0.44} = 0.22$$

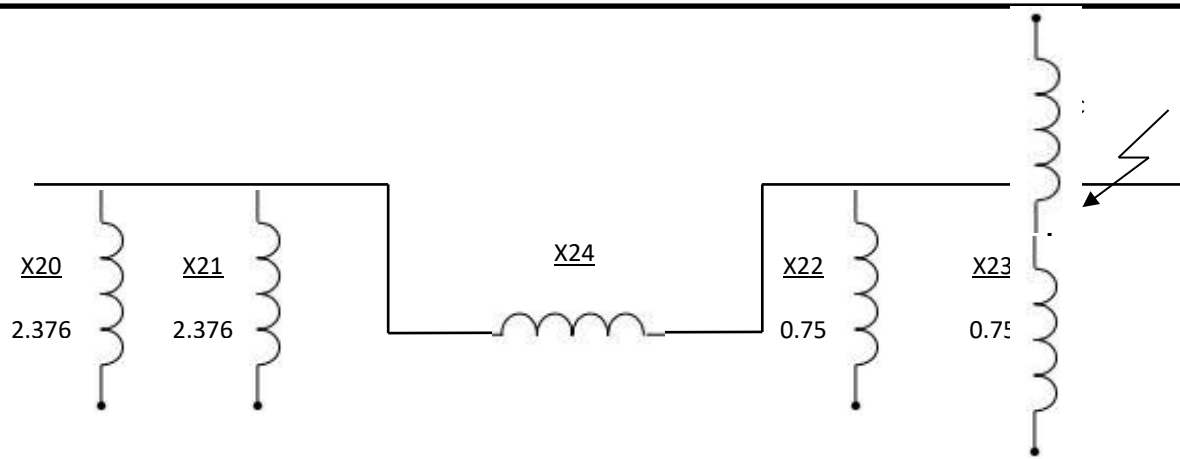


Рисунок - 4.3. Схема заміщення Г1-Г2, Т1-Т2, Г3-Г4, Т3-Т4, АТ1-АТ2

Знайдемо результуючий опір для виконаних вище перетворень по формулі:

$$x_{25} = \frac{x_{20} \cdot x_{21}}{x_{20} + x_{21}} = \frac{2.376 \cdot 2.376}{2.376 + 2.376} = 1.188$$

$$x_{26} = \frac{x_{22} \cdot x_{23}}{x_{22} + x_{23}} = \frac{0.75 \cdot 0.75}{0.75 + 0.75} = 0.375$$

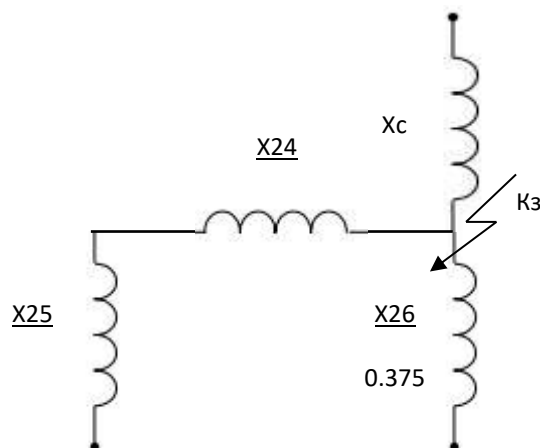


Рисунок - 4.4. Схема заміщення X20, X21, X22, X23

Знайдемо результуючий опір для виконаних вище перетворень по формулі:

$$x_{27} = x_{24} + x_{25} = 0.22 + 1.188 = 1.408$$

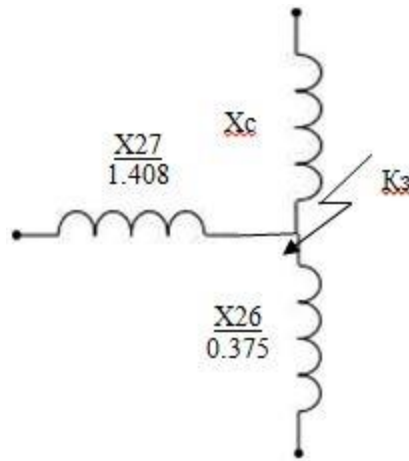


Рисунок - 4.5. Схема заміщення X24, X25

$$x_{CT} = \frac{x_{27} \cdot x_{26}}{x_{27} + x_{26}} = \frac{1.408 \cdot 0.375}{1.408 + 0.375} = 0.2961$$

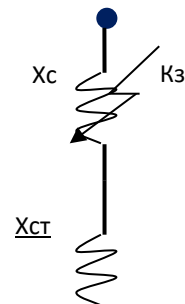


Рисунок - 4.6. Схема заміщення X26, X27

4.3.2 Визначення індуктивного опору системи

Опори заступної схеми визначалися по відношенню до величини базової напруги $U_6 = 20 \text{ кВ}$, а струм системи відповідає рівню напруги $U_{K3} = 330 \text{ кВ}$, тому необхідно перерахувати струм системи до рівня напруги точки K1.

$$I_{K3c(20\text{кВ})} = \frac{U_{330}}{U_{20}} \cdot I_{K3c} = \frac{330}{20} \cdot 25.6 = 422.4$$

Враховуючи, що $I_{\phi} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,87 \text{ кА}$.

Еквівалентний опір ЕЕС з паралельно приєднаною до неї проектованою електричною станцією по відношенню до точки КЗ складає:

$$X_e = \frac{I_{\phi}}{I_{KЗ(20кВ)}} = \frac{28.87}{422.4} = 0.0683$$

З іншого боку, відповідно до заступної схеми (Рис. 4.1.),

$$X_e = \frac{X_{CT} \cdot X_C}{X_{CT} + X_C}.$$

Таким чином, опір системи, приведений до базової напруги $U_{\phi} = 20 \text{ кВ}$.

$$X_C = \frac{X_{CT} \cdot X_e}{X_{CT} - X_e} = \frac{0.2961 \cdot 0.0683}{0.2961 - 0.0683} = 0.0887$$

4.3.4 Вибір та перевірка вимикача на збірних шинах генератора

Вибір і перевірка комутаційної апаратури базується на інформації довготривалих режимів та режимів КЗ. Для розрахунку струмів КЗ на збірних шинах генераторної напруги використаємо метод типових кривих, який, в даному випадку, по відношенню до точки К1 виливається в алгоритм перетворення схеми Рис. 4.1. до виду «система-генератор».

4.3.5 Трансформація заступної схеми ЕС до виду «система-генератор»

Для схеми на рис. 4.7:

$$x_{34} = \frac{x_{AT1} \cdot x_{AT2}}{x_{AT1} + x_{AT2}} = \frac{0.44 \cdot 0.44}{0.44 + 0.44} = 0.22;$$

$$x_{30} = x_{31} = x_1 + x_5 = 1.536 + 0.84 = 2.376;$$

$$x_{32} = x_{33} = x_3 + x_7 = 0.49 + 0.26 = 0.75;$$

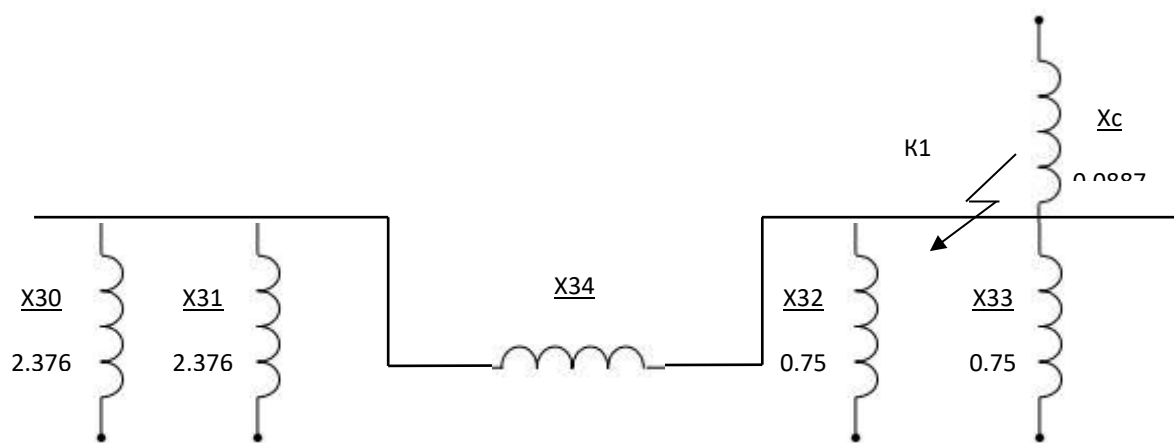


Рисунок - 4.7. Схема заміщення X1-X5, X2-X6, X3-X7, X4-X8, AT1-AT2

Для схеми на рис. 4.8:

$$x_{35} = \frac{x_{30} \cdot x_{31}}{x_{30} + x_{31}} = \frac{2.376 \cdot 2.376}{2.376 + 2.376} = 1.188$$

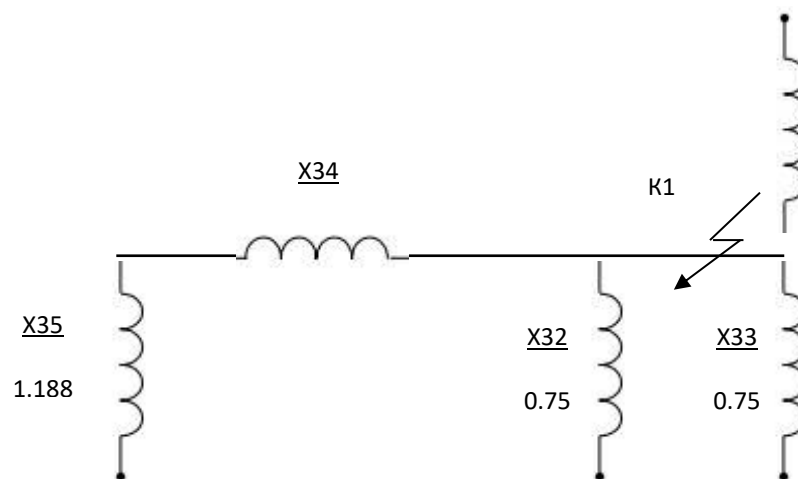


Рисунок - 4.8. Схема заміщення X30-X31

Для схеми на рис. 4.9:

$$x_{38} = x_{34} + x_{35} = 0.22 + 1.188 = 1.408$$

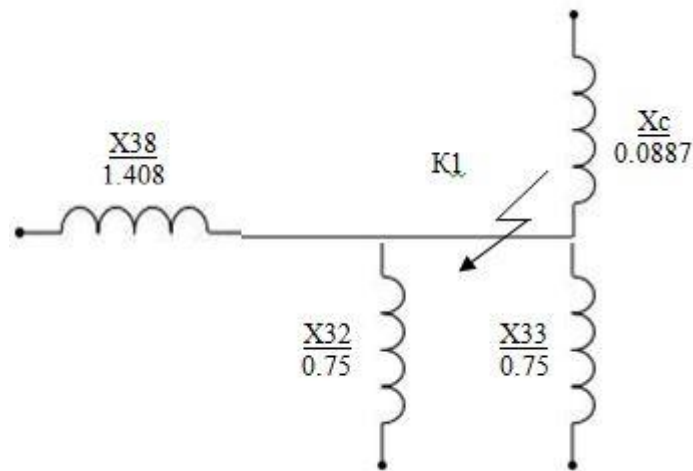


Рисунок - 4.9. Схема заміщення X33-X35

$$x_{\Sigma c} = \frac{1}{\frac{1}{x_{38}} + \frac{1}{x_{32}} + \frac{1}{x_{33}} + \frac{1}{x_c}} = \frac{1}{\frac{1}{1.408} + \frac{1}{0.75} + \frac{1}{0.75} + \frac{1}{0.0887}} = 0.0686$$

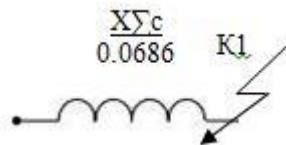


Рисунок - 4.10. Схема заміщення $X_{\Sigma c}$

4.3.6 Розрахунок струмів КЗ на шинах РУ 330 кВ

Базисний струм по відношенню до напруги місця КЗ:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (4.7)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1.7495 \text{ кА},$$

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

$$I_{п,с,о} = I_{п,с} = \frac{1,0}{X_{екв}} \cdot I_6 \quad (4.8)$$

$$I_{п,с,о} = I_{п,с} = \frac{1.7495}{0.0686} = 25.5 \text{ кА}$$

Враховуючи можливість використання для даних умов вимикача ВГУ-330Б, у якого $\Delta t_{відкл} = 0.05с$, час протікання аперіодичної складової:

$$t_{роз} = \tau = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{pz} \quad (4.9)$$

$$t_{роз} = \tau = 0,05 + 0,013 = 0,063с$$

Де $\Delta t_{pz} = 0,013с$ – час спрацювання релейного захисту, взято з довідника.

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

- аперіодична складова струму від системи:

$$i_{a,c,t} = \sqrt{2} \cdot I_{n,c} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a,c}}} \quad (4.10)$$

$$i_{a,c,t} = \sqrt{2} \cdot 25.5 \cdot e^{-\frac{0,063}{0,06}} = 10.83кА$$

- повний струм КЗ від системи:

$$i_{\Sigma,c} = i_{a,c,t} + \sqrt{2} \cdot I_{n,c} \quad (4.11)$$

$$i_{\Sigma,c} = 10.83 + \sqrt{2} \cdot 25.5 = 46.53кА$$

- ударний струм від системи:

$$i_{yд,маx} = k_{y,c} + \sqrt{2} \cdot I_{n,c} \quad (4.12)$$

$$i_{yд,маx} = 1.92 + \sqrt{2} \cdot 25.5 = 37.62кА$$

Де – $k_{y,c} = 1,92$ на шинах РУ-330 кВ.

- вміст аперіодичної складової в струмі КЗ:

$$\beta_{розр} = \frac{i_{a,c,t}}{i_{\Sigma,c}} \cdot 100\% \quad (4.13)$$

$$\beta_{розр} = \frac{10.83}{46.53} \cdot 100\% = 23.27\%$$

4.3.7 Визначення умов вибору і перевірки вимикача РУ 330 кВ

Вибір вимикача буде проводитись в відповідності до струму комірки ВРУ-330 кВ приєднання автотрансформатора. Струм комірки визначає струм вимикача.

$$I_{обт} = \frac{S_{н,Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{н,Т}} \quad (4.14)$$

$$I_{обт} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 330} = 219 A$$

Розрахунковий імпульс квадратичного струму:

$$B_{\kappa}^{розр} = I_{н,с}^2 \cdot (t_{роз} + T_{а,с}) \quad (4.15)$$

$$B_{\kappa}^{розр} = 25.5^2 \cdot (0.05 + 0.13) = 117.045 \kappa A^2 c$$

де $t_{роз} = \Delta t_{відкл} + \Delta t_{рз}$, $\Delta t_{відкл}$, $\Delta t_{рз}$, $T_{а,с}$ - взято з таблиці.

$$t_{роз} = 0.05 + 0.05 = 0.1$$

Номінальний допустимий імпульс квадратичного струму

$$B_{\kappa}^{дон} = I_{терм,н}^2 \cdot t_{терм,н} \quad (4.16)$$

$$B_{\kappa}^{дон} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \kappa A^2 c$$

Умова перевірки вимикача на термічну стійкість:

$$B_{\kappa}^{дон} = 4800 \kappa A^2 c \geq B_{\kappa}^{розр} = 117.045 \kappa A^2 c$$

Умова перевірки вимикача на динамічну стійкість:

$$i_{ед,мах,н} = 102 \kappa A \geq i_{уд,мах} = 37.62 \kappa A$$

Умова перевірки вимикача на вимикаючу здатність:

$$i_{відкл} = 83.496 \kappa A \geq i_{\Sigma,с} = 46.53 \kappa A$$

$$\text{де } i_{відкл} = \sqrt{2} \cdot I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном})$$

$$i_{відкл} = \sqrt{2} \cdot 40 (1 + 0.47) = 83.496 \kappa A$$

Результати розрахунків для порівняння їх з паспортними даними вимикача ВГУ – 330Б зведені в табл. 4.4.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						126
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.4 – Вибір та перевірка вимикача ВГУ-330Б

Величина	Одиниці	Умови порівняння	Параметри	
			паспортні	розраховані
<i>Тип</i>		ВГУ-330Б		
<i>Номинальна напруга</i>	кВ	$U_n \geq U_{уст}$	330	330
<i>Номинальний струм</i>	А	$I_n \geq I_{обт}$	3150	219
<i>Струм відключення</i>	кА	$I_{відкл,н}$	40	25,5
<i>Струм електродинамічної стійкості</i>	кА	$i_{ед,мах,н} \geq i_{уд,мах}$	102	37,62
<i>Термічна стійкість</i>	кА ² с	$B_k^{доп} > B_k^{розр}$	3200 (40/3)	117,045
<i>Вміст аперіодичної складової</i>	%	$\beta_n \geq \beta_{розр}$	47	23,27
<i>Асиметричний струм вимикання</i>	кА	$\sqrt{2} \cdot I_{відкл,н} (1 + \beta_{ном}) \geq i_{\Sigma,с}$	93,55	46,53

4.3.8 Вибір роз'єднувача РУ-330 кВ

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

Обтяженим струмом буде вважатися обтяжений струм вимикача на напрузі 330кВ.

За цими умовами найбільш прийнятним являється роз'єднувач РНД-330/3200. Вибір та перевірка роз'єднувача здійснюється в табличній формі, де порівнюються розрахункові та паспортні дані.

Таблиця 4.5 – Вибір та перевірка роз'єднувача РНД-330/3200

Величина	Одиниці	Умови порівняння	Параметри	
			паспортні	розраховані
<i>Тип</i>		РНД 330/3200		
<i>Номинальна напруга</i>	кВ	$U_n \geq U_{уст}$	330	330
<i>Номинальний струм</i>	А	$I_n \geq I_{обт}$	3200	219
<i>Струм електродинамічної стійкості</i>	кА	$i_{ед\ max, n} \geq i_{уд, max}$	125	37,62
<i>Термічна стійкість</i>	кА ² с	$B_{\kappa}^{доп} > B_{\kappa}^{розр}$	7500 50/3	117,045

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Охорона праці є дуже важливою частиною організації праці на виробництві. Охорона праці спрямована на дотримання санітарно-гігієнічних норм у процесі праці, виробничої санітарії на виробництві, попередження травматизму і нещасних випадків, професійних захворювань, запобігання отруєнь, опроміненень, не допущення аварій, пожеж і вибухів.

Правову базу охорони праці складає Конституція України, Кодекс законів “Про працю”, закон “Про охорону праці” [59] та ряд інших нормативних документів.

У даному проєкті передбачається використання ЕОМ та візуальних дисплейних терміналів (ВДТ) на робочих місцях операторів, що здійснюють керування та контроль за технологічними процесами.

Метою даного розділу дипломного проєкту є розробка технічних рішень та організаційних заходів щодо безпечної експлуатації засобів автоматизації та технологічного обладнання, утворення оптимальних санітарно-гігієнічних та психофізичних умов праці, забезпечення працюючих засобами індивідуального захисту, нормалізація санітарно-побутового обслуговування тощо. Також в цьому розділі визначаються основні заходи з безпеки в надзвичайних ситуаціях.

5.1. Технічні рішення з безпеки експлуатації технологічного обладнання

Для безпечної роботи технологічного процесу та обслуговування теплового обладнання у проєкті передбачені наступні заходи:

- у приміщенні операторської знаходяться щити з приладами для контролю технологічних процесів. Для передачі сигналів від датчиків використовується електрична система, що вимагає суворого дотримання

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						129
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

правил експлуатації і повинна бути завжди в справному стані. У приміщенні також розташовані пристрої сигналізації і зв'язку.

- планування робочого місця повинне забезпечувати зручну роботу та зручну пози на робочому місці, а також має звільняти працюючу людину від стомлюючих трудових. Робоче місце виконане з урахуванням вимог технічної естетики, ергономіки, антропометричних даних тіла людини.

- стіни приміщення пофарбовані в неяскравий, малоконтрастний ясно-сірий колір, що не розсіює уваги оператора. Підлога в приміщенні рівна, неслизька.

Для забезпечення безпечної і зручної експлуатації засобів автоматизації передбачаються наступні рішення:

- Передбачені безпечні, зручні по конструкції і розмірам проходи й обладнання для ведення робіт - робочі площадки (ширина вільного проходу площадок, рахуючи від виступаючих частин, що використовуються для обслуговування апаратури, контрольно-вимірювальних приладів, - 0,8 м).

- Аварійні органи керування (кнопки і вимикачі) – червоного кольору, відрізняються від інших формою, мимовільне відключення їх неможливе.

- Органи керування не мають нерівностей і зроблені з матеріалів, що не виділяють шкідливих домішок.

При монтажі щита управління передбачається спеціальний прохід між стіною і відкритими дверми відстанню не менш 0,8 м, щоб забезпечити можливість його експлуатації.

Прилади, контролери, органи дистанційного керування виконавчими механізмами мають написи-пояснення (на них зазначений регульований чи контрольний параметр, чи який виконавчий механізм дистанційно керується). Якщо яка-небудь апаратура або прилади, контролери, ВМ знаходяться в ремонті, вивішуються відповідні таблички, наприклад: «Прилад відключений, на ремонті».

5.1.1. Перевірка контрольно-вимірювальних приладів, обладнання захисту і живильних пристроїв

Перевірка справності дії манометрів, запобіжних клапанів і живильних пристроїв має проводитись згідно з графіком, затвердженим головним інженером [60].

Перевірка справності манометра проводиться за допомогою триходового крана або запірних вентилів, що його замінюють, шляхом встановлення стрілки манометра на нуль.

Не рідше ніж один раз на 12 місяців манометри повинні бути перевірені з встановленням тавра або пломби відповідно до порядку, передбаченого Держстандартом України.

Справність запобіжних клапанів перевіряється короткочасним примусовим їх відкриттям.

Перевірка справності резервних живильних пристроїв здійснюється шляхом їх короткочасного включення в роботу.

Перевірка справності сигналізації і систем автоматичного захисту повинна проводитись згідно з графіком і інструкцією, затвердженими керівником підприємства.

5.1.2. Технічні рішення щодо запобігання електротравм від контакту із струмопровідними елементами обладнання

Обладнання системи автоматизації за ступенем електрозахисту, згідно з ДСТУ ІЕС 61140:2015 має І клас.

Використовуються наступні заходи з електробезпеки:

- Ізоляція струмопровідних елементів електроустаткування має опір не менше 1 кОм на 1В напруги [20, 21], передбачені постійний контроль і профілактика ізоляції;
- застосована схована електропроводка;

- вся кабельна проводка виконана у захисних металевих коробах і трубах;
- щити зачинені на ключ, який знаходиться у чергового персоналу по обслуговуванню засобів автоматики;
- використання малої (зниженої) напруги (12 В у стаціонарній мережі розеток для переносного електричного освітлення у котельних і 42 В у системі місцевого освітлення і для ручного електроінструменту – відповідно до вимог [65]);
- забезпечення недоступності неізольованих струмопровідних елементів: коробка схованих електропроводок глухі з ущільненням, конструкція освітлювальних пристроїв така, що доступ до них без застосування інструментів неможливий;
- клемні коробки закритого типу (розміщенні в спеціальних кожухах) для забезпечення недоступності неізольованих струмопровідних частин [67];
- електродвигуни технологічних механізмів керуються дистанційно із ЩУ;
- використання засобів орієнтації та сигналізації: світлова та звукова сигналізація, різнокольорова проводка, бірки на проводці для визначення кінців кожної шини.

5.1.3. Заходи щодо запобігання електротравм при переході напруги на неструмоведучі елементи електроустановок

Для запобігання електротравм при переході напруги на неструмоведучі елементи електроустановок (ЕУ) необхідно застосовувати системи захисного заземлення.

Система захисного заземлення ЕУ виконується навмисним електричним з'єднанням металевих частин електроустановки із “ землею ” чи еквівалентом. Заземленню підлягають всі електроустановки напругою > 380 В змінного й > 440 В постійного струму.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						132
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Згідно [67] в електроустаткуванні напругою до 1000 В, при загальній потужності генераторів (трансформаторів) до 100 кВ·А максимальний допустимий опір пристрою заземлення складає 10 Ом, у всіх інших випадках – 4 Ом.

Принцип дії системи захисного заземлення ЕУ (тип: IT) в електромережах з ізолюваною нейтраллю складається у зниженні до безпечних значень напруг контакту і кроку, що зумовлені замиканням на корпус.

Застосування системи захисного заземлення ЕУ (підсистеми TN-C та TN-S – це «занулення») в електромережах з глухозаземленою нейтраллю виключає можливість ураження персоналу електричним струмом при пробіі на корпус обладнання однієї з фаз електромережі. Це досягається завдяки швидкому вимиканню ділянки електромережі, на якій виникло замикання фази на корпус, за рахунок використання автоматів максимального струмового захисту. Пробіі на корпус приводить до короткого замикання фази (контур: фаза – корпус споживача – N-провідник або PEN-провідник – нейтраль – фаза), що гарантує надійне спрацювання автоматів максимального струмового захисту і відключення від ЕУ напруги живлення.

Струм однофазного короткого замикання повинен перевищувати не менше ніж у 3 рази номінальний струм плавкої вставки найближчого запобіжного пристрою (рекомендовано застосування запобіжників з плавкою вставкою типу ПР-2) або в 1,25-1,4 рази струм спрацювання розчеплювача автоматичного вимикача (АП50-3) [65,66,67].

Для забезпечення неперервності кола занулення встановлення у нульовий провід запобіжників заборонена.

Повна провідність N-провідника повинна бути не менше за 50 % провідності фазного проводу.

Згідно [67] опір заземлюючого пристрою, до якого приєднуються нейтраль джерела живлення (робоче заземлення) не повинен перевищувати

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						133
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$r_0=4$ Ом, а опір заземлювачів для повторного заземлення N-провідника $r_{\Pi}=10$ Ом.

Категорія робочого приміщення за небезпекою електротравматизму залежить від наявності факторів підвищеної або особливої небезпеки. Із-за наявності можливості одночасного контакту обслуговуючого персоналу з металевим корпусом обладнання та з металоконструкціями, що мають контакт з землею, щитове приміщення відноситься до класу приміщень з підвищеною небезпекою. Так як котельне відділення має, крім того, струмопровідну підлогу, воно відноситься до класу приміщень з особливою небезпекою.

Обладнання засобів автоматизації відповідно до IP-класифікації, має клас захисту від вологи та пилу не нижче IP54. Експлуатація засобів обчислювальної техніки здійснюється згідно з «Вимогами щодо безпеки і захисту здоров'я працівників під час роботи з екранними пристроями» №508/31960

5.1.4. Заходи з техніки безпеки

При виконанні робіт із засобами АСК та контрольно-вимірювальними приладами необхідно виконувати наступні заходи з техніки безпеки:

- перевірка відсутності напруги 220 В, 50 Гц;
- вимикання комутаційних апаратів живлення підсистеми й вживання заходів проти помилкового їх включення;
- застосування попереджувальних та забороняючих плакатів;
- встановлення огорожень;
- проведення необхідних інструктажів з техніки безпеки.

5.2. Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії

В процесі праці на впливають на організм людини різні виробничі фактори. В залежності від умов робіт ці фактори класифікують наступним чином:

—оптимальні виробничі фактори: організм людини не несе додаткових енергозатрат, щоби справитися з відхиленням факторів виробничого середовища від оптимальних;

—допустимі виробничі фактори: параметри факторів виробничого середовища не перевищують допустимих по нормах [68];

—шкідливі виробничі фактори: фактори, що можуть призвести до захворювання або зниженню працездатності;

—небезпечні виробничі фактори: фактори, вплив яких на організм людини може призвести до травмування або іншому різкому погіршенню стану здоров'я.

Завдання гігієни праці і виробничої санітарії – вивчення особливостей технологічного процесу та, на основі цього, розробка науково-організаційних і санітарно-гігієнічних заходів щодо виключення або зменшення впливу шкідливих та небезпечних виробничих факторів на організм людини.

Об'єктом розробки цього проєкту є автоматична система керування, а саме автоматизація роботи технологічного устаткування котельного відділення. Це означає, що керування технологічним процесом відбувається зі щитової, де розташовані операторські станції та вторинні прилади. Також згідно з проєктом у котельному відділенні біля працюючого устаткування передбачені постійні робочі місця. У зв'язку з цим вимоги з виробничої санітарії розглядаються як для основного виробничого приміщення котельної, так і для приміщень постійного перебування персоналу.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						135
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Відповідно до [69,70] параметри мікроклімату, що нормуються: температура (t °C) і відносна вологість повітря (W , %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ($Вт/м^2$).

При експлуатації засобів АСК, в приміщенні щитової, робота відбувається сидячи, стоячи, пов'язана з ходінням, але не потребує підняття будь-яких вантажів та постійного фізичного напруження.

Оптимальні (допустимі) параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт та період року) наведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Параметри мікроклімату [69]

Період Року	Оптимальні			Допустимі		
	t °C	W , %	V , м/с	t °C	W , %	V , м/с
Теплий	22-24	40-60	0,2	21-28	до 75	0,3
Холодний	21-23	40-60	0,1	20-24	до 75	0,2

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

- у приміщенні котельної:
 - встановлення двох вентиляторів припливно-витяжної вентиляції;
- у приміщенні щитової:
 - встановлення кондиціонерів.

5.2.1 Природне освітлення робочої зони

В розробленому проєкті зорові роботи характеризуються як роботи середньої точності: загальний нагляд за ходом виробничих процесів, зчитування показань з контрольно-вимірювальних приладів.

Умови зорових робіт в приміщенні щитової:

— мінімальний розмір об'єкта розрізнення 0,5-1 мм (градування реєструючих приладів) – розряд зорових робіт IV;

—контраст об'єкта розрізнення з фоном великий (чорні лінії на білому фоні), фон світлий - підрозряд робіт г;

—природне освітлення – бокове.

КПО у робочому приміщенні розраховуємо за формулою:

$$e_{np} = e_n \cdot m, \quad (5.2)$$

де m - коефіцієнт світлового клімату ($m=0,85$).

e_n - нормоване значення КПО ($e_n = 1,5$)

Таким чином нормоване значення КПО:

$$e_{np} = 1,5 \cdot 0,85 = 1,275. \quad (5.3)$$

Для забезпечення нормативного значення $e_{сер}$ передбачено:

- стіни, стеля та панель керування у приміщенні щитової повинні мати світлий колір.[71]

5.2.2 Штучне освітлення робочої зони

Нормується величина освітленості E в люксах [71].

Умови зорових робіт в приміщенні щитової:

- мінімальний розмір об'єкта розрізнення 0,5-1 мм (градуювання реєструючих приладів) – розряд зорових робіт IV;
- контраст об'єкта розрізнення з фоном великий (чорні лінії на білому фоні), фон світлий - підрозряд робіт г;
- система освітлення – загальне;
- тип джерела освітлення – люмінісцентні лампи та лампи розжарювання.

Штучне освітлення поділяється на: робоче – для зчитування показань з приладів ($E = 550-1100$ лк), для управління і ведення записів ($E = 220-550$ лк), для огляду і ремонту ($E = 100$ лк), чергове ($E = 0,2-0,5$ лк), аварійне та евакуаційне ($E > 0,5$ лк).

Для забезпечення наведеного значення E передбачено:

—стіни, стеля та панель керування у приміщенні щитової повинні мати світлий колір.

5.2.3 Виробничий шум

Відповідно до [72,73] нормуються допустимі рівні звукового тиску $L=20\lg P_i/P_o$, дБ (P_i – середньоквадратичне значення звукового тиску, Па за період часу, що розглядається, і P_o – значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц) залежно від частоти, характеру робіт і характеру шуму (нормування за граничними спектрами - ГС), або допустимі рівні звуку $L_A=20\lg P_{Ai}/P_o$, дБА (P_{Ai} – середньоквадратичне значення звукового тиску з урахуванням корекції А шумоміра) залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Для тонального і непостійного шуму допустимі значення L та L_A на 5 одиниць менші.

Джерел шуму в щитовому приміщенні нема, тому необхідно лише захистити його від зовнішніх шумів. Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку наведені в табл.5.2.

Таблиця 5.2 Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частотами (Гц)								Допустимий рівень звуку, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	99	92	86	80	75	76	74	72	80
Приміщення щитових, кабін керування, спостереження тощо	79	70	63	58	55	52	50	49	60

В приміщенні котельної в контурі регулювання температурного режиму основними джерелами шуму є пальники. Взагалі в приміщенні котельної джерелами шуму є також два рециркуляційні насоси води, з рівнем звукового тиску ~65дБ. Найбільшими джерелами шуму у розглянутому виробництві є дуттьовий вентилятор та димосос, які розташовані за межами приміщення котельної. Рівень звукового тиску дуттьового вентилятора складає ~160 дБ.

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні котельної та зовні передбачені:

—архітектурно – планувальні рішення: використання гасителя шуму для дуттьового вентилятору, що знижує рівень звукового тиску на 80 дБ;

—застосування засобів індивідуального захисту: звукоізолюючі навушники, вушні заглушки.

5.2.4 Виробничі вібрації

Відповідно [73] нормуються допустимі величини віброшвидкості (м/с) чи віброприскорення (м/с²), або логарифмічні рівні віброшвидкості $L = 20 \lg \frac{V_i}{V_0}$, дБ (V_i – середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с; $V_0 = 5 \cdot 10^{-8}$, м/с – вихідне значення віброшвидкості) залежно від частоти коливань, їх виду (транспортні, транспортно-технологічні, технологічні, вібрації робочого інструменту чи робочих місць), напрямку (X, Y, Z) і часу дії протягом зміни. Джерелами вібрації в даному проекті є технологічне устаткування, а саме дуттьовий вентилятор та димосос, що знаходяться за межами котельної на рівні 0,000 м. В приміщенні щитової немає джерел вібрацій.

Для дуттьового вентилятору та димососу джерелами вібрацій є радіальні вібрації корпусів підшипників. Параметри їх вібрацій не повинні перевищувати по вібраційній швидкості $3 \cdot 10^{-3}$ м/с.

Для зменшення дії вібрації на працюючих проектом передбачені:

- використання вібробезпечного обладнання;
- балансування обертаючих вузлів (за допомогою балансувальних вантажів, заміна підшипників ковзання на підшипники качання, де це можливо);
- еластичні прокладки, вставки, компенсатори, що зменшують вібрацію на шляху розповсюдження;
- облицювання підлоги віброізолюючими матеріалами;
- встановлення вентиляторів та насосів на вібропоглинаючі основи;
- ідивідуальні засоби захисту: віброгасяще взуття, перчатки з амортизаційними прокладками.

5.2.5 Склад повітря робочої зони

Для визначення змісту 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 достатнім для достовірної гігієнічної характеристики стану повітряного середовища.

При періодичному санітарному контролі змісту 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 виборче визначення - зміст шкідливої речовини у відібраній пробі повітря на рівні не більше 0,5 граничнодопустимої концентрації (ГДК), мг/м³ [10]. Тривалість добору проб при визначенні максимально-разової ГДК не повинна перевищувати 30 хв. Метод повинний забезпечувати визначення змісту шкідливих речовин у проточному повітрі на рівні 0,3 ГДК при необмеженому часі добору проби. Метод визначення повинний забезпечувати специфічне визначення змісту шкідливої речовини в пробі в присутності інших речовин, що знаходяться в цей час у повітрі робочої зони.

5.2.6. Виробничі випромінювання

Для умов, що розглядаються в проекті, в приміщенні операторської відсутні виробничі випромінювання. В приміщенні котельного відділення єдиним видом випромінювання є теплове випромінювання поверхні трубопроводів парогенератору. Відповідно до ДСН 3.3.6.042-99 необхідно

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						141
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

забезпечити температуру зовнішніх поверхонь трубопроводів, яка б не перевищувала допустиму температуру повітря в приміщенні.

Технічні рішення щодо попередження шкідливого впливу випромінювань на працюючих:

- теплова ізоляція, що забезпечує температуру на поверхні теплоізоляційної конструкції не більше температури повітря в приміщенні;
- захисні екрани біля трубопроводів з гарячою водою.

5.3. Безпека в надзвичайних ситуаціях

Виконання вимог безпеки в надзвичайних ситуаціях потребує розробки відповідних технічних рішень та організаційних заходів щодо оповіщення, евакуації та дій персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації, а також визначення основних заходів з пожежної безпеки

5.3.1 Система оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації

Для підвищення безпеки в надзвичайних ситуаціях (НС) встановлюються системи оповіщення (СО) виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення НС, наприклад при пожежі, здійснюється відповідно до вимог НАПБ А.01.003-2009.

Необхідність обладнання виробничих приміщень певним типом СО визначається згідно з додатком Е до ДБН В.1.1-7-2016 "Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва".

Оповіщення про НС та управління евакуацією людей здійснюється наступними способами а також їх комбінацією:

- поданням звукових і (або) світлових сигналів в усі виробничі приміщення будівлі з постійним або тимчасовим перебуванням людей;
- трансляцією текстів про необхідність евакуації, шляхи евакуації, напрямки руху й інші дії, спрямовані на забезпечення безпеки людей;

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						142
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

- розміщенням знаків безпеки на шляхах евакуації згідно з ДСТУ ISO 6309;

- ввімкненням евакуаційних знаків "Вихід";

- ввімкненням евакуаційного освітлення та світлових покажчиків;

- зв'язком оперативного (чергового) персоналу СО (диспетчера пожежного поста) із зонами оповіщення.

Оповіщення виробничого персоналу про НС /пожежу/ здійснюється за допомогою світлових та/або звукових оповіщувачів - обладнуються всі виробничі приміщення.

СО розпочинає трансляцію сигналу оповіщення про НС, не пізніше трьох секунд з моменту отримання сигналу.

Для трансляції мовних повідомлень використовуються повідомлення, які записані заздалегідь на відповідному носії інформації.

5.3.2. Пожежна безпека

Згідно з ДСТУ 2272-2006 та ДБНВ.2.5-56-2014 виробничі приміщення забезпечуються відповідними системами і організаційно-технічними заходами попередження пожеж та протипожежного захисту.

Причинами пожежі та загорянь в приміщенні операторської є:

- несправність і перевантаження технологічного обладнання;
- перевантаження електричних мереж, старіння ізоляції електропроводки і коротке замикання;
- неправильне заземлення електрообладнання;
- недотримання робочим персоналом правил пожежної безпеки;
- необережне поводження з вогнем (паління в недозволених місцях, недбале і необережне проведення газозварювальних робіт на тепловому пункті).

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						143
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Приміщення парогенератора і операторської відноситься до категорії В – пожежонебезпечні. Клас робочих зон приміщень - П-Па (пожежонебезпечні).

Пожежа можлива при наявності трьох факторів: присутність горючої речовини, окислювача і джерела вогню.

При виникненні пожежі на підприємстві всі працівники зобов'язані суворо виконувати вимоги Інструкції з пожежної безпеки, евакуацію проводити згідно з Планом евакуації.

Для запобігання створення горючого середовища використовуються наступні рішення (ДБН В.1.1-7-2016):

- прокладання електричних проводок в трубах і коробах, виконаних з негорючих матеріалів;
- спорядження електроапаратури засобами захисту від струмів короткого замикання (автоматичні вимикачі, плавкі запобіжники);
- нагляд за справністю електричних проводок, ізоляції;
- регулярне чищення та ремонт освітлювальних установок, заміна несправних світильників та ламп;
- передбачається встановлення протипожежних стін та перекриттів.
- кабельні вводи до ЕОМ захищені вогнетривкими ущільненнями з границею вогнестійкості 0,75 години;
- кабельні канали перекриваються плитами з границею вогнестійкості 0,75 години.

В приміщеннях парогенератора і операторської встановлено автоматичну пожежну сигналізацію із сповіщувачами РИД-1.

Щит управління знаходиться безпосередньо у виробничому приміщенні ТЕЦ. Так як в даному випадку на щиті управління знаходяться робочі місця оператора і робоче місце інженера на базі ЕОМ, то, згідно з [32] виходи у приміщення щита управління (відноситься до категорії Д) виконуються через дверні прорізи з дверцями, що самі зачиняються, з границею вогнестійкості

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						144
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

0,6 години. Інформаційно-обчислювальні машини системи контролю і управління (контролери, що розміщені у шафах) розташовані у суміжному з щитом управління приміщенні встановлення шаф.

В приміщенні щитової за умови, що там постійно перебуває персонал, згідно ДСТУ 3675-98 та ISO 3941-2007 передбачене встановлення наступних засобів локального пожежогасіння в електроустановках, що знаходяться під напругою: вогнегасник ВВ-5 – 2 шт., ВВ-80 – 1 шт.

Підлога в приміщенні щита управління є одинарною, кабельні канали перекриваються плитами з границею вогнестійкості 0,75 години, кабелі в каналах перекривають вогнезахисними матеріалами. Кабельні вводи до ЕОМ захищені вогнетривкими ущільненнями з границею вогнестійкості 0,75 години[75].

Загалом в робочих приміщеннях дотримано усіх вимог з пожежної безпеки згідно з НАПБ В.01.34-2005 – «Правила ПБ в компаніях та в організаціях енергетичної галузі України» та НАПБА.01.001 – 2004 “Правила пожежної безпеки в Україні”.

Висновки за розділом 5

1. Було розроблено комплекс заходів щодо охорони праці при роботі з ЕОМ та візуальними дисплейними терміналами (ВДТ), так як оператор слідує за проходженням технологічного процесу за допомогою візуальних дисплейних терміналів.

2. Враховано особливості кліматичної зони, освітленість середовища, мікроклімат, склад повітря, на основі чого виконано рекомендації стосовно облаштування робочого місця.

Розроблено засоби для протипожежної безпеки, засоби захисту від ураження електричним струмом. Розроблено план евакуації в разі виникнення надзвичайної ситуації.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						145
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

6 МОДЕРНІЗАЦІЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ТЕЦ

6.1 Організація управління технологічними процесами на ТЕЦ

Однією з основних функцій автоматичної системи управління енергоблоком є автоматична стабілізація регульованих параметрів на досить широкому діапазоні експлуатаційних навантажень енергоблоку. Висока інтенсивність обміну інформацією між системою автоматичного регулювання та об'єктом, яка обумовлена широким частотним спектром збурень, суттєво обмежує участь людини у стабілізації режиму та унеможливорює її реалізацію без надійних автоматичних пристроїв. Критерії оптимальності системи автоматичного регулювання – це перш за все традиційні критерії, що застосовуються під час розгляду контурів автоматичного регулювання (статичні помилки та динамічні помилки). У зв'язку з тим, що форма їх уявлення пов'язана з випадковим характером збурень, що діють на контури регулювання, іноді як критерії використовують відхилення від заданих середніх значень регульованих параметрів (аналог статичної помилки) та середні квадрати відхилень (СКО) параметра від математичного очікування (аналог динамічної помилки). Нестационарність процесів визначає також застосування як критеріїв перехід за певний рівень («викиди») відповідних параметрів. У зв'язку з збільшенням складності енергообладнання все більш актуальними стають завдання адаптації системи автоматичного регулювання до умов роботи енергоблоків, що змінюються, через різні режимні фактори, які заздалегідь не можуть бути враховані при її синтезі. Іноді залежність параметра, який оптимізується, від контрольованих параметрів технологічного процесу носить стійкий характер і її можна вичислити за допомогою простих засобів. Наприклад, оптимізуючий зв'язок від кисню до регулятора повітря або одноразово побудована режимна карта

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						146
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

налаштування регулятора в залежності від навантаження. Оптимізація такого типу за своїм характером наближається до системи автоматичного регулювання. Але, як правило, оптимізуючи впливи характеризуються застосуванням складніших, найчастіше адаптивних законів. Для їх здійснення потрібна складніша і точніша апаратура, хоча до неї пред'являються менш жорсткі порівняно з системою автоматичного регулювання вимоги щодо надійності та швидкодії. До теперішнього часу створено та серійно випускається апаратура авторегулювання електронної системи, призначена для здійснення автоматичного регулювання енергоблоків. Однак, завдяки розпочатому останнім часом широкому використанню засобів обчислювальної техніки в автоматичній системі управління енергоблоками, з'явилася можливість розробки досконаліших структур систем управління, реалізація якої є актуальним завданням.

Аналіз вихідних передумов синтезу системи автоматичного регулювання, що встановилися до теперішнього часу, показує, що ці передумови часто не відповідають реально виникаючим ситуаціям, облік яких може значно підвищити ефективність функціонування цих систем. Найбільш істотні з них полягають у наступному : Зазвичай передбачається, що вхідні на регульований об'єкт є доступними контролю і є можливість отримати математичний опис об'єкта щодо всіх цих впливів, наприклад, як системи диференціальних рівнянь. Облік випадкового характеру функціонування об'єкта обмежується у своїй, зазвичай, лише урахуванням випадкового характеру зміни зовнішніх обурювальних впливів на об'єкт, ймовірнісні характеристики яких також передбачаються відомими. Насправді ж реальні енергооб'єкти в умовах експлуатації знаходяться під впливом великої кількості випадкових збурень, що діють різними каналами. Причому, серед них можуть бути взагалі недоступні для контролю.

Завдання синтезу системи автоматичного регулювання зазвичай сприймається як завдання визначення найкращого закону (алгоритму)

формування управляючих процесів. При цьому вибір їх схем проводиться на підставі окремих елементів системи, тобто виходячи з характеру взаємодії окремих елементів системи, що визначаються лише видом математичного опису цих елементів, поза зв'язком з фізичними особливостями і функціями, що виконуються ними. Тим часом наявний досвід побудови подібних систем показує, що визначального значення тут набуває не завдання вибору алгоритмів функціонування відповідних регуляторів, а завдання отримання оптимальної схеми отримання поточної інформації про стан об'єкта регулювання, яка об'єктивно відображає характер взаємодій між двома основними функціональними елементами автоматичних систем - об'єктом та регулятором. Регулювання за кінцевим ефектом, тобто шляхом оцінки поточного значення показника мети регулювання, як правило, не дозволяє здійснити його підтримку на необхідному рівні з необхідною точністю навіть при використанні найдосконалішого закону управління, оскільки показник мети управління зазвичай реагує на зміну впливів, що управляють із запізненням в часі. У результаті інформація, укладена у поточному значенні цього показника, виявляється знеціненою.

Майже кожна діюча система автоматичного регулювання технологічних процесів є системою непрямого регулювання, у якій на вхід регулятора подається не сам показник мети регулювання, а відповідним чином підібрані непрямі величини, пов'язані з показником мети регулювання досить тісною залежністю. Очевидно, з тієї ж причини не знайшли широкого поширення автоматичні пошукові оптимізатори екстремальних техніко-економічних показників промислових об'єктів; їх функції, зазвичай, значно успішніше виконують звичайні системи регулювання непрямих величин, т. е. об'єктивно такі системи слід розглядати як системи стабілізації, а й як системи автоматичної оптимізації режимів роботи об'єктів.

Зазвичай процедура синтезу системи автоматичного регулювання, що застосовується, виходить з того, що повинна бути відома математична

модель регульованого об'єкта, ґрунтуючись на якій і здійснюють всі розрахунки по динаміці цих систем. Однак синтез цих систем за заздалегідь заданою моделлю може бути виконаний тільки з певною похибкою, обумовленою різницею реального об'єкта і моделлю, що апроксимує його. Сприятливі можливості компенсації цієї похибки зумовлені широким використанням засобів обчислювальної техніки при побудові АСУ ТП енергоблоками електростанцій. Таким чином, досвід створення та експлуатації системи автоматичного регулювання дозволяє зробити висновок про необхідність використання при їх синтезі сучасних інформаційних методів одержання об'єктивної інформації. Ці методи повинні вибиратися з урахуванням специфіки розв'язуваних завдань, зокрема саме визначення поняття цінності чи кількості інформації, очевидно, має формулюватися в рамках так званого прагматичного підходу до формулювання цього терміну. За допомогою керуючих обчислювальних машин (УВМ) можна здійснювати складні багатоконтурні або нелінійні системи автоматичного регулювання, обчислювати критерії для подальшого використання в системах оптимізації, вести процес регулювання за параметрами, що розраховуються. Реалізація подібних завдань на звичайних засобах авторегулювання виявляється значно більш складною, а іноді просто неможливою. У енергоблоках виникла необхідність проведення досліджень, пов'язаних зі способами управління застосовуваних на електростанціях виконавчих механізмів, реалізацією різних законів регулювання, особливостями налаштування цифрових регуляторів теплоенергетичних процесів та ін. На основі цих та інших досліджень з даної проблематики було розроблено та впроваджено низку АСУ енергоблоками з використанням засобів обчислювальної техніки на вітчизняних ТЕЦ та АЕС. Результати створення та експлуатації деяких з них відображені у публікаціях. Укрупнена структурна схема системи управління, що мінімізує сформульований вище загальний критерій оптимального управління енергоблоком $W(T)$, може бути

представлена у вигляді трьох ієрархічних рівнів: системи автоматичного регулювання та управління режимом енергоблока, системи оптимізації внутрішньоблочних технологічних процесів та системи оптимального рішення загальностанційних завдань. Основним завданням системи оптимізації внутрішньоблочних технологічних процесів є підвищення якості та ефективності роботи системи автоматичного регулювання у реальних умовах експлуатації енергоблоку. Необхідність цього обумовлена, по-перше, наявністю різних неконтрольованих збурень, що істотно впливають на оптимальний режим і, по-друге, складною структурою енергоблоку як об'єкта управління з безліччю взаємозв'язків, що змінюються в часі між технологічними параметрами, облік яких дуже ускладнив би систему регулювання. Вирішення оптимізаційних завдань у загальній постановці мінімізації критерію дуже складне. У зв'язку з цим зазвичай проводиться декомпозиція, яка дозволяє спростити рішення шляхом розчленування всієї системи на окремі підсистеми з приватними критеріями, що забезпечують її функціонування загалом відповідно до загального критерію оптимального управління. У цьому використовується метод найменших взаємозв'язків між виділеними підсистемами. У базових режимах, що становлять більшу частину часу роботи енергоблоку, основну роль у загальному критерії оптимального управління відіграє його внутрішня складова. При цьому визначальне значення мають витрати на паливо, а також на відновлення та ремонт обладнання, тобто паливна та амортизаційна складові собівартості електроенергії, що виробляється. Облік витрат на амортизацію та ремонт утруднений тим, що нині відсутні достовірні залежності, що пов'язують їх із вимірюваними технологічними параметрами. Тому ці види витрат можуть бути поки що враховані лише у формі обмежень на межі зміни технологічних параметрів.

Складність завдань управління технологічними процесами на ТЕЦ, задля зручності виконання операцій з управління та виключення помилкових

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						150
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

дій персоналу, змушує розділяти обладнання енергоблоків ТЕЦ та їх допоміжні ділянки на групи за функціональною ознакою.

Під функціональною групою (ФГ) розуміється частина основного обладнання, призначена для виконання єдиної технологічної функції. Наприклад, парогенератору можуть бути виділені ФГ перегріву пари, подачі повітря, подачі і спалювання палива, живлення парогенератора водою і т. п. Функціональна група складається з кількох функціональних підгруп (ФПГ). Як правило, в підгрупу входить один із однотипних агрегатів ФГ.

Реалізація управління енергоблоком на основі функціонально-групового принципу потребує оптимального формування груп обладнання та окремих систем блоку.

Управління технологічними процесами ТЕЦ здійснюється оператором із групового чи блочного щита управління.

Для надійної та ефективної роботи обладнання на сучасних ТЕЦ потрібно здійснювати контроль та підтримку на заданих значеннях кілька сотень технологічних параметрів, виконувати тисячі операцій з управління двопозиційними органами, механізмами та пристроями. Системи автоматичного контролю та управління дозволяють звільнити оператора від виконання перелічених завдань та дати йому можливість зосередити свою увагу на найважливіших параметрах та операціях з управління. У число таких автоматичних систем входять підсистеми дистанційного та дискретного автоматичного управління механізмами та арматурою, автоматичного регулювання та захисту, теплового контролю та сигналізації, розрахунку ТЕП.

Принцип організації управління технологічними процесами на ТЕЦ наведено на рис. 6.1, де представлені підсистеми автоматичного контролю та управління.

На рис. 6.1 прийнято такі позначення: КУ - ключ управління; ІВ – індикатор стану; ІМ – виконавчий механізм; ЦП – цифровий прилад; ПУ - друкувальний

пристрій.



Рисунок 6.1 - Структура організації управління технологічними процесами на ТЕЦ

Пристрої дистанційного управління призначені для передачі впливів оператора на віддалені від поста управління запірні і регулюючі органи, пристрої пуску та відключення механізмів.

Широке застосування на ТЕЦ отримали системи індивідуального (прямого) дистанційного керування, що діють по ланцюжку оператор (команда) - ключ - система передачі сигналу - пусковий пристрій - виконавчий механізм (1 на рис. 6.1).

При значній кількості електроприводів та виконавчих механізмів застосовуються вибіркові пристрої управління (за викликом 2). Пристрій виклику зазвичай являє собою клавішний апарат, за допомогою якого вибирається потрібний для управління виконавчий механізм. Управління обраним виконавчим механізмом здійснюється оператором за допомогою ключа управління загального для групи виконавчих механізмів.

Пристрої систем автоматичного регулювання 3 призначені забезпечувати надійну та економічну роботу обладнання при заданій продуктивності установок, стабілізацію технологічних параметрів на заданих значеннях.

Дія пристроїв автоматичного регулювання здійснюється без участі або при обмеженій участі людини - оператора (вплив на пристрої регулювання регуляторів).

Автоматичне дискретне керування 4 передбачає керування групою механізмів від однієї команди з подальшим автоматичним розвитком цієї команди за заданою програмою.

Пристрої теплового захисту 5 призначені для недопущення виникнення та розвитку аварій за порушення нормального режиму роботи теплоенергетичного обладнання. Крім того, вони захищають обладнання від пошкоджень при неправильних діях оператора або відмови системи регулювання.

Порушення нормального режиму роботи теплоенергетичного обладнання супроводжується відхиленнями технологічних параметрів понад допустимі межі, що і використовується при включенні захисту в роботу. Найчастіше дія захисту одностороння: відключене захистом обладнання після усунення причин її спрацьовування включається в роботу черговим персоналом.

Системи захисту мають власні первинні пристрої для вимірювання та датчики контрольованих технологічних параметрів, власні резервовані джерела живлення, незалежні канали керуючих впливів.

До пристроїв сигналізації 6 відносяться пристрої попереджувальної сигналізації та пристрої сигналізації станів допоміжного обладнання.

Завдання пристроїв попереджувальної сигналізації полягає в чіткому інформуванні оператора про параметри, що вийшли за встановлені межі. Здійснюється звуковим сигналом та запалюванням світлового табло.

Пристрої сигналізації станів допоміжного обладнання інформують оператора

про становище засувов, шибєрів, режимів роботи регуляторів, функціональних груп тощо. Здійснюється на елементах мнемосхеми.

Прилади безперервного вимірювання 7 призначені для забезпечення підвищеної надійності контролю обмеженої групи найбільш важливих технологічних параметрів. Ряд приладів безперервних вимірів забезпечені пристроями реєстрації, що дозволяє оператору відстежувати тенденцію зміни параметрів, якість роботи систем автоматичного регулювання, оцінити економічну ефективність роботи теплоенергетичного обладнання за тривалий проміжок часу.

Вимірювання за викликом 8 призначені в основному для контролю оперативних технологічних параметрів (які відхиляються від нормальних значень), а також параметрів, що характеризують регулюючі впливи (наприклад, витрати води, палива). При здійсненні контролю за викликом оператор за допомогою пристрою виклику (наприклад, клавішного перемикача ланцюгів) підключає до одного показу приладу обраний із групи вимірювальний перетворювач.

Масовий контроль 9 виконується автоматично і служить для контролю великої кількості допоміжних параметрів, імовірність виходу яких за встановлені межі мала (наприклад, температури металу турбіни, підшипників різних механізмів). При виході параметрів контролю за встановлені межі спрацьовує сигналізація.

Розрахунок техніко-економічних показників 10 (ТЕП) виконується на ЕОМ. Розрахунок ТЕП призначений для подання персоналу електростанції поточної та звітної інформації про стан обладнання та якості його експлуатації по окремих ділянках технологічного процесу, основним агрегатам та енергоблоку в цілому. Результати розрахунку ТЕП виводяться на друкувальні пристрої.

Технічні засоби автоматизації розглянутих вище систем (регулюючі пристрої, перетворювачі, ключі та перемикачі управління, вимірювальні

прилади, показчики положення виконавчих механізмів тощо) в основному розташовуються на групових або блокових щитах управління. Щит управління являє собою сукупність вертикальних панелей і пультів, що протистоять їм, і розташовується в спеціально відведених приміщеннях. Частина приладів для контролю другорядних параметрів встановлюється на так званих місцевих щитах управління (щити деаераторних і редуційно-охолоджувальних установок, щити манометрів, щити U-подібних манометрів). Місцеві щити управління розташовуються поблизу технологічного обладнання та обслуговуються черговими обхідниками. Обхідники стежать за станом обладнання та показаннями приладів на місцевих щитах та за потреби можуть зв'язатися з оператором центрального щита управління або черговим інженером станції. Зв'язок здійснюється по радіо чи телефону.

Застосування вище описаних підсистем автоматичного контролю та управління (контроль та управління за викликом, масовий контроль) дозволяє істотно зменшити кількість необхідних приладів контролю та управління і внаслідок цього значно зменшити розміри щитів управління та розміри приміщень, в яких ці щити розташовуються. Автоматичні системи контролю та управління зменшують навантаження на оператора, даючи йому можливість зосередити свою увагу на поведінку основних параметрів теплоенергетичної установки і уникнути його від виконання безлічі другорядних операцій.

Для кращого сприйняття інформації, що надходить, і чіткого виконання керуючих дій у нормальних, передаварійних або аварійних режимах роботи теплоенергетичного обладнання необхідні для цього органи управління і засоби відображення інформації повинні розташовуватися безпосередньо в полі зору оператора, утворюючи так званий оперативний контур БЩУ. Прилади залишкових систем встановлюються на панелях неоперативного контуру БЩУ (регулюючі пристрої, різні перетворювачі, прилади масового

контролю, комутаційна та допоміжна апаратура тощо)

На рис. 6.2 як приклад наведено можливий план компонування БЦУ для енергоблоку.

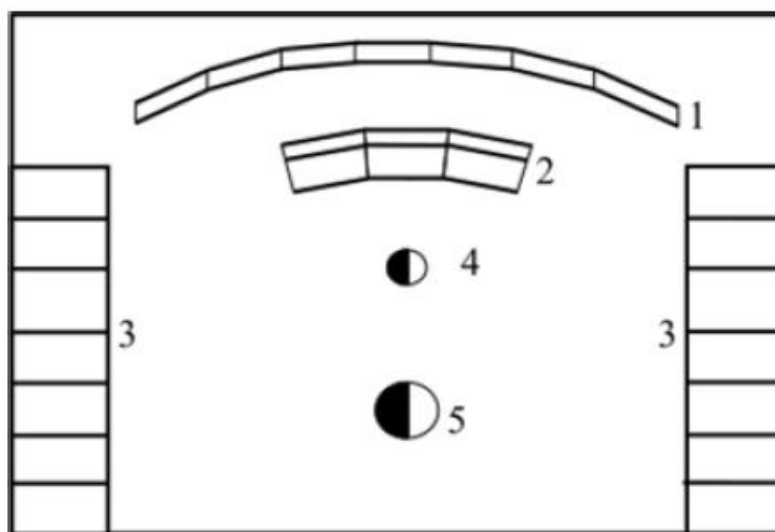


Рисунок - 6.2. Компонування БЦУ:

1 - оперативні панелі щитів; 2 - оперативні панелі пультів; 3 - неоперативні панелі щитів; 4 - оператор блоку; 5 - старший оператор (начальник зміни)

6.2 Завдання автоматичних систем управління технологічних процесів енергоблоку

Оперативний контроль передбачає:

- 1) контроль на індивідуальних постійно увімкнених приладах. Призначений для контролю найважливіших технологічних параметрів, на основі яких можна оцінити загальне положення на енергоблоці. З цією метою застосовуються переважно реєструючі прилади;
- 2) контроль виклику на аналогових приладах. Призначений забезпечити підвищену надійність вимірів обмеженої групи технологічних параметрів. Цей вид контролю охоплює переважно оперативні технологічні параметри;
- 3) контроль за дзвінком на цифрових приладах. Розширює можливості

контролю, забезпечує інформацію про будь-який підключений до входу НВК або обчислений параметр;

4) контроль за дзвінком на електронних дисплеях. Забезпечує наочність, дозволяючи представляти оператору для огляду групу взаємопов'язаних параметрів;

5) графічна реєстрація на аналогових приладах. Застосовується для важливих точок контролю та групи параметрів множинного контролю з метою представлення оператору передісторії, поточних значень та напряму зміни параметрів;

6) цифрова реєстрація на виклик. Забезпечує можливість друку на принтерах друку будь-якого обчисленого параметра або підключеного до входу НВК;

7) попереджувальна світлова або звукова сигналізація технологічних параметрів, що вийшли за межі встановлених значень;

8) сигналізація станів обладнання (становище засувки, шибери та ін, станів агрегатів та електродвигунів, режимів роботи регуляторів тощо). Здійснюється на елементах мнемосхеми об'єкта, що розташовується на оперативному контурі БЩУ.

Реєстрація аварійних ситуацій служить для фіксації подій та параметрів у аварійних режимах роботи теплоенергетичного обладнання. Фіксація аварійного режиму починається відразу після надходження сигналу, що класифікується як ознака аварії.

Система реєстрації аварійних ситуацій забезпечує реєстрацію послідовності та часу спрацювання технологічних захистів, положення всіх контрольованих двопозиційних органів на момент аварії, послідовності та моментів перемикання двох позиційних органів, положень найважливіших регулюючих органів, значень технологічних параметрів.

Одним із завдань автоматичних систем управління є автоматичний розрахунок ТЕП. До обчислюваних ТЕП відносяться: показники парогенератора і турбіни, обсяги електричних і теплових власних потреб,

аналіз паливного використання та інші показники в обсязі існуючої технічної звітності. Всі розрахунки ТЕП проводяться одночасно з ходом технологічного процесу на основі даних, що отримуються за різні інтервали часу безпосередньо з об'єкта або накопичуються пам'яттю НВК в результаті обробки інформації. З метою придушення динамічних завад значення оперативного інтервалу розрахунку встановлюється рівним 15 хвилин. Для аналізу якості роботи вахтового персоналу передбачено змінний (за 8 год.) інтервал розрахунку ТЕП. Для аналізу роботи всього енергоблоку та складання звітності передбачається місячний інтервал розрахунку ТЕП. При цьому забезпечується контроль достовірності найважливіших каналів вимірювання, що здійснюється шляхом порівняння з показаннями дублюючих датчиків, зі подібними параметрами або зі значеннями параметрів, отриманих на основі непрямих обчислень. НВК на основі даних теплотехнічних випробувань, розрахунків та іншої заздалегідь відомої інформації обчислює також нормативні значення ТЕП, які визначаються як функція зовнішніх, не залежать від експлуатації факторів.

Функція корекції налаштувань регуляторів виконує автоматичне підстроювання регуляторів при змінах режимних умов роботи енергоблока (зміни виду палива, навантаження, складу працюючого обладнання та його характеристик). У систему налаштування АСР повинні входити такі пристрої: автоматичні регулятори, забезпечені пристроями для дистанційного керування налаштуваннями, автоматичні задатчики регульованих величин і джерела пробних впливів на АСР у формі ступінчастих або гармонійних сигналів. НВК повинен забезпечувати виконання трьох режимів: визначення динамічних характеристик об'єктів, оптимізації АСР (розрахунок налаштувань) та автоматичної корекції настроювальних органів регуляторів.

Оптимізація процесу горіння у топці парогенератора здійснюється шляхом підтримки ККД парогенератора на максимальному значенні в різних

режимах його роботи впливаючи на витрату повітря, що подається в топку. Реалізується за допомогою регулятора подачі повітря та системи автоматичної оптимізації, виконаної на базі НВК. Забезпечує автоматичний пошук екстремуму ККД та автоматичну корекцію оптимального надлишку повітря у топці.

Оптимізація вакууму в конденсаторі турбіни служить для визначення оптимального значення витрати циркуляційної води на турбоустановку. Застосовується для енергоблоків з індивідуальною системою постачання циркуляційної водою і оснащених пристроями зміни продуктивності циркуляційних насосів. Як оптимальний критерій використовується ККД турбоустановки нетто. Керуючими впливами є включення окремих циркуляційних насосів і зміна становища їх напрямних апаратів.

АСУ ТЕЦ є найвищою ланкою по відношенню до АСУ ТПЕ. Вона являє собою сукупність методів управління та технічних засобів автоматизації, що дозволяють здійснити найбільш ефективне оперативно-диспетчерське управління експлуатацією та управління виробничо-господарською діяльністю ТЕЦ.

Під технічними засобами автоматизації маються на увазі засоби обчислювальної техніки та зв'язку (інформаційні та керуючі обчислювальні машини), а також традиційні засоби контролю та регулювання (вимірювальні та регулюючі прилади, виконавчі механізми та ін.).

Під методами управління розуміються певні операції, дії (які здійснюються автоматично або персоналом) та заходи з управління, спрямовані на виконання основного завдання АСУ ТЕЦ: забезпечення найкращого використання матеріально-фінансових та трудових ресурсів ТЕЦ для надійного та якісного виробництва електроенергії відповідно до завдань АСУ енергосистеми. АСУ ТЕЦ покликана вирішувати складні завдання технологічного та економічного управління станцією з наявністю зв'язків з вищими (енергосистема) та нижчими (енергоблоки або групи агрегатів)

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						159
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

рівнями.

Призначення АСУ ТЕЦ:

- 1) збір, обробка, аналіз та відображення інформації, передача інформації на вищі та нижчі рівні управління, вплив на об'єкти (оперативно-диспетчерське управління);
- 2) розробка та видача рекомендацій для прийняття оптимальних рішень щодо завдань управління виробничо-технічною та господарською діяльністю (виробничо-технічне та господарське управління).

Оперативно-диспетчерське управління здійснюється за допомогою підсистем функціональної частини АСУ ТЕЦ (підсистеми планування, обліку, аналізу та прийняття рішень, впливу на об'єкт управління).

Загальностанційне автоматизоване оперативно-диспетчерське управління передбачає:

- 1) автоматичний збір та первинну обробку інформації про режим головної електричної схеми станції та про стан загальностанційного технічного обладнання;
- 2) автоматичний контроль достовірності інформації; 3) реєстрацію та попередження аварійних станів;
- 4) розрахунок та аналіз загальностанційних техніко-економічних показників ТЕЦ, з різними інтервалами часу залежно від необхідних форм звітності;
- 5) визначення енергетичних характеристик енергоблоків з метою оптимального розподілу навантажень між окремими енергоблоками;
- 6) вибір оптимальної кількості працюючих енергоблоків при зниженні навантаження електростанції з урахуванням передбачуваної тривалості простою частини обладнання та витрат електроенергії та палива на його наступний пуск;
- 7) облік виробленої, переданої в енергосистему та відпущеної споживачам електроенергії;
- 8) обмін оперативно-диспетчерською інформацією з АСУ найвищих рівнів;

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						160
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

9) виконання логічних операцій із перемикачів головної електричної схеми станції;

10) управління загальностанційними технологічними процесами та обладнанням.

Джерела економічного ефекту від впровадження АСУ технологічних процесів лежать насамперед у поліпшенні якісних показників технологічного процесу та підвищенні надійності функціонування технологічного обладнання.

Виробничо-технічне та господарське управління ТЕЦ здійснюється за допомогою наступних підсистем функціональної частини АСУ:

- а) обслуговування основного та допоміжного обладнання;
- б) обслуговування автоматизованих систем керування;
- в) економічного управління.

Підсистема обслуговування основного та допоміжного теплового обладнання встановлює строки планово-попереджувальних та капітальних ремонтів. Оптимальні терміни планово-попереджувальних ремонтів (очищення теплообмінних апаратів - конденсаторів, різних підігрівачів, економайзерів) визначаються зіставленням грошових витрат, наприклад, на очищення $S_{оч}$, включаючи витрати, пов'язані з простоєм обладнання, і збитки в грошовому вираженні від забруднення теплообмінників ΔS_3^{τ} . Критерієм оптимальності термінів очищення є мінімум виразу

$$Q = S_{оч} + \Delta S_3^{\tau} \quad (6.1)$$

де τ – час між очищеннями, визначається за умови

$$Q = Q_{min} \quad (6.2)$$

Для визначення термінів і доцільності капітальних ремонтів необхідно зіставити витрати на ремонт та заміну обладнання (наприклад, повітропідігрівача у зв'язку з корозією) з можливим поліпшенням економічності установки (в даному прикладі підвищенням ККД брутто

парогенератора). Критерій оптимальності капітальних ремонтів Q може бути представлений у такому вигляді

$$\Delta K_{\kappa} + \Delta S_{\kappa}^B + \Delta S_{\kappa}^H = Q_{min} \quad (6.3)$$

де ΔK_{κ} – витрати на ремонт або заміну, включаючи простої обладнання; ΔS_{κ}^B – погіршення економічності роботи обладнання у зв'язку зі зносом за час безремонтової експлуатації; ΔS_{κ}^H – збитки від зниження надійності за той же час τ .

Підсистема обслуговування автоматизованих систем керування забезпечує надійність апаратури АСУ в експлуатації. Вона здійснює збір та обробку інформації про надійність елементів самої АСУ і визначає обсяг і терміни замовлення запасних виробів на основі аналізу статистичних даних потоку відмов, що під силу лише інформаційним обчислювальним машинам. Підсистема економічного управління покликана оптимізувати господарську діяльність на електростанції, включаючи розвиток основного виробництва, оборотні кошти, трудове та виробничо-фінансове забезпечення ТЕЦ

Як критерій ефективності для проведення робіт з реконструкції основного та допоміжного обладнання має бути використано вираження економії наведених витрат

$$\Delta S_p^B - \Delta K_p = Q_{max} \quad (6.4)$$

де ΔS_p^B – очікувана економія палива внаслідок реконструкції; ΔK_p – сумарні витрати на дану реконструкцію.

Оптимізація оборотних коштів передбачає поставки найвигіднішого палива з точки зору якості та транспортних витрат за наявності можливостей вибору джерела паливостачання та економії коштів на управління запасами ТЕЦ (поповнення запчастинами та матеріалами).

Неоптимальність існуючої практики управління запасами полягає у недостатній вивченості потоку відмов, що під силу лише машинного розрахунку та аналізу. Внаслідок цього поряд із збитками, які несе станція

від простоїв обладнання через відсутність потрібних запчастин і матеріалів, мають місце втрати від тривалого зберігання дорогих вузлів у зв'язку із заморожуванням коштів та витратами на зберігання матеріальних цінностей у належних умовах. Критерієм оптимальності запасу матеріалів та придбання запасних частин служить вираз

$$\Delta S_{\text{к.р}}^{\text{в}} + \Delta S_{\text{к.р}}^{\text{в}} - \Delta S_{\text{з.м}} = Q_{\text{max}} \quad (6.5)$$

де $\Delta S_{\text{к.р}}^{\text{в}}$ та $S_{\text{к.р}}^{\text{в}}$ – відповідно економія палива та зниження збитків за рахунок підвищення надійності роботи обладнання, які можуть бути отримані внаслідок проведення капітальних ремонтів обладнання та реконструктивних робіт у задані строки; $\Delta S_{\text{з.м}}$ – затрати на матеріали та запасні частини.

6.3 Автоматизація технічного діагностування енергообладнання та умов його експлуатації

Автоматизована система технічної діагностики будь-якого енергетичного об'єкта повинна розглядатися як цілісний комплекс, на якому необхідно вирішувати питання функціонального, методичного, алгоритмічного, інформаційного, програмно – технічного та організаційного забезпечення.

Якщо як об'єкт автоматизованої системи технічної діагностики розглядати енергоблок, як основний структурний елемент ТЕС, то задачі, що вирішуються на ньому, можуть бути умовно визначені в дві основні групи, одна з яких включає завдання оперативного діагностування, спрямованого на поліпшення поточних експлуатаційних характеристик обладнання, інша група завдань включає оперативне діагностування і одночасно спрямовано визначення темпу спрацьовування та прогнозування залишкового ресурсу основних елементів енергообладнання з урахуванням фактичних характеристик конструкційних матеріалів.

До завдань оперативного діагностування (наприклад, для енергоблоку ТЕЦ) можуть бути віднесені вібродіагностика турбіни, підшипників турбіни, радіальних зазорів, герметичність трубних систем ПВД та екранів НРЧ, топкового процесу, водно-хімічного режиму енергоблоку.

До завдань другої групи відносяться діагностування ушкоджуваності основних елементів турбіни, колекторів та паропроводів парогенератора; регенеративних повітропідігрівачів; екранних поверхонь парогенератора; індивідуальний контроль міцності металу та прогнозування залишкового ресурсу основних елементів турбіни та парогенератора.

Вирішальною умовою успішної експлуатації задач діагностування є ретельне опрацювання системних питань створення автоматизованої системи технічної діагностики. До вимог, які, безумовно, мають бути представлені до систем такого роду, належать:

- Забезпечення приживання діагностичних завдань;
- забезпечення працездатності та надійного функціонування завдань, стійкості їх до впливу систематичних та випадкових помилок, а також відмов у каналах вимірювань;
- Можливість тиражування системи;
- комплексний характер вирішення діагностичних завдань у їхньому взаємозв'язку, обумовленому єдністю технологічного процесу енергоблоку;
- максимальне використання засобів обчислювальної техніки (СВТ) у прийнятті діагностичних рішень, доборі та концентрації інформації;
- можливість кількісного аналізу якості та результатів роботи діагностичної системи.

Досвід розробки та впровадження різноманітних завдань діагностичного забезпечення та управління в АСУ ТП енергоблоків вітчизняних ТЕС та АЕС, накопичений в останні десятиліття, показує, що лише невелика частина цих завдань успішно експлуатується надалі після введення в експлуатацію. Виник навіть спеціальний термін «приживаність завдань». Однією з основних

причин такого стану є недостатня опрацьованість комплексу різнохарактерних питань (науково-технічних, ергономічних, психологічних та інших), вирішення яких і визначає успішну приживаність цих завдань. Важливі критерії опрацьованості завдань на стадії їх постановки – корисність та нетривіальність.

Корисність того чи іншого алгоритму відповідно до завдань автоматизованої системи технічної діагностики має бути, перш за все, зрозуміла та визнана експлуатаційним персоналом та керівництвом станції, де здійснюється впровадження. Скептичне ставлення до можливостей алгоритму вкрай ускладнює процес розробки та впровадження та призводить, як правило, до подальшого «відмирання» завдання.

Нетривіальність має на увазі чітке обґрунтування переваг використання алгоритму та застосування автоматизованої системи технічної діагностики. Експлуатація автоматизованих систем трудомістка вимагає додаткових зусиль з обслуговування технічних засобів, а також з освоєння та використання алгоритмів. У той же час на обладнанні, що діє, емпірична діагностика ведеться і, з позиції персоналу, досить успішно. Тому для визнання того чи іншого алгоритму необхідні дві умови – очевидна корисність, а також неможливість чи складність реалізації традиційними методами без використання автоматизованої системи.

Можна вказати такі ознаки нетривіальності алгоритму та фактори, що виправдовують застосування автоматизованої системи: якісна та (або) кількісна новизна використовуваних для діагностування залежностей; складність математичних залежностей та логічних зв'язків, що реалізуються алгоритмом; велика кількість параметрів, що визначають стан об'єкта та враховуються алгоритмом діагностування; великий обсяг пам'яті для довготривалого зберігання інформації, що використовується в алгоритмах діагностування, необхідність її швидкої обробки; складність "немашинного" аналізу достовірності інформації; необхідність прогнозування тенденції

зміни у часі діагностичних показників із розрахунком імовірнісних характеристик прогнозу; необхідність вимірювання та (або) обчислення параметрів, недоступних експлуатаційному персоналу.

Працездатність та надійність функціонування автоматизованої системи технічної діагностики значною мірою визначається метрологічною коректністю постановки діагностичних завдань. Помилки у вхідній інформації призводять до того, що результат роботи алгоритму носить імовірнісний характер, причому ступінь «розмитості» результату пов'язана не лише з величинами цих помилок, а й з видом алгоритму. Виникає поняття чутливості даного алгоритму до помилок у вхідній інформації. Значення цієї характеристики особливо велике при використанні в діагностичних алгоритмах малих збільшення параметрів, що важливо для раннього виявлення дефектів.

Робота характерного алгоритму полягає у обчисленні деякої величини з подальшим порівнянням її з нормативним показником і виробленням відповідної рекомендації або постановкою діагнозу.

6.4. Принципові та структурні схеми систем автоматичного регулювання теплового навантаження

Схеми систем регулювання теплового навантаження дуже різноманітні і визначаються видом компонування електростанції (блочна або з поперечними зв'язками), виду палива, що спалюється (рідке або газообразне, вугільний пил), способу пилеприготування при спалюванні вугільного пилу, режиму роботи парогенератора).

Паропродуктивність парогенератора повинна відповідати кількості споживаного пари і показником такої відповідності є сталість тиску пари в будь-якій точці парового тракту. При цьому регулюючим впливом,

призначеним для компенсації внутрішніх та зовнішніх збурень, є витрата палива.

Зміна витрати рідкого або газоподібного палива, що поступає в топку парогенератора, здійснюється за допомогою регулюючих клапанів або поворотних заслінок.

При спалюванні вугільного пилу спосіб подачі її в топку і зміна витрат палива визначаються способом пилоприготування.

У системах пилоприготування з прямим вдуванням пилу в топку застосовуються швидкохідні, середньохідні молоткові млини та млини-вентилятори. Паливо, що надходить до млина, розмелюється, підсушується і виноситься в топку первинним повітрям. Кількість вугільного пилу, що вноситься в топку, залежить від завантаження млина паливом і витрати первинного повітря.

Системи пилоприготування із прямим вдуванням пилу в топку застосовуються порівняно рідко. Найчастіше застосовуються системи пилоприготування із проміжним бункером.

У системах пилоприготування з проміжним бункером вугільний пил зазвичай готується в тихохідних кульових барабанних млинах. Подрібнений вугільний пил підхоплюється і виноситься з млинів повітрям у циклон, де пил відокремлюється від повітря. Вугільний пил із циклону надходить у проміжний бункер, де відбувається її накопичення. З проміжного бункера вугільний пил за допомогою пилепитателів скидається в пилопроводи і, змішавшись з первинним повітрям у вигляді аерозуміші через пальники, подається в топку. У зв'язку з тим, що ємність проміжного бункера достатня для роботи парогенератора протягом кількох годин, режими роботи системи пилоприготування парогенератора не залежать один від одного. Витрата палива в топку регулюється одночасною зміною частоти обертання електродвигунів усіх пилеживителів парогенератора.

До якості роботи автоматичної системи регулювання теплового навантаження висуваються такі вимоги:

- 1) підтримка в регульовальному режимі роботи котла тиску пари перед турбіною або загальною магістраллю P з помилкою не більше двох відсотків від номінального значення $\Delta P \leq 0,02 \cdot P_{\text{ном}}$;
- 2) під час роботи котла у базовому режимі підтримка витрати пари з відхиленням трохи більше 3 % від заданого значення;
- 3) при вихідному номінальному навантаженні і ступінчастій зміні завдання по навантаженню в 10 % від номінального $I \leq 1200 (\%^2) \cdot \text{с}$, процес регулювання повинен забезпечити величину інтегральної квадратичної оцінки при роботі в базовому режимі, при роботі в регулюючому режимі $I \leq 1000 (\%^2) \cdot \text{с}$, де

$$I = \int (\Delta D_{\text{п.п}})^2 dt \quad (6.6)$$

Економічно та технологічно обґрунтованим критерієм якості роботи автоматичної системи регулювання теплового навантаження є мінімум інтегрального критерію

$$I_2 = \int_0^\infty (\Delta P)_M^2 dt \Rightarrow \min \quad (6.7)$$

при аперіодичному перехідному процесі.

Постійність тиску в будь-якій точці парового тракту свідчить про баланс між кількістю генерованого і споживаного пара. Зазвичай регулювання тиску проводять у барабані парогенератора або перед споживачем.

Регулювання тиску пари в барабані парогенератора краще, ніж перед споживачем з точки зору придушення внутрішніх збурень. Це пов'язано з тим, що по відношенню до внутрішніх збурень імпульс тиску пари в барабані парогенератора має меншу інерційність, ніж імпульс тиску пари перед споживачем. Схема регулювання теплового навантаження парогенераторів працюючих на загальну парову магістраль з регулюванням тиску пари в

барабанах наведена на рис. 6.3. У цій схемі для кожного парогенератора K_1 і K_2 імпульс по тиску з датчика 1 надходить на регулюючий пристрій 2. Регулюючий пристрій впливає на виконавчий механізм 3, який за допомогою регулюючого органу 4 змінює витрату палива в топку. Як регулятор у цій схемі може бути застосований регулятор, що реалізує ПІ-закон регулювання. Як показує практика, застосування ПІ-закону регулювання дає задовільні результати. При внутрішніх збуреннях регулятор теплового навантаження швидко приводить у відповідність виділяється в топці і споживане тепло, забезпечуючи високу стабільність підтримки навантаження паралельно працюючими парогенераторами. При цьому внутрішні обурення, що виникли в одному парогенераторів, практично не пройдуть до інших парогенераторів.

За всіх своїх переваг (простота і швидке усунення внутрішніх обурень) аналізована схема регулювання має серйозні недоліки. Так, при зовнішніх збуреннях можливий перерозподіл навантаження між паралельно працюючими парогенераторами. Це з тим, що розподіл навантажень між парогенераторами залежить від величини опору парового тракту між точкою відбору пари споживачем і барабаном кожного парогенератора. До недоліків слід віднести і те, що тиск пари регулюється в барабанах парогенераторів, а не споживача. Тому наведена схема регулювання теплового навантаження застосовується дуже рідко.

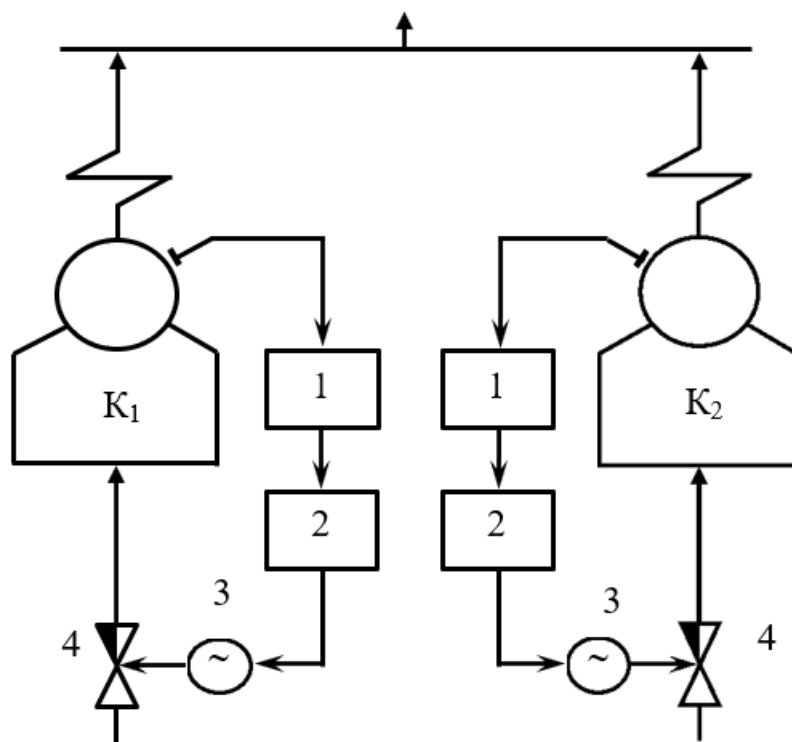


Рис. 6.3. Схема регулювання навантаження парогенераторів із регуляторами тиску в барабанах

Схема регулювання теплового навантаження, позбавлена зазначених недоліків, представлена на рис. 6.4. У цій схемі сигнал тиску в загальній магістралі або у споживача надходить з датчика тиску 5 на вхід коригувального регулятора 6, формує впливу на локальні регулятори теплового навантаження. При виникненні зовнішнього обурення всі регулятори теплового навантаження одночасно беруть участь у стабілізації тиску пари в загальній магістралі або у споживача на заданому значенні. За допомогою коригувального регулятора (його іноді називають головним регулятором) можна встановити необхідний відносний розподіл навантаження між паралельно працюючими парогенераторами. Як коригуючий регулятор зазвичай застосовують регулятор, що формує ПІ-закон регулювання.

The diagram illustrates a steam supply system with two boilers, K_1 and K_2 , connected to a common header. Each boiler has a parallel pump arrangement consisting of two pumps (labeled 1 and 2) and a common return line (labeled 3) with a valve (labeled 4). A central section, labeled 'До інших парогенераторів' (To other steam generators), shows a connection to a common header with a valve (labeled 5) and a pump (labeled 6). The system is designed for redundancy and flexible operation.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						171
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

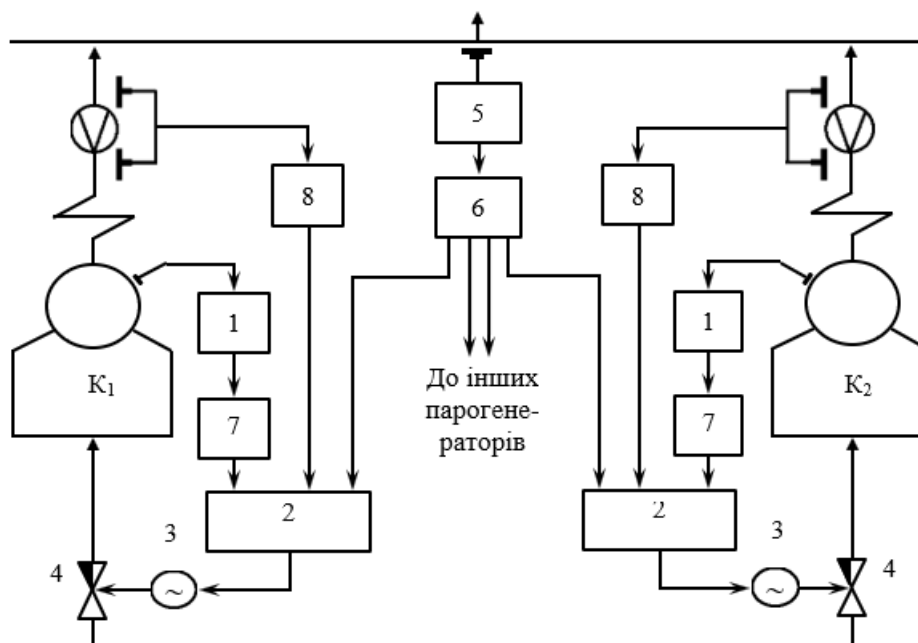


Рис. 6.5. Застосування імпульсу теплосприйняття у схемі регулятора теплового навантаження

6.5 Автоматичне регулювання температури перегрітої пари

Основним завданням автоматичної системи управління температурою перегрітої пари є підтримка заданого температурного режиму в паровому тракті парогенератора. Це завдання викликане необхідністю забезпечення надійну та економічну роботу парогенератора та турбіни. Температура пари в паровому тракті парогенератора повинна підтримуватися на номінальному значенні при допустимих незначних відхиленнях. Підвищення температури перегрітої пари, як відомо, підвищує економічність роботи паросилової установки, але веде до зниження надійності роботи парогенератора і турбіни. Перевищення розрахункової температури металу труб пароперегрівача може спричинити аварію. Надійність роботи турбіни безпосередньо залежить від величини і характеру зміни температури перегрітої пари. Підвищення температури перегрітої пари викликає температурні розширення окремих частин турбіни, і такі розширення можуть стати небезпечними. При значному

зниженні температури перегрітої пари перед турбіною може статися неприпустиме підвищення вологості пари в останніх щаблях розширення турбіни. Неприпустимим є також різке і значне зміна температури перегрітої пари перед турбіною через обмеженість граничних зазорів між її частинами. Таким чином, системи автоматичного регулювання температури перегрітої пари повинні підтримувати задане значення температури перегрітої пари як у тракті пароперегрівача, так і на його виході.

До АСУ температури перегріву первинної пари пред'являються такі вимоги:

- 1) підтримання в стаціонарному режимі роботи величини відхилення температури первинної пари $\Delta t_{\text{пп}}$ від номінальної температури $t_{\text{пп}}^{\text{ном}}$ – не більше $\pm 1 \%$;
- 2) при ступінчастій зміні навантаження на 10% від вихідної номінальної, максимальне відхилення $\Delta t_{\text{пп}} \leq \pm 8 \text{ } ^\circ\text{C}$;
- 3) при ступінчастій зміні навантаження на 10% величина інтегрального квадратичного критерію не повинна перевищувати $5000 \text{ } (^{\circ}\text{C})^2 \cdot \text{с}$.

Теоретичні дослідження показують, що для підвищення терміну служби металу пароперегрівача необхідно, щоб налаштування автоматичних регуляторів температури пари забезпечувала в перехідних процесах мінімум квадратичного інтеграла відхилення температури при аперіодичному перехідному процесі.

На температуру перегрітої пари впливає ціла низка факторів, що залежать від режиму експлуатації. Наприклад, таких як шлакування та забруднення поверхонь нагріву, зміна надлишку повітря, положення факела в топці, температури живильної води, вологості палива. До основного обурюючого впливу, що впливає на температуру перегрітої пари, слід віднести зміну навантаження парогенератора, яке, у свою чергу, супроводжується зміною витрати палива в топку.

При шлакуванні і забрудненні парогенеруючих поверхонь нагріву відбувається зменшення паропродуктивності парогенератора, збільшення температури продуктів згоряння палива і, як наслідок, підвищення температури перегріву пари. Забруднення пароперегрівача призводить до зменшення його теплосприйняття і зниження температури перегріву пари.

При зміні надлишку повітря в топці, а також при зміні вологості палива змінюється кількість продуктів згоряння, що омивають пароперегрівач. Для конвективних пароперегрівачів збільшення надлишку повітря, як і збільшення вологості палива, викликає підвищення температури перегріву пари за рахунок збільшення теплового сприйняття.

Положення факела в топці по різному і залежить від режиму роботи пальників і тонкощі помелу пилу. При більш грубому помелі пилу відбувається зміщення факела в топці вгору, що призводить до зменшення теплосприйняття парогенеруючих поверхонь, збільшення теплосприйняття поверхонь перегріву і, як наслідок, збільшення перегріву пари.

При зниженні температури живильної води та постійному витраті палива продуктивність парогенератора падає, а температура перегрітої пари збільшується.

Зі зміною навантаження парогенератора змінюється теплосприйняття конвективних і радіаційних поверхонь пароперегрівача. При збільшенні навантаження питоме теплосприйняття конвективних поверхонь нагріву збільшується, а радіаційних зменшується. Таким чином, при збільшенні навантаження ступінь перегріву пари в конвективних пакетах пароперегрівача збільшується, а в радіаційних - зменшується. При проектуванні парогенератора прагнуть підібрати таке співвідношення між конвективними і радіаційними поверхнями нагріву, при якому перерозподіл теплосприйняття між цими поверхнями компенсувало б один одного при зміні навантаження. У реальних умовах експлуатації парогенераторів немає сталості температури перегрітої пари навіть при незмінному навантаженні.

Відхилення температури перегрітої пари викликані цілою низкою факторів, основні з яких були розглянуті вище. Наявність цих факторів призводить до необхідності вибору таких поверхонь нагрівання пароперегрівача, при яких температура перегрітої пари буде дорівнює заданій при дії найпотужніших збурень, спрямованих у бік її зниження. Тоді, при дії менш потужних збурень, або при дії збурень, спрямованих у бік підвищення температури перегрітої пари, температура перегрітої пари буде вищою за задану. Отриманий при цьому надлишок перегріву знімається відповідним способом за допомогою автоматичного регулятора, забезпечуючи задану температуру перегрітої пари.

Для зняття надлишок перегріву застосовують три можливі способи впливу на температуру перегрітої пари: змішування, поверхневе охолодження та вплив на теплосприйняття. При змішуванні в потік перегрітої пари впорскується вода або пара з меншим тепловмістом. При поверхневому охолодженні перегріта пара проходить через спеціальний теплообмінник, де за рахунок конвективного теплообміну віддає частину тепла живильній воді. При дії на теплосприйняття змінюється температура або витрата димових газів, що омивають поверхню нагрівання пароперегрівача.

Розглянемо деякі з можливих технологічних схем реалізації способів впливу на температуру перегрітої пари.

При змішуванні як способі впливу на температуру перегрітої пари в потік пари може впорскуватися живильна вода, «власний конденсат», конденсат турбіни або пара з більш низьким тепловмістом. Так званий «власний конденсат» отримують з насиченої пари шляхом відбору з барабана парогенератора. Упорскування пари зазвичай застосовують для регулювання температури вторинного перегріву пари. При регулюванні температури первинної пари, як правило, використовується впорскування води за допомогою регулюючого клапана впорскування і пароохолоджувача, що

впорскує. При здійсненні впорскування пароохолоджувач практично без інерції і запізнення впливає на температуру перегрітої пари на виході пароохолоджувача. Для потужних парогенераторів, що мають розвинений пароперегрівач впорскують пароохолоджувачі встановлюються в розсічення пакетів пароперегрівача з метою підвищення якості регулювання та захисту наступних після пароохолоджувача пакетів від неприпустимого підвищення температури. Упорскування живильною водою роблять при малому її солевмісті. В іншому випадку здійснюють упорскування конденсату турбін або «власний конденсат». Для створення необхідного напору при впорскуванні конденсату турбін застосовують плунжерні насоси. При регулюванні температури вторинної пари впорскування води здійснюється лише у разі аварійного підвищення температури пари.

На рис. 6.6 представлена схема упорскування в потік перегрітої пари живильної води.

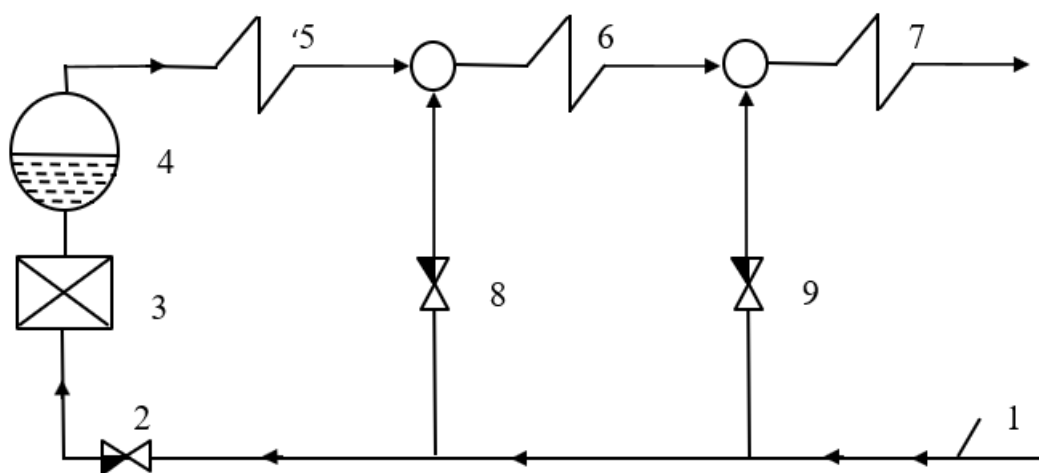


Рис. 6.6. Схема впливу на температуру перегрітої пари упорскуванням живильної води

Живильна вода з магістралі 1 надходить на вхід регулюючих клапанів упорскування 8 і 9, а також через регулюючий живильний клапан 2 в

економайзер 3 і потім в барабан парогенератора 4. Насичений пар з барабана надходить в пароперегрівач, що складається з пакетів 5, 6 та 7, де перегрівається. У розсічення пакетів 5 і 6 і 7 пароперегрівача встановлені впорскують пароохолоджувачі. За рахунок перепаду тиску на регулюючих клапанах упорскування живильна вода самопливом впорскується за допомогою пароохолоджувачів у пару, тим самим знижуючи його температуру. При зміні положення регулюючих клапанів упорскування змінюється і витрата живильної води на упорскування, що дає можливість змінювати температуру перегрітої пари як у бік її зниження, так і в бік її підвищення. Загальна величина упорскування під час роботи парогенератора в нормальному режимі може досягати 5% його номінальної продуктивності. Застосування впорскування води призводить до деякого зниження ККД паросилової установки, так як розширення пари, що утворився з впорскується води відбувається в турбіні лише в циліндрах середнього і низького тиску. Потужність циліндра високого тиску при цьому недовикористовується. Величина зниження ККД паросилової установки при цьому складає приблизно 0,1% на кожен відсоток води, що впорскується.

Розглянемо тепер схему (рис. 6.7), що відображає технологію отримання «власного» конденсату і його впорскування в перегріту пару.

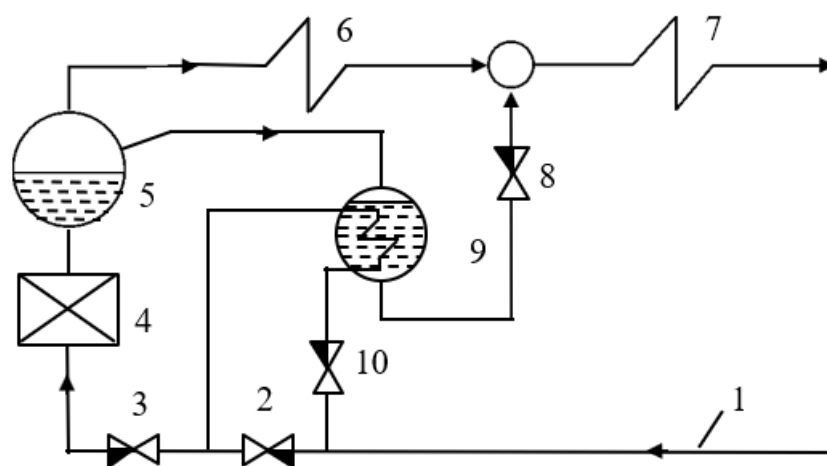


Рис. 6.7. Схема впливу на температуру перегрітої пари упорскуванням «власного» конденсату»

На наведеній схемі живильна вода з магістралі 1 надходить на регулюючий клапан 10, підпірний клапан 2, регулюючий живильний клапан 3, економайзер 4 і, нарешті, надходить у барабан парогенератора. Насичена пара з барабана послідовно проходить пакет пароперегрівача 6, впорскує пароохолоджувач, пакет пароперегрівача 7 і вже перегрітим йде на вихід з парогенератора до турбіни або в загальну парову магістраль. Насичена пара надходить також в конденсатор 9, де охолоджуючись, конденсується, утворюючи так званий «власний» конденсат. Охолодження насиченої пари в конденсаторі здійснюється живильною водою, витрата якої через трубки конденсатора залежить від положення регулюючого клапана 10. Необхідний напір живильної води, що проходить через конденсатор, створюється підпірним клапаном 2. За рахунок перепаду між тиском насиченої пари в барабані парогенератора і тиск упорскування конденсат, що утворився в конденсаторі, за допомогою пароохладителя впорскується в перегріту пару. Витрата впорскуваного конденсату залежить від положення регулюючого клапана впорскування 8 і є регулюючим впливом на температуру перегрітої пари.

Вплив на температуру перегрітої пари вприскуванням власного конденсату має переваги та недоліки. До переваг слід віднести деяку здатність до саморегулювання температури перегрітої пари при зміні навантаження. При зміні навантаження парогенератора змінюється і перепад тиску пари на ділянці барабан-пароохолоджувач. Отже, змінюється і витрата конденсату на упорскування. До недоліків розглянутого способу впливу на температуру перегрітої пари можна віднести складність конструкції та складність експлуатації комплексу пристроїв з вироблення «власного» конденсату.

Вплив на температуру перегрітої пари шляхом додавання в перегріту пару з меншим тепловмістом зазвичай застосовується при регулюванні

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						178
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

температури пари проміжного перегріву. Як правило, цей спосіб реалізується шляхом байпасування частини пари через байпас, що не обігрівається, обходить поверхні нагрівання пароперігрівача. На рис. 6.8 наведено схему такого байпасування пари.

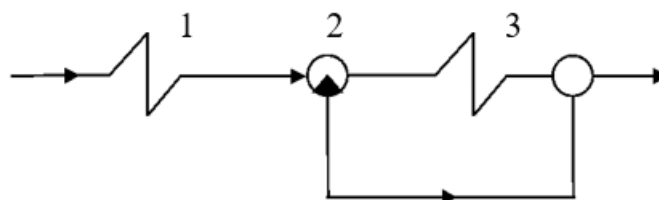


Рис. 6.8. Схема впливу на температуру перегрітої пари шляхом байпасування

У розсічення пакетів пароперегрівача 1 і 3 встановлений двоходовий регулюючий клапан 2, за допомогою якого можна змінювати кількість пари проходить через необігріваний байпас. Змішування пара відбувається на виході пакета пароперегрівача 3.

Поверхневі пароохолоджувачі являють собою теплообмінники, в яких частина тепла перегрітої пари передається іншому охолоджувальному середовищу, наприклад живильній воді. При цьому відбувається поверхневе охолодження перегрітої пари зазначеним середовищем без їх змішування. Одна з можливих схем реалізації впливу на температуру перегрітої пари поверхневим охолодженням живильною водою представлена на рис. 6.9.

З магістралі живильної води 1 живильна вода надходить на двоходовий регулюючий клапан 2, від якого частина живильної води проходить через теплообмінник - поверхневий пароохолоджувач 3. У пароохолоджувачі надлишок тепла перегрітої пари передається живильній воді. Температура перегрітої пари на виході пароохолоджувача залежить від витрати живильної води на пароохолоджувач, що регулюється положенням двоходового регулюючого клапана.

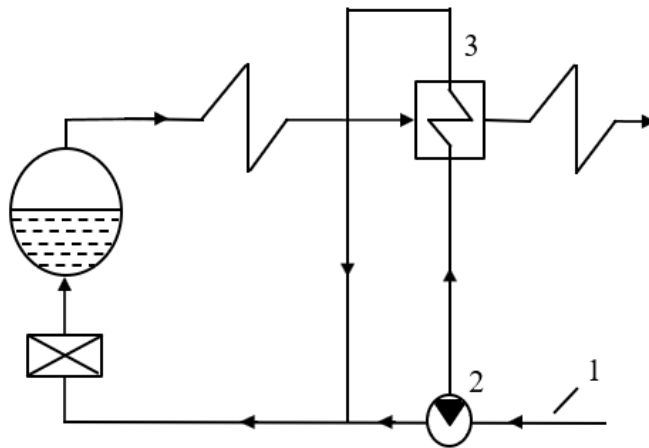


Рис. 6.9. Схема впливу на температуру перегрітої пари поверхневим охолодженням

Охолодження перегрітої пари живильною водою в поверхневих пароохолоджувачах в даний час має обмежене застосування у зв'язку з властивими цьому способу впливу на температуру перегрітої пари недоліками. Поверхневий пароохолоджувач конструктивно складний і складний в експлуатації. У динамічному відношенні поверхневий пароохолоджувач має велику інерційність.

Для на температуру пари вторинного перегріву широке застосування отримали паропарові теплообмінники. При цьому вплив на температуру вторинної пари здійснюють зміною витрати первинної пари, що проходить через теплообмінник (рис. 6.10, а), або зміною витрати води на упорскування в первинну пару перед теплообмінником (рис. 6.10, б).

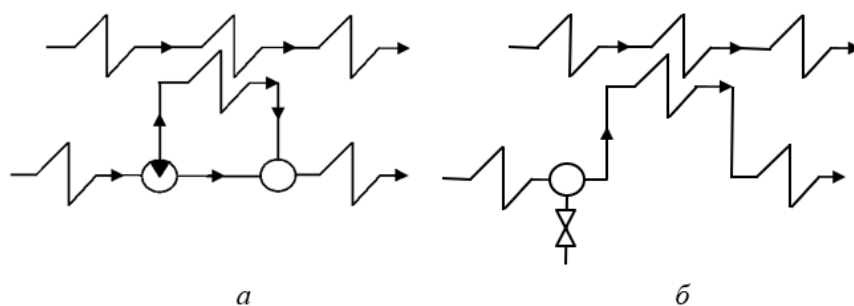


Рис. 6.10. Схеми впливу на температуру перегріву паро-паровими теплообмінниками

Вплив на теплосприйняття як спосіб зміни температури перегрітої пари має цілий ряд варіантів: розподіл димових газів по газоходах, рециркуляція димових газів, зміна положення факела в топці.

При розподілі димових газів частина димових газів спрямовується в додаткові газоходи, в яких можуть розташовуватися або відсутні пакети пароперегрівача. Витрата димових газів через газоходи змінюють поворотом регулюючих заслінок. На рис. 6.11 показані два можливі варіанти розташування пакетів пароперегрівача в газоходах парогенератора.

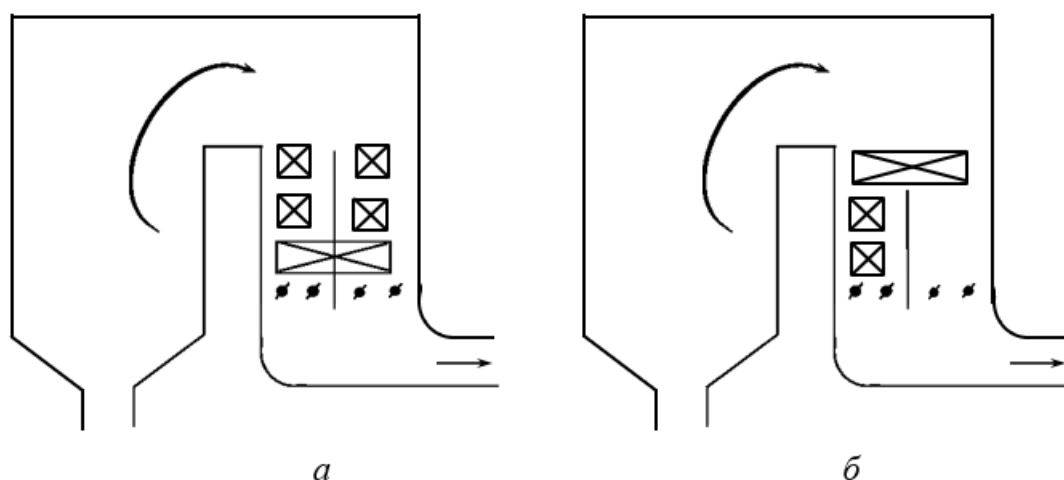


Рис. 6.11. Схеми впливу на температуру перегрітої пари шляхом розподілу димових газів газоходами

На рис. 6.12 представлений ще один спосіб впливу на теплосприйняття поверхонь нагріву пароперегрівача шляхом рециркуляції частини відходять димових газів в топку. Повертаються назад у топку димові гази відбираються з конвективної частини шахти парогенератора після економайзера і подаються в топку за допомогою димососа рециркуляції. Продуктивність димососа рециркуляції залежить від становища його напрямного апарату.

Рециркульовані димові гази можуть вводитися як нижче (рис. 6.12 а), так і вище (рис. 6.12 б) пальників. При нижньому введенні димових газів ефективність на теплосприйняття вище, ніж у другому варіанті, але за

введенні димових газів вище пальників відбувається менше шлакування конвективних поверхонь нагрівання.

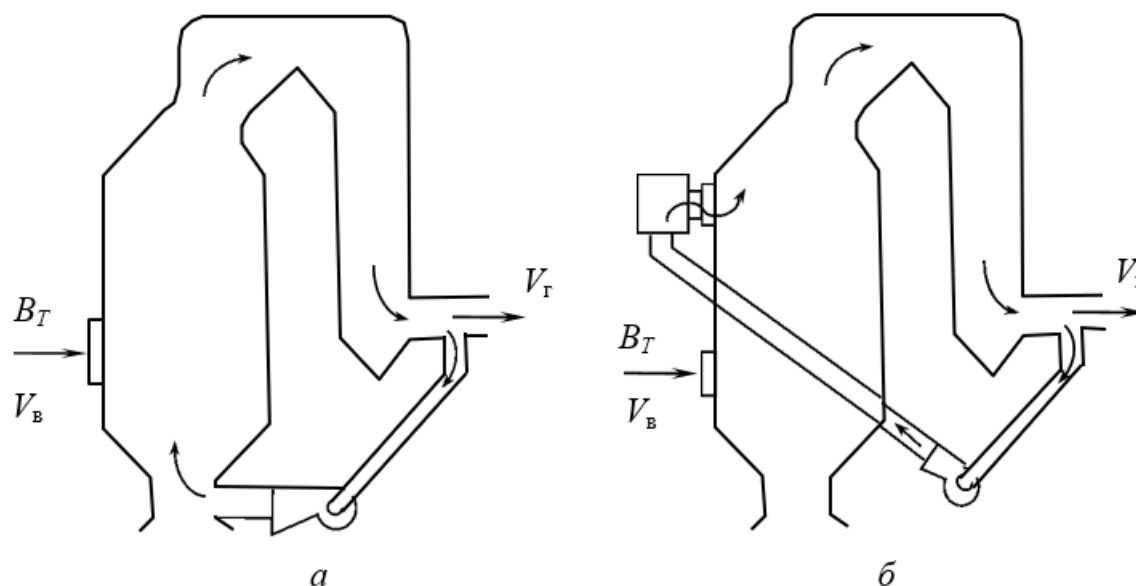


Рис. 6.12. Схеми впливу на температуру перегріву пари шляхом рециркуляції димових газів

Рециркуляція димових газів як спосіб впливу на температуру перегрітої пари має ряд недоліків: знижується економічність роботи парогенератора, тому що зростають втрати тепла з газами, що йдуть, і витрати на власні потреби за рахунок збільшення витрати електроенергії; збільшується складність конструкції та складність експлуатації парогенератора.

Вплив на температуру перегрітої пари за допомогою зміни положення факела в топці можливий шляхом повороту пальників (рис. 6.13) або перемиканням пальників при їх розташуванні в кілька рядів.

При повороті пальників діапазон впливу на температуру перегрітої пари визначається ступенем радіаційності пароперегрівача.

Поворот пальників призводить до порушення настроєного режиму роботи топки і, як наслідок, до зниження економічності роботи парогенератора.

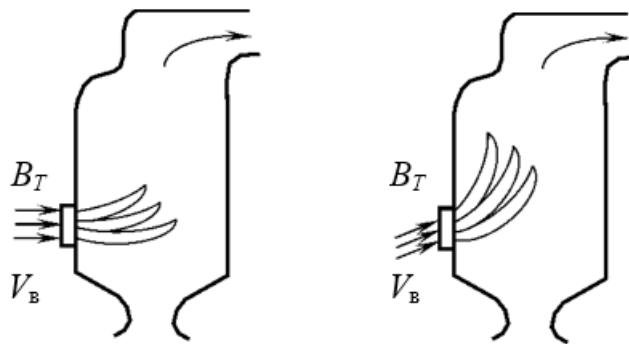


Рис. 6.13. Положення факела в топці при різних кутах нахилу пальників

Системи автоматичного регулювання температури перегрітої пари

Як система автоматичного регулювання температури перегрітої пари розглянемо одноконтурну систему важлива схема, якої представлена на рис. 6.14. У цій схемі два пакети пароперегрівача: 2 регульований і предвключений 1. Завдання системи автоматичного регулювання полягає в стабілізації на заданому значенні температури перегрітої пари на виході регульованого пакета. Регулюючим впливом при цьому є впорскування живильної води в пару за допомогою парохолоджувача, що впорскує. На регульований пакет пароперегрівача діє ряд обурень: зміна температури перегрітої пари на виході попередньо включеного пакета пароперегрівача f_t , зміна обігріву газами f_Q , зміна витрати пари f_D . На регульований пакет пароперегрівача діє також обурення f_W , що йде каналом регулюючого впливу у зв'язку з нестабільністю витрати живильної води на впорскування.

Принцип роботи системи автоматичного регулювання полягає в наступному. Поточне значення температури перегрітої пари на виході регульованого пакета пароперегрівача $t_{п.п}$, вимірюється за допомогою термопари і порівнюється з поточним значенням сигналу $s(t)$, формуючи помилку регулювання на вході регулюючого пристрою регулятора температури. Регулюючий пристрій приводить в дію виконавчий механізм, що переміщає регулюючий орган (клапан упорскування). При переміщенні

регулюючого органу змінюється витрата живильної води на упорскування, впливаючи на температуру перегрітої пари на виході регульованого пакета пароперегрівача і тим самим приводячи її до заданого значення.

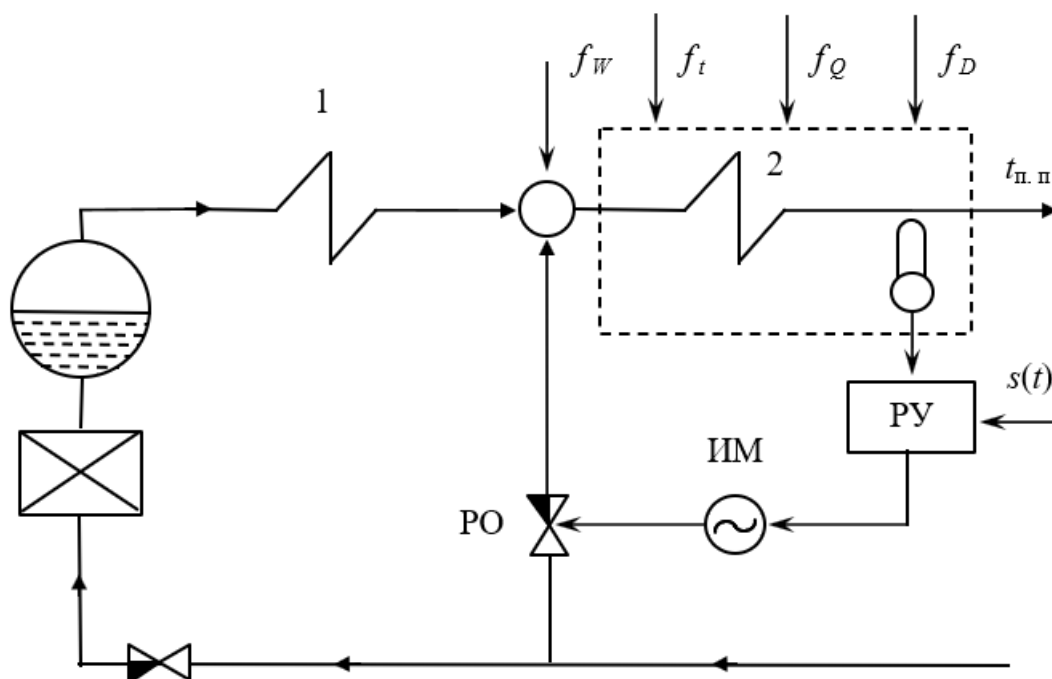


Рис. 6.14. Принципова схема одноконтурної АСУ температури перегрітої пари

Структурна схема одноконтурної системи автоматичного регулювання температури перегрітої пари наведена на рис. 6.15. На схемі прийняті такі позначення: $W_{ру}$ - передавальна функція регулюючого пристрою регулятора температури W_P ; $W_{ВМ}$ - передавальна функція виконавчого механізму регулятора температури W_P ; $W_{РО}$ - передавальна функція регулюючого клапана упорскування; $W_{ПО}$ - передавальна функція пароохолоджувача; W_t - передаточна функція регульованого пакета пароперегрівача каналом «температура пари на вході в пакет – температура пари на виході з пакета»; W_D - передатна функція регульованого пакета пароперегрівача каналом «витрата пари через пакет – температура пари на виході з пакета»; W_Q –

При дії на регульований пакет пароперегрівача обурення, що йде каналом регулюючого впливу f_w , або обурення, що йде з боку передвключеного пакета f_v , одноконтурна система регулювання виявляється малоефективною, тому що в перехідних режимах при значній величині збурень можуть виникати неприпустимо великі відхилення температури перегрітої пари. Низька якість роботи одноконтурної системи регулювання можна пояснити значною інерційністю регульованого пакета пароперегрівача.

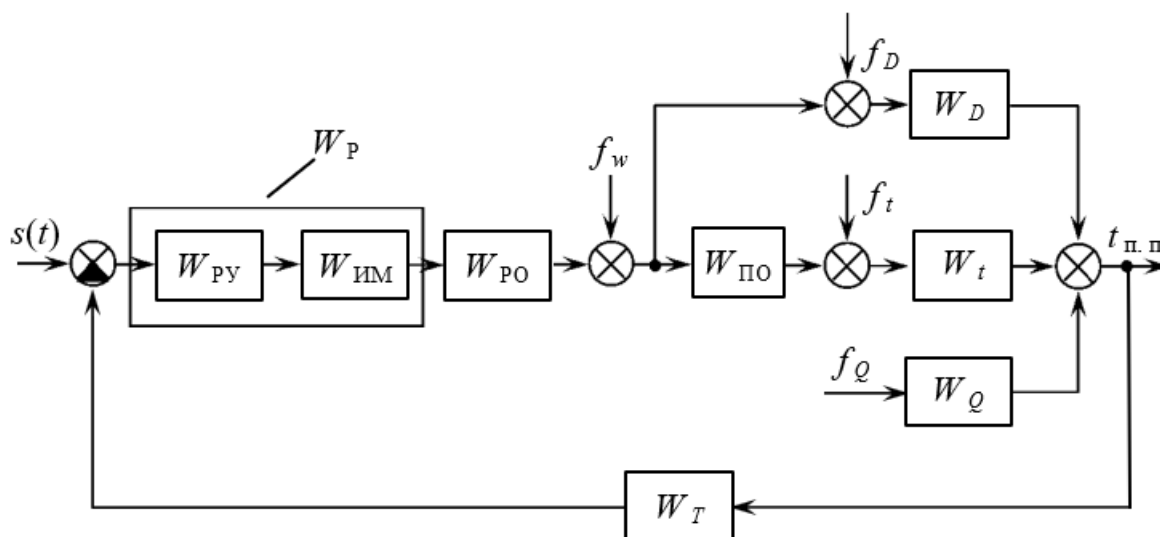


Рис. 6.15. Структурна схема одноконтурної АСУ температури перегрітої пари

У типовій схемі АСР температури перегрітої пари недолік одноконтурної системи регулювання усувається за допомогою введення в систему додаткового інформаційного каналу, що реагує на обурення f_w і f_t з малою інерційністю та малим запізненням. Типова система регулювання є каскадною з введенням виробленої від проміжної регульованої величини.

У наведеній схемі температура перегрітої пари безпосередньо за пароохолоджувачем вимірюється за допомогою додаткової термопари, сигнал від якої надходить на диференціатор, а від диференціатора - на регулюючий пристрій регулятора температури. У статиці сигнал від диференціатора дорівнює нулю і регулятор підтримує температуру на виході регульованого пакета пароперегрівача на заданому значенні. При дії обурень f_w і f_t інформація про них практично без інерції і без запізнення надходить на вхід регулятора температури. Регулятор набирає чинності, змінюючи величину впорскування і нейтралізуючи обурення таким чином, що ефект їх дії на виході пароперегрівача буде незначним.

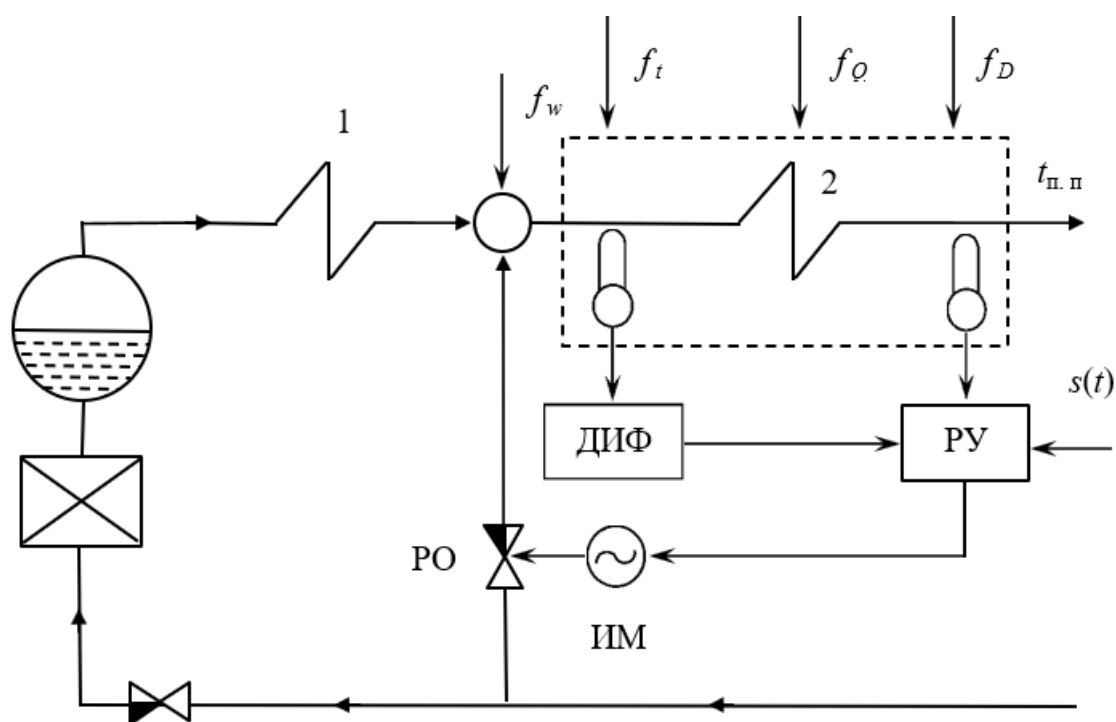


Рис. 6.16. Принципова схема каскадної АСР температури перегрітої пари

Каскадна система регулювання є двоконтурною. За допомогою додаткового інформаційного каналу в каскадній системі утворюється внутрішній малоінерційний контур, який у порівнянні із зовнішнім інерційним контуром має високу швидкодію, при якому перехідні процеси у внутрішньому контурі закінчуються швидше, ніж вони можуть проникнути на вихід зовнішнього контуру. Цим пояснюється висока ефективність придушення каскадною системою збурень f_w і f_t . Перед зовнішнього контуру залишається нейтралізація обурень обігрівом і зміною витрати пари. Структурна схема каскадної системи автоматичного регулювання температури перегрітої пари наведена на рис. 6.17.

На відміну від структурної схеми одноконтурної АСР температури структурну схему каскадної системи регулювання доповнено ще одним датчиком температури з передатною функцією W_{T2} і диференціатором з передатною функцією $W_{\text{Диф}}$.

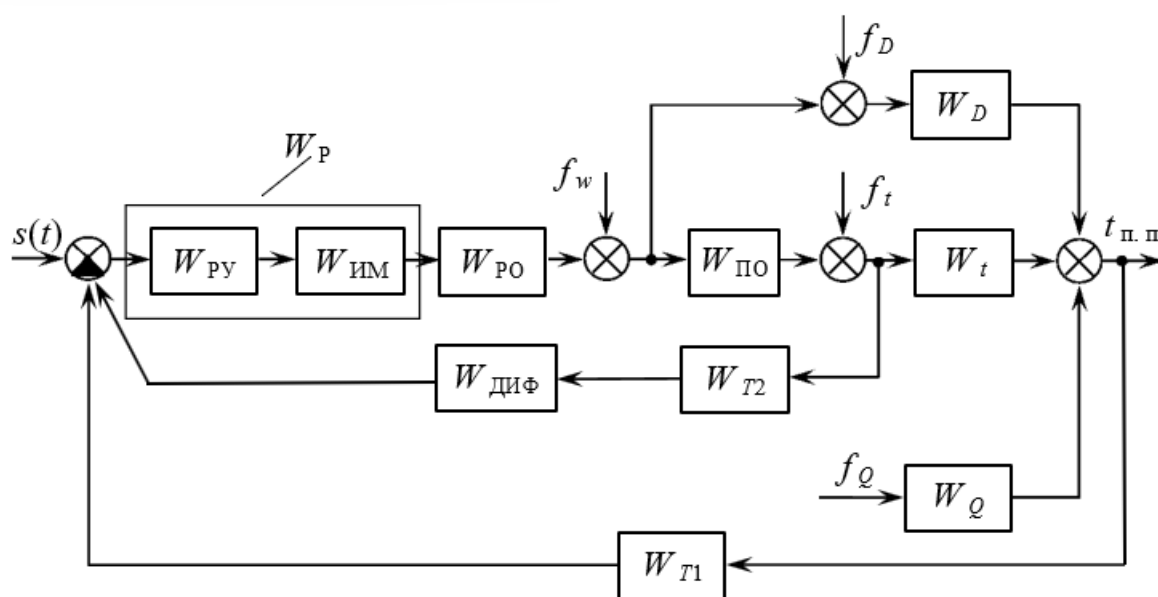


Рис. 6.17. Структурна схема каскадної АСУ температури перегрітої пари

6.6 Регулювання витрати повітря

Регулювання витрати повітря може бути загальним (на парогенератор), груповим (на групу пальників) або пальниковим (на кожну горілку). Як уже зазначалося раніше, пряме регулювання витрати повітря за результатами газового аналізу не знайшло практичного застосування через значну інерційність і запізнення промислових датчиків газоаналізаторів. У зв'язку з цим застосовують поєднання прямих і непрямих методів оцінки якості процесу горіння. У перехідних режимах оптимальність процесу горіння забезпечують за допомогою непрямих методів, а в режимі, що встановився, оптимальний коефіцієнт надлишку повітря коригується за допомогою імпульсу за вмістом вільного кисню в газах, що йдуть.

До якості роботи АСР витрати загального повітря висуваються такі вимоги:

- 1) При збуренні системи на 10% від вихідного номінального навантаження котла, максимальне відхилення вмісту O_2 у димових газах від $\alpha_{зад}$ не повинно перевищувати для газомазутних котлів з малими $\Delta\alpha_T$ - 0,3 % O_2 , для пиловугільних – 1,0 % O_2 ;
- 2) у стаціонарному нормальному режимі максимальне відхилення вмісту $[O_2]$ не повинно перевищувати $\pm 0,2$ % для газомазутних котлів, $\pm 0,5$ % для пиловугільних котлів;
- 3) при вихідному номінальному навантаженні і збуренні 10% з постійним часом киснедоміру $T \leq 1,5$ хв АСУ повинна забезпечити величину інтегральної квадратичної оцінки якості перехідного процесу для газомазутних котлів – $\leq 10(\%O_2)^2 \cdot c$, для пиловугільних котлів – $\leq 200(\%O_2)^2 \cdot c$.

Вибір схеми АСР витрати загального повітря визначається застосовуваною схемою АСР теплового навантаження, видом палива, що спалюється, режимом роботи парогенератора і його конструктивними характеристиками, способом непрямої оцінки якості процесу горіння. Найбільш простою схемою є схема АСР витрати загального повітря при спалюванні рідкого або газоподібного палива. Оскільки витрати палива та повітря можуть бути виміряні досить точно, то стає можливим пряме регулювання співвідношення між витратою палива та витратою повітря. Схема системи регулювання, у якій витрата повітря пропорційна витраті палива (схема «паливо-повітря»), наведено на рис. 6.18.

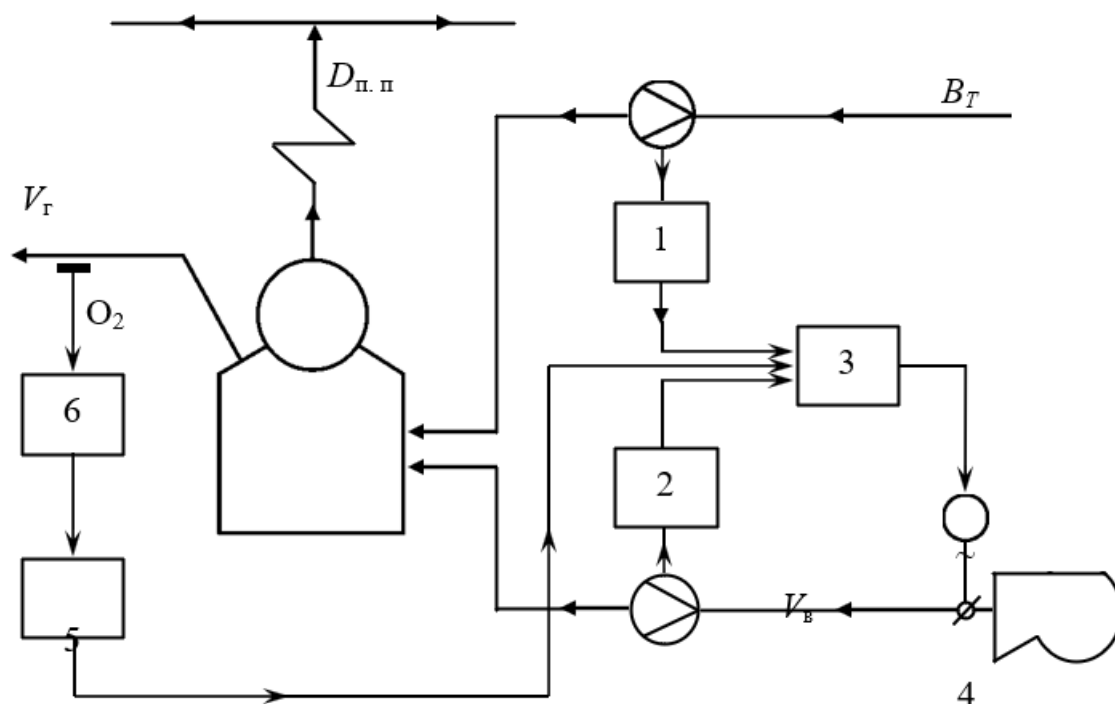


Рис. 6.18. Схема регулювання економічності за співвідношенням «паливо-повітря»

У цій схемі сигнали з датчика витрати палива 1 і датчика витрати повітря 2 подаються на регулюючий пристрій 3 регулятора повітря. Регулюючий пристрій управляє виконавчим механізмом, що змінює положення напрямного апарату дутевого вентилятора 4, і тим самим змінює витрату

повітря в топку відповідно до витрати палива. Витрата повітря може бути виміряний різними способами, наприклад з використанням перепаду тиску на повітропідігрівачі або його частини, з використанням тиску на всосі і напорі дуттєвих вентиляторів (із застосуванням або без застосування мультиплікаторів).

При зміні властивостей палива схема системи регулювання економічності процесу горіння доповнюється коригуючим сигналом, що надходить на вхід регулятора повітря від коригувального регулятора 5. У свою чергу, на вхід коригуючого регулятора надходить сигнал за вмістом кисню в димових газах, що йдуть від газоаналізатора 6. Структурна схема АСР, що відповідає принциповій схемі рис. 6.18 представлено на рис. 6.19. За своєю будовою ця схема регулювання є схемою каскадної системи з коригуючим $W_{кор}$ і стабілізуючим $W_{р.с}$ із регуляторами. Як правило, ці регулятори формують ПІ-закон регулювання. Стабілізуючий регулятор (регулятор повітря) разом з об'єктом $W_{об.1}$ і негативним зворотним зв'язком утворює внутрішній малоінерційний контур.

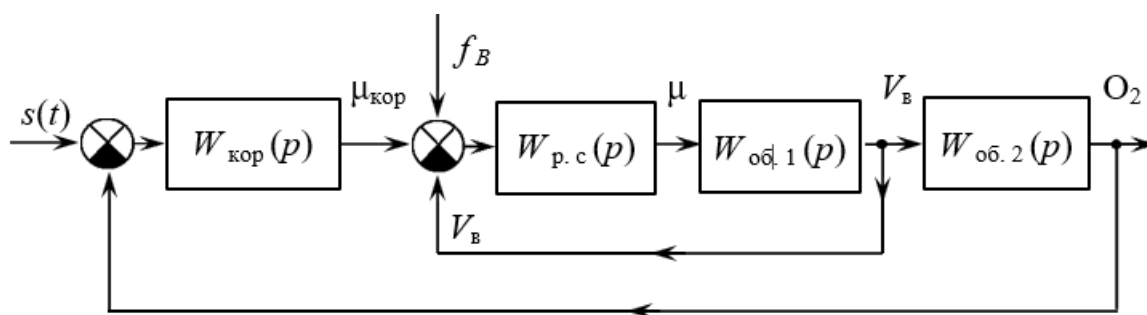


Рис. 6.19. Структурна схема АСР повітря з коригуючим регулятором за вмістом кисню

Інерційність об'єкта регулювання $W_{об.1}$ (канал передачі вхідного впливу у вигляді положення напрямного апарату дуттєвого вентилятора μ у вихідну величину – витрата повітря V_B через повітропідігрівач) мала, що забезпечує високу швидкодію та якість стабілізації витрати повітря при

відпрацюванні зовнішнього впливу f_B – сигналу щодо зміни витрати палива. Сигнал f_B разом з коригуючим сигналом $\mu_{\text{кор}}$ від регулятора $W_{\text{кор}}$ формує завдання регулятору повітря.

Під час роботи парогенератора може відбутися порушення якості топкового процесу в силу ряду причин, наприклад при зміні властивостей палива, температури і тиску повітря, роботи форсунок та інших. У цих випадках необхідно коригувати співвідношення «паливо-повітря» за вмістом O_2 у димових газах. Це завдання виконує зовнішній контур, що здійснює корекцію завдання малоінерційного контуру. Слід зазначити, що зовнішній контур має значну інерційність внаслідок інерційності об'єкта $W_{\text{об } 2}$ (канал витрата повітря – вміст вільного кисню.

та в газах, що йдуть, з урахуванням динаміки датчика газоаналізатора на O_2 і газозабірною пристроєм).

По відношенню до зовнішнього контуру внутрішній контур є практично безінерційним. Тому перехідні процеси, що виникли у внутрішньому контурі, при зміні витрати палива закінчуються швидко і не встигають вплинути на вихідну величину зовнішнього контуру.

При спалюванні пилувугільного палива, а також при спалюванні рідкого і газоподібного палива при значних змінах їх теплотворної здатності для регулювання економічності процесу горіння застосовується схема «тепло-повітря». Відомі два різновиди схеми «тепло-повітря» - з послідовним і паралельним впливом на повітря.

Схема системи регулювання економічності процесу горіння "тепло-повітря" з послідовним впливом на повітря наведена на рис. 6.20.

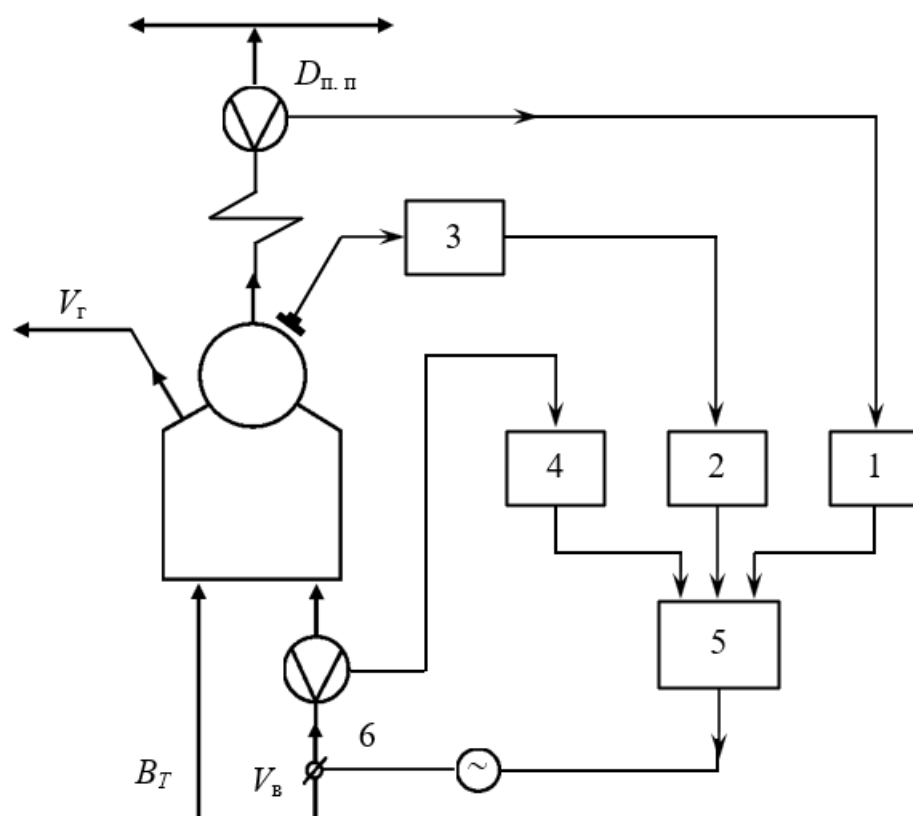


Рис. 6.20. Схема регулювання економічності за співвідношенням «тепло-повітря» з послідовним впливом на повітря

У цій схемі на відміну від схеми «паливо-повітря» замість імпульсу з витрат палива застосовується імпульс по «теплу» опосередковано характеризує витрата палива. Імпульс «теплу» формується на вході регулюючого пристрою 5 регулятора повітря у вигляді суми двох сигналів. Один сигнал надходить від датчика витрати пари 1, а другий від диференціатора 2, на вхід якого, у свою чергу, надходить імпульс від датчика тиску пари в барабані 3. Витрата повітря V_B , вимірюваний датчиком 4 з допомогою регулюючого органу 6, наводиться відповідно до імпульсу по «теплу», який є сигналом завдання для регулятора повітря.

До недоліків схеми можна віднести те, що при зовнішніх обуреннях регулювання витрати повітря відбувається тільки при зміні тепловосприйняття парогенератора. Тому при значних і частих зовнішніх

обуреннях не забезпечується економічність процесу горіння. До недоліків слід віднести і те, що при внутрішніх обуреннях при відносно швидкодіючим регуляторі теплового навантаження регулюючі органи палива та повітря переміщуються у протилежних напрямках.

Схема системи регулювання економічності процесу горіння «тепло-повітря» з паралельним впливом на повітря наведено на рис. 6.21.

Принцип роботи системи регулювання економічності процесу горіння «тепло-повітря» з паралельним впливом на повітря полягає в наступному. Регулювання теплового навантаження здійснюється за схемою «ЕКП-тепло». Імпульс по «теплу», що надходить на регулюючий пристрій 7 регулятора теплового навантаження, формується звичайним чином за допомогою датчика витрати пари 1, датчика тиску пари в барабані 3 і диференціатора 2. Коригуючий регулятор 6, отримуючи сигнал по тиску пари від датчика 5, виробляє сигнал завдання для регуляторів палива та повітря. Регулююче пристрій 8 регулятора повітря впливає за допомогою виконавчого механізму на регулюючий орган подачі повітря. Для стабілізації витрати повітря на вхід регулятора повітря як негативний зворотний зв'язок надходить імпульс з витрати повітря від датчика 4. У стаціонарному режимі роботи парогенератора імпульс від коригувального регулятора дорівнює імпульсу по «теплу» і, таким чином, витрата повітря відповідає навантаженню парогенератора. Отже, ця схема регулювання є схемою «тепло-повітря». При зовнішньому обуренні регулятори теплового навантаження та повітря, отримуючи сигнал від коригувального регулятора, одночасно вступають у роботу, змінюючи витрати палива та повітря. При внутрішньому збуренні витрата повітря не змінюється. Виникла невідповідність між витратами палива і повітря усувається регулятором теплового навантаження.

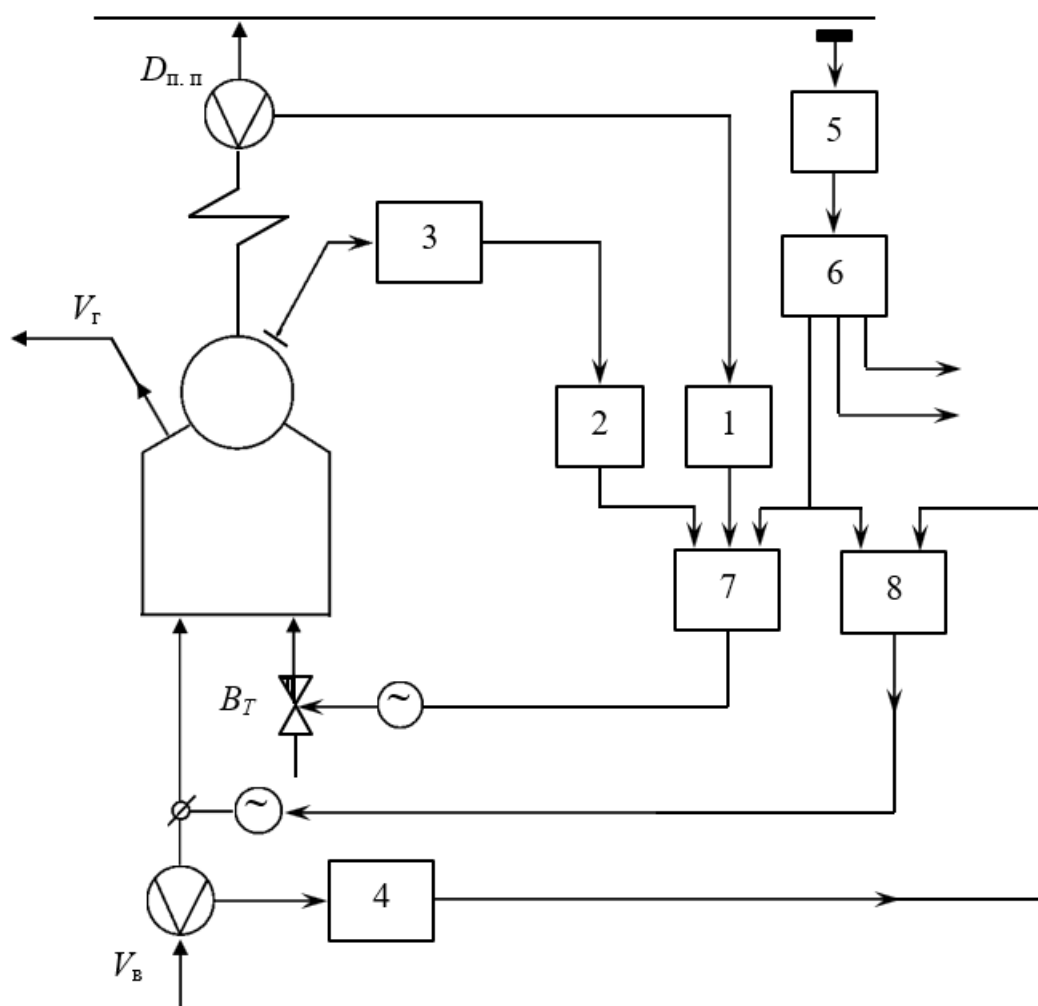


Рис. 6.21. Схема регулювання економічності за співвідношенням «тепло-повітря» з паралельним впливом на повітря

До недоліку схеми регулювання економічності процесу горіння можна віднести залежність роботи регулятора повітря від роботи регулятора теплового навантаження. При виході з ладу регулятора теплового навантаження сигнал від регулятора, що коригує, вже не буде відповідати тепловому навантаженню парогенератора і тому регулятор повітря доведеться відключити. У той же час потрібно відзначити, що при роботі парогенератора в регульовальному режимі, при глибоких і частих зовнішніх обуреннях схема регулювання «тепло-повітря» з паралельним впливом на

повітря є кращою, ніж схема регулювання «тепло-повітря» з послідовним впливом на повітря.

У наведених схемах систем автоматичного регулювання економіки процесу горіння «тепло-повітря» використовуються непрямі оцінки якості процесу горіння, що залежать від ряду технологічних параметрів. Тому під час роботи парогенератора процес горіння палива може відрізнятися від оптимального. Для оптимізації процесу горіння, так само як і в схемі «паливо-повітря», застосовується коригуючий імпульс за вмістом вільного кисню O_2 в димових газах.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						195
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Рижкин В.Я. Тепловые электрические станции. М. Энергия, 1976. 448 с.
2. Рижкин В.Я. Тепловые электрические станции. М. Енергія, 1967. 400 с.
3. Соловйов Ю.П. Проектирование теплоснабжающих установок для промпредприятий. М. Энергия, 1979. 314 с.
4. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. М. Энергоатомиздат, 1986. 272 с.
5. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. Тепловые электрические станции. М. Энергия, 1973. 239 с.
6. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций. М. Энергоиздат, 1982. 264 с.
7. Тепловые и атомные электрические станции.: Справочник. Под общей ред. Григорьева В.А. и Зорина В.М. М. Энергоатомиздат, 1989. 603 с.
8. Методичні вказівки. Сост. Скловская Е.Г. Київ. КПІ, 2000. 52 с.
9. Горшков А.С. Техничко-економические показатели тепловых электростанций. М. Энергия, 1974. 240 с.
10. Журнал “Теплоэнергетика”. М. Енергія, № 12, 1998. 62 с.
11. Стерман Л.С., Шарков А.Т., Тевлин С.А. Тепловые и атомные электрические станции. М. Атомиздат, 1975. 496 с.
12. Гольстрем В.А., Иваненко А.С. Справочник энергетика промышленных предприятий. К. Техника, 1977. 463 с.
13. Соловьев Ю.П., Михельсон А.И. Вспомогательное оборудование ТЭЦ, центральных котельных и его автоматизация. М. Энергия, 1972. 256 с.
14. Соловьев Ю.П. Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций. М. Энергоатомиздат, 1983. 200 с.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						196
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

15. Соколов В.Я. Теплофикация и тепловые сети. М. Энергия, 1975.
16. ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
17. ДНАОП 0.03-3.14-85. Санітарні норми допустимих рівнів шуму на робочих місцях.
18. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.
19. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
20. СНиП В II-6-81. Электростанции тепловые. Нормы проектирования.
21. ДНАОП 0.00-1.03-93. Правила будови і безпечної експлуатації вантажопідйомних кранів.
22. Правила устройства электроустановок. М.Энергоатомиздат, 1986.
23. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації электроустановок потребителей. Держнаглядохоронпраці.
24. ГОСТ 12.1.030-81.ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, за-нуление. Изменения, 1987.
25. Забарно Р. В. и др. Электробезопасность на промышленных предприятиях. К. Техника, 1991. 285 с.
26. ГОСТ 12.4.026-76. Кольори сигналізацій і знаки безпеки.
27. СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений.
28. Методические указания к разработке вопросов пожарной безопасности в дипломных проектах. К. КПИ, 1990.
29. ОНТП 24-86. Определение категорий помещений и зданий по взрывопо-жарной опасности.
30. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
31. ДБНВ.2-5-28-2006. Естественное и искусственное освещение. Нормы проек-тирования.
32. ДНАОП 0.03-3.14-85. Санітарні норми допустимих рівнів шуму.

					МД 22144.00.230 ПЗ	Лист
						197
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		