

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. акад. І.С.Гулого
Кафедра теплоенергетики та холодильної техніки

«До захисту в ЕК»

Директор інституту

_____ Блаженко С.І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2020 р.

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Василенко С.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА

зі спеціальності _____ 144 Теплоенергетика
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми _____ Теплоенергетика

на тему: _____ Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 4 в місті Дніпро

Виконав: здобувач 4 курсу, групи ТЕ-4-3

_____ Акіменко Олександр Миколайович
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник: _____ проф. Павелко Володимир Іванович _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Рецензент: _____ _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

Засвідчую, що в цій кваліфікаційній роботі немає запозичень із праць інших авторів без відповідних посилань.

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2020 р.

ЗМІСТ

Анотація.....	3
Вступ	4
1. Розрахунок теплових навантажень житлово-промислового району міста	
1.1. Вихідні дані до проекту	5
1.2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району	7
1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях	13
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія	29
1.5. Вихідні дані до частини 2 проекту.....	31
2. Розрахунок теплової схеми котельні	
2.1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами.....	34
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні.....	39
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	39
2.4. Вибір обладнання котельні	54
2.5. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні	57
3. Охорона праці	62
4. Конденсаційні електростанції.....	71
5. Література	99

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						2
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

АНОТАЦІЯ

Проектом передбачена водогрійна котельня для покриття навантажень опалення, вентиляції та гарячого водопостачання житлового району міста, та навантаження промислового підприємства.

До складу проекту входять чотири частини. В першій частині виконано розрахунок теплових навантажень житлового району м. Дніпро. Визначені витрати та температури мережної води на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання, за результатами яких побудовані графіки.

В другій частині виконаний розрахунок теплової схеми котельні, з врахуванням теплових навантажень житлового району та промислового підприємства. Здійснений вибір енергетичного обладнання котельні, викреслена розгорнута схема котельні, план, повздовжній та поперечний розрізи.

В третій частині розглянуті питання з охорони праці.

Розрахунково-пояснювальна записка містить :

100 сторінок тексту, 44 таблиці, 18 рисунків.

Графічна частина виконана на 4 аркушах формату А1.

Ключові слова: робоча схема котельні, конденсаційна електростанція, водогрійні котли, паливо, тепловий розрахунок.

					00БП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ			
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив	Акіменко О.М.				Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в м. Дніпро	Літера	Аркуш	Акрушіє
Перевірів	Павелко В.І.						3	100
Н. Контр.						НУХТ. Каф. ТЕХТ, зр. ТЕ 4-6		
Затвердив	Василеню С.М.							

ВСТУП

Водогрійна котельня призначена для виробництва теплової енергії у вигляді гарячої води.

Дипломним проектом передбачений проект водогрійної котельні для забезпечення потреб опалення, вентиляції та гарячого водопостачання житлового району міста та технологічного навантаження промислового підприємства.

Для реалізації вирішенні такі задачі :

- розраховані теплові навантаження в системі тепlopостачання житлового району;
- знайдені витрата та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях;
- розрахована теплова схема котельні з водогрійними котлами;
- здійснений вибір обладнання;
- визначена собівартість теплоти, відпущена від котельні;
- описані заходи з охорони праці;
- порахована вартість основного обладнання
- виконані компоновочні креслення, та теплова схема котельні.

					00БП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ			
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №4 в м. Дніпро	Літера	Аркуш	Аркушів
Розробив	Акіменко О.М.						4	100
Перевірів	Павелко В.І.							
Н. Контр.								
Затвердив	Василенко С.М.							
						НУХТ. Каф. ТЕХТ, гр. ТЕ 4-6		

1. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

1.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Дніпро.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант № 4.
3. Структура теплового навантаження:
 - 3.1. Опалення житлових кварталів
 - 3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів
 - 3.3. Вентиляція громадських будівель
 - 3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства
12,0 МВт

(Теплоносій – гаряча вода $t_2'' = 95^\circ\text{C}$, степінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення – -23°C .
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – $-1,0^\circ\text{C}$.
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції – -10°C .
7. Температура початку опалювального періоду, $t_{\text{зпк}} = +8^\circ\text{C}$
8. Температура точки “зламу”, $t_{3,3}$ (розраховуються після побудови графіка зміни температури витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень проаналізувати для трьох характерних режимів:

					00БП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ			
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Акіменко О.М.			Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в м. Дніпро	Літера	Аркуш	Акрушіє
Перевірів		Павелко В.І.					5	100
Н. Контр.						НУХТ. Каф. ТЕХТ, зр. ТЕ 4-6		
Затвердив		Василенко С.М.						

- максимально зимового;
- точки “зламу” температурного графіка опалення;
- літнього.

10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.

11. Тривалість опалювального періоду – 175 діб.

12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього періоду, діб

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, °С							
	-30... ...-25	-25... ...-20	-20... ...-15	-15... ...-10	-10... ...-5	-5... ...0	0... ...+5	+5... ...+8
У вказаному інтервалі	0,1	0,9	4,4	12,5	25,9	48,0	60,4	32,8
Нижче даної	0,1	1,0	5,4	17,9	43,8	91,8	152,2	184,0

13. Розрахункові температури мережної води $\tau'_{01} / \tau'_{02} : 150^{\circ}C / 70^{\circ}C$.

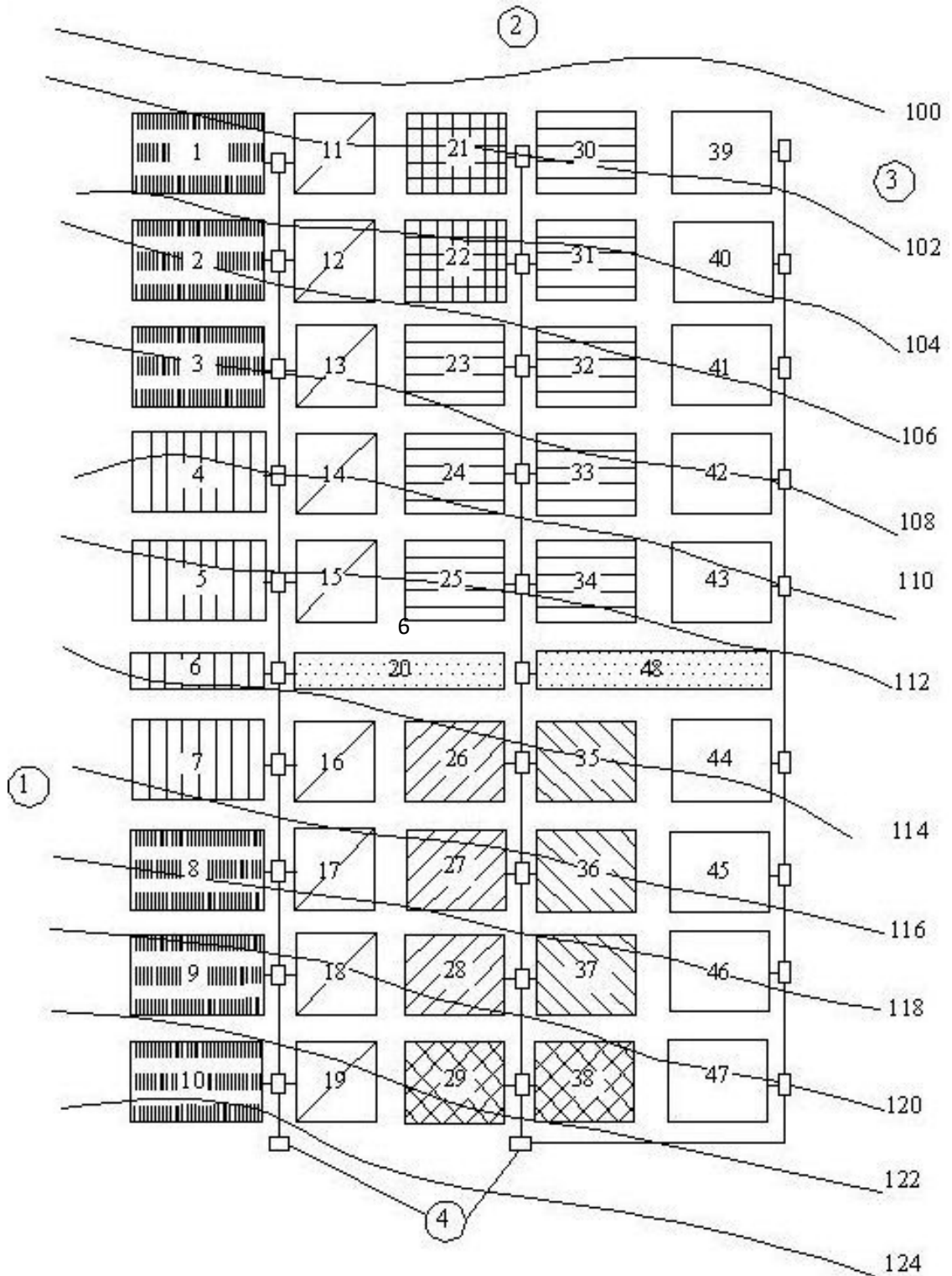
14. Система теплопостачання – закрита

15. Метод регулювання теплового навантаження на опалення - центральне якісне регулювання спільно з місцевим кількісним регулюванням.

16. Схема підключення підігрівників гарячого водопостачання до системи опалення - двоступенева змішана.

1.2. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ

1.2.1. Викреслюю план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:5000.



1.2.2. Нумерую на плані району квартали району теплопостачання.

1.2.3. Визначаю загальну площу житлових споруд району, за формулою (3.1):

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						7
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

$$F_{жс} = F_i f_i = 0,716 \cdot 8500 = 6086 \text{ м}^2$$

де f_i - густина (щільність) житлового фонду, м²/га, приймається в залежності від поверховості забудови /додаток 8/.

1.2.4. Визначаю максимальне теплове навантаження системи опалення житлових і громадських будівель, за формулою (3.3):

$$Q'_{o\max} = q_o F_{жс} (1 + K_{зр}) 10^{-6} = 73 \cdot 6086 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,59 \text{ МВт}$$

де q_o - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1 м² загальної площі житлових споруд, Вт/м² /додаток 9/; $K_{зр}$ - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд, $K_{зр} = 0,25$.

1.2.5. Визначаю максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд, за формулою (3.4):

$$Q'_{e\max} = K_{зр} K_e q_o F_{жс} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,4 \cdot 73 \cdot 6086 \cdot 10^{-6} = 0,07 \text{ МВт}$$

де K_e - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на вентиляцію громадських споруд; $K_e = 0,4$ - для споруд, збудованих до 1985 року, $K_e = 0,6$ - для споруд, збудованих після 1985 року.

1.2.6. Визначаю чисельність /кількість мешканців/ людей, що проживають у районі за формулою (3.2):

$$m = \frac{F_{жс}}{f_3} = \frac{6086}{18} = 338$$

де f_3 - норма загальної площі на одного мешканця (людину), приймається $f_3 = 18...25 \text{ м}^2/\text{люд.}$

1.2.7. Визначаю середнє теплове навантаження на гаряче водопостачання житлових і громадських споруд, за формулою (3.5):

$$Q'_{ГВП} = q_2 m 10^{-6} = 376 \cdot 338 \cdot 10^{-6} = 0,13 \text{ МВт}$$

де q_2 - укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання на одну людину, Вт/люд., /дод. 10/; m - кількість людей.

1.2.8. Звожу результати розрахунку по кожному кварталу в таблицю 1.1

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						8
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1

Розрахункові теплових навантажень

Номер квартала	Площа квартала, га	Густина (щільність) житлового фонду, м ² /га	Житлова площа кварталу, м ²	Кількість мешканців, люд.	Теплові потоки, МВт			
					Опалення $Q'_{o\max}$	Вентиляція $Q'_{e\max}$	ГВП $Q'_{ГВП}$	Всього: 6+7+8
<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>7</u>	<u>8</u>	<u>9</u>
1	0,716	8500,00	6086	338	0,59	0,07	0,13	0,79
2	0,716	8500,00	6086	338	0,59	0,07	0,13	0,79
3	0,716	8500,00	6086	338	0,59	0,07	0,13	0,79
4	0,716	6100,00	4367,6	242	0,42	0,05	0,09	0,56
5	0,716	6100,00	4367,6	242	0,42	0,05	0,09	0,56
6	0,358	6100,00	2183,8	121	0,21	0,02	0,04	0,27
7	0,716	6100,00	4367,6	242	0,42	0,05	0,09	0,56
8	0,716	7800,00	5584,8	310	0,54	0,06	0,11	0,71
9	0,716	7800,00	5584,8	310	0,54	0,06	0,11	0,71
10	0,716	7800,00	5584,8	310	0,54	0,06	0,11	0,71
11	0,479	8100,00	3879,9	215	0,37	0,04	0,08	0,49
12	0,479	8100,00	3879,9	215	0,37	0,04	0,08	0,49
13	0,479	8100,00	3879,9	215	0,37	0,04	0,08	0,49
14	0,479	7200,00	3448,8	191	0,33	0,04	0,07	0,44
15	0,479	7200,00	3448,8	191	0,33	0,04	0,07	0,44
16	0,479	7200,00	3448,8	191	0,33	0,04	0,07	0,44
17	0,479	7500,00	3592,5	199	0,34	0,04	0,07	0,45
18	0,479	7500,00	3592,5	199	0,34	0,04	0,07	0,45
19	0,479	7500,00	3592,5	199	0,34	0,04	0,07	0,45
20	0,597	3600,00	2149,2	119	0,45	0,05	0,04	0,54
21	0,597	7400,00	4417,8	245	0,42	0,05	0,09	0,56
22	0,597	7400,00	4417,8	245	0,42	0,05	0,09	0,56
23	0,597	6500,00	3880,5	215	0,37	0,04	0,08	0,49
24	0,597	5800,00	3462,6	192	0,33	0,04	0,07	0,44
25	0,597	5800,00	3462,6	192	0,33	0,04	0,07	0,44
26	0,596	4500,00	2682	149	0,31	0,03	0,05	0,39

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						9
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>7</u>	<u>8</u>	<u>9</u>
27	0,596	4700,00	2801,2	155	0,33	0,04	0,06	0,43
28	0,596	4700,00	2801,2	155	0,33	0,04	0,06	0,43
29	0,596	7100,00	4231,6	235	0,41	0,05	0,08	0,54
30	0,596	6500,00	3874	215	0,37	0,04	0,08	0,49
31	0,596	6500,00	3874	215	0,37	0,04	0,08	0,49
32	0,596	6500,00	3874	215	0,37	0,04	0,08	0,49
33	0,596	5800,00	3456,8	192	0,33	0,04	0,07	0,44
34	0,596	5800,00	3456,8	192	0,33	0,04	0,07	0,44
35	0,596	5000,00	2980	165	0,35	0,04	0,06	0,45
36	0,596	5200,00	3099,2	172	0,36	0,04	0,06	0,46
37	0,596	5200,00	3099,2	172	0,36	0,04	0,06	0,46
38	0,596	7100,00	4231,6	235	0,41	0,05	0,08	0,54
39	0,596	4000,00	2384	132	0,50	0,06	0,05	0,61
40	0,596	4000,00	2384	132	0,50	0,06	0,05	0,61
41	0,596	4000,00	2384	132	0,50	0,06	0,05	0,61
42	0,596	3600,00	2145,6	119	0,45	0,05	0,04	0,54
43	0,596	3600,00	2145,6	119	0,45	0,05	0,04	0,54
44	0,596	3600,00	2145,6	119	0,45	0,05	0,04	0,54
45	0,596	3700,00	2205,2	122	0,46	0,05	0,04	0,55
46	0,596	3700,00	2205,2	122	0,46	0,05	0,04	0,55
47	0,596	3700,00	2205,2	122	0,46	0,05	0,04	0,55
48	0,655	3600,00	2358	131	0,50	0,06	0,05	0,61
Всього:	28,42	290 300	187474	11565	19,66	2,26	3,46	25,38

1.2.9. Визначаю максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання житлових і громадських споруд, за формулою (3.6):

$$Q'_{ГВП\max} = 2,4Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 3,46 = 8,3 \text{ МВт}$$

1.2.10. Визначаю середнє теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального /літнього/ періоду, за формулою (3.7):

$$Q_{ГВП,л}^{сер} = Q'_{ГВП} \frac{55 - t_{x.6.л}}{55 - t_{x.6.з}} \beta = 3,46 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 2,21 \text{ МВт}$$

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						10
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

де $t_{x.6_l}$ - температура холодної водопровідної води для літнього періоду, $t_{x.6_l} = 15^\circ\text{C}$; $t_{x.6_3}$ - температура холодної водопровідної води для опалювального (зимового) періоду, $t_{x.6_3} = 5^\circ\text{C}$; β - коефіцієнт, що враховує зміну витрати мережної води на гаряче водопостачання в неопалювальний період по відношенню до опалювального; для житлово-комунального сектора $\beta = 0,8$; для курортних і південних міст $\beta = 1,5$; для підприємств $\beta = 1$.

1.2.11. Визначаю максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального /літнього/ періоду, за формулою (3.8):

$$Q_{ГВП \max_{л}}^{cep} = Q'_{ГВП \max} \frac{55 - t_{x.6_l}}{55 - t_{x.6_3}} \beta = 8,3 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 5,312 \text{ МВт}$$

1.2.12. Визначаю теплові навантаження на опалення Q_o та вентиляцію Q_v для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{3.0}$, t_3 , $t_3^{cep.opal}$, $t_{3.3}$, $t_{зпк}$, за формулами (3.9) та (3.10):

$$Q_o = Q'_{o \max} \bar{Q}_o = Q'_{o \max} \frac{t_{6.p} - t_3}{t_{6.p} - t_{3.0}} = 19,66 \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} = 19,66 \cdot 1 = 19,66 \text{ МВт}$$

$$Q_v = Q'_{v \max} \bar{Q}_v = Q'_{v \max} \frac{t_{6.p} - t_3}{t_{6.p} - t_{3.0}} = 2,26 \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} = 2,26 \cdot 1 = 2,26 \text{ МВт}$$

де $t_{6.p}$ - температура повітря в середині приміщення, $+18^\circ\text{C}$; $t_{3.0}$ - розрахункова температура зовнішнього повітря на опалення, $^\circ\text{C}$.

1.2.13. Визначаю теплове навантаження системи гарячого водопостачання (середнє і максимальне) на протязі опалювального періоду, як незмінні, незалежно від температури зовнішнього повітря.

1.2.14. Звожу результати розрахунків теплових навантажень в таблицю 1.2

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						11
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення максимальних і середніх теплових навантажень
в залежності від температури зовнішнього повітря

№ п/п	Позна- чення	Одиниця виміру	Тепловий потік при t_3					літо
			$t_{\zeta,i}$ -23°C	t_3 -10 °C	$t_3^{сер.опал}$ -1°C	$t_{3,3}$ +3°C	$t_{зпк}$ +8°C	
1	\bar{Q}_o		1	0,68	0,48	0,38	0,26	-
2	Q_o	МВт	19,66	13,42	9,11	7,2	4,8	-
3	Q_v	МВт	2,26	1,54	1,04	0,82	0,55	-
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	2,21
5	$Q'_{ГВПmax}$	МВт	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	5,312
6	Всього: 2+3+4	МВт	25,37	18,42	13,61	11,48	8,81	2,21
7	Всього: 2+3+5	МВт	30,22	23,26	18,45	16,32	13,65	5,312

1.2.15. Визначаю річну витрату теплоти:

- на опалення, за формулою (3.15):

$$Q_o^{річн} = Q'_{o\max} n_o \frac{t_{в.р} - t_3^{сер.опал}}{t_{в.р} - t_{3,0}} 3,6 =$$

$$= 19,66 \cdot 175 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-1)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 137754,26 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію, за формулою (3.16):

$$Q_v^{річн} = Q'_{v\max} n_o \frac{z}{24} \frac{t_{в.р} - t_3^{сер.опал}}{t_{в.р} - t_{3,0}} 3,6 =$$

$$= 2,26 \cdot 175 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-1)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 10557 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання, за формулою (3.17):

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		12

$$Q_{ГВП}^{річн} = (Q'_{ГВП} n_o + Q_{ГВП,л}^{сер} (n - n_o)) 3,6 =$$

$$= (3,46 \cdot 175 \cdot 24 + 2,21 \cdot (8400 - 175 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 47947,2 \text{ ГДж/рік}$$

де n_o - тривалість опалювального періоду, діб; n - тривалість роботи системи гарячого водопостачання (ГВП) протягом року, $n = 8400$ год; z - тривалість роботи вентиляційної системи протягом доби, $z = 16$ год/добу; $t_3^{сер.опал}$ - середня температура зовнішнього повітря протягом опалювального періоду, °С.

1.2.16. Визначаю сумарну річну витрату теплоти на опалення, на вентиляцію та на ГВП, за формулою (3.18):

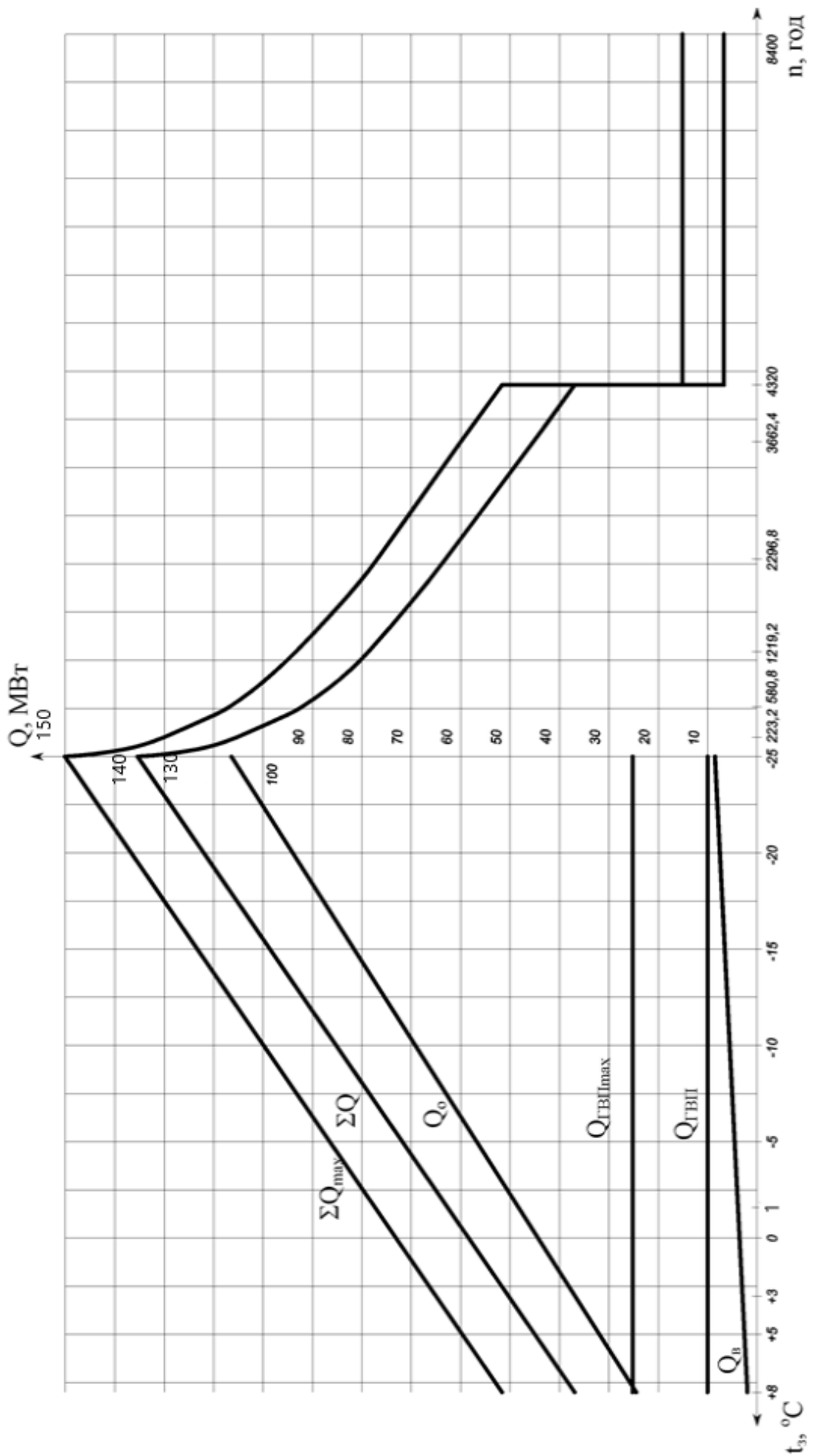
$$\sum Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_в^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 137754,26 + 10557 + 47947,2 = 196258,46 \text{ ГДж/рік}$$

$$\sum Q^{річн} = 54516,24 \text{ МВт/рік}$$

1.2.17. Будує графік зміни теплових навантажень на опалення, ГВП та вентиляцію в залежності від температури зовнішнього повітря та графік зміни теплових навантажень протягом року.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						13
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Рис. 1.1 І рафік зміни теплових навантажень опалення, вентиляції та І БІІ на протязі опалювального періоду та року



Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

1.3 РОЗРАХУНОК ВИТРАТИ ТА ТЕМПЕРАТУРИ МЕРЕЖНОЇ ВОДИ В ПРЯМІЙ ТА ЗВОРОТНІЙ МАГІСТРАЛЯХ

1.3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення

1.3.1.1. Визначаю температуру мережної води для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{3,0}$, t_3 , $t_3^{cep.onan}$, $t_{3,3}$, $t_{зПК}$:

- в подавальному трубопроводі, за формулою (4.1):

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o'^{0,8} + \bar{Q}_o' (\delta \tau_o' - 0,5 \theta') = \\ &= 18 + \left(\frac{95 + 70}{2} - 18 \right) \cdot \left(\frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} \right)^{0,8} + \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} (80 - 0,5 \cdot 25) = 150^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після вузла змішування, за формулою (4.2):

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o'^{0,8} + 0,5 \theta' \bar{Q}_o' = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \cdot \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} = 95,0^\circ\text{C} \end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів), за формулою (4.3):

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o'^{0,8} - 0,5 \theta' \bar{Q}_o' = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \cdot \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} = 70^\circ\text{C} \end{aligned}$$

$$\text{де } \Delta t_o' = \tau_{np}' - t_{e.p} = 82,5 - 18 = 64,5^\circ\text{C}; \quad \tau_{np}' = \frac{\tau_{o3}' + \tau_{o2}'}{2} = \frac{95 + 70}{2} = 82,5^\circ\text{C};$$

$$\bar{Q}_o' = \frac{t_{e.p} - t_3}{t_{e.p} - t_{3,0}} = \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} = 1; \quad \delta \tau_o' = \tau_{o1}' - \tau_{o2}' = 150 - 70 = 80^\circ\text{C};$$

$$\theta' = \tau_{o3}' - \tau_{o2}' = 95 - 70 = 25^\circ\text{C}$$

τ_{o3}' - розрахункова температура мережної води перед системою опалення (на вході в опалювальні прилади), приймається в межах 95...105 °С.

1.3.1.2. Визначаю витрату мережної води на опалення у першому діапазоні ($t_{зПК} \dots t_{3,3}$), за формулою (4.4):

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		15

$$G_o = \frac{Q_o \cdot 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{o2})} = \frac{4,8 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 42)} = 40,92 \text{ кг/с}$$

1.3.1.3. Визначаю витрату мережної води на опалення у другому діапазоні ($t_{3,3} - t_{3,0}$), витрата є постійною і дорівнює розрахунковій, за формулою (4.5):

$$G'_{o\max} = \frac{Q'_{o\max} \cdot 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{19,66 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 58,6 \text{ кг/с}$$

1.3.1.4 Звожурезультати визначення температури витрат в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3

Результати розрахунку температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3,0}$ -20 °C	t_3 -10 °C	$t_3^{сеп.опал}$ -1 °C	$t_{3,3}$ +3,7 °C	$t_{зпк}$ +8 °C
τ_{o1}	°C	150	111	83,7	70	70
τ_{o2}	°C	70	57	47	42	42
τ_{o3}	°C	95	74	58,4	51	51
G_o	кг/с	58,6	58,6	58,6	58,6	40,9

1.3.1.5. Будує графік зміни температури витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря (рис.1.2)

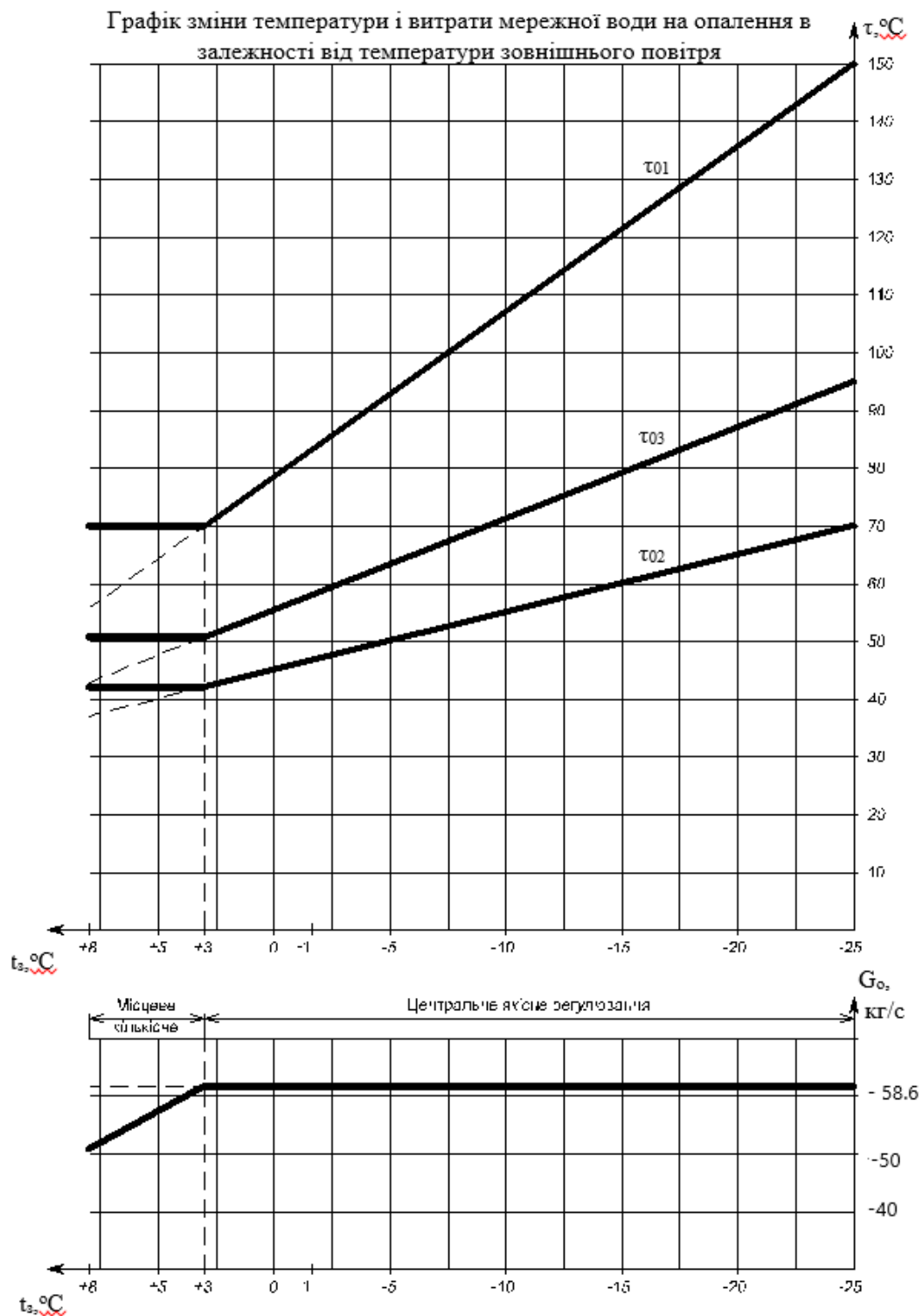


Рис. 1.2

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаю витрату мережної води на гаряче водопостачання, за формулою (4.6):

$$G_{ГВП\max} = \frac{Q_{ГВП\max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{8,3 \cdot 10^3}{4,19(70 - 42)} \cdot \frac{60 - (42 - 5)}{60 - 5} = 29,58 \text{ кг/с}$$

1.3.2.2. Визначити температуру мережної води після підігрівника 1-гоступеню, за формулою (4.7):

$$\begin{aligned} \tau_2 = \tau_{o2}''' - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o\max} + G_{ГВП})} = \\ = 42 - 8,3 \cdot 10^3 \cdot \frac{(42 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19(58,6 + 29,58)} = 28,92^\circ\text{C} \end{aligned}$$

дет_n - температура водопровідної води після підігрівника ГВП 1-гоступеня, °C, $t_n = \tau_{o2}''' - (5 \dots 10^\circ\text{C})$.

1.3.2.3 Визначаю витрату теплоносія і температури мережної води при $t_3 \neq t_3'''$. Розрахунок виконується в два етапи: попередній і кінцевий.

Попередній розрахунок($t_3 = -1^\circ\text{C}$):

1.3.2.4. Визначаю температурні напори 1-гої 2-гоступенів підігрівників при розрахунковому режимі ($t_3 = t_3'''$), за формулами (4.13) та (4.14):

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta_I} - \Delta t_{M_I}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_I}}{\Delta t_{M_I}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(28,92 - 5) - (42 - 37)}{\ln \frac{28,92 - 5}{42 - 37}} = 12,08^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta_{II}} - \Delta t_{M_{II}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_{II}}}{\Delta t_{M_{II}}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{2z} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{2z} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (42 - 37)}{\ln \frac{70 - 60}{42 - 37}} = 7,2^\circ\text{C}$$

1.3.2.5. Визначаю витрату водопровідної води на ГВП, за формулою (4.15):

$$q_{z_M} = \frac{Q_{ГВП\max} 10^3}{c(t_n - t_{x.3})} = \frac{8,3 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 36 \text{ кг/с}$$

1.3.2.6. Визначаю теплопродуктивність підігрівників 1-гої 2-гоступенів, за формулами (4.16) та (4.17):

$$Q_I = cq_{z_M} (t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 36 \cdot (37 - 5) = 4,8 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = cq_{z_M} (t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 36 \cdot (60 - 37) = 3,5 \text{ МВт}$$

									Аркуш
									18
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ				

Повинна виконуватись умова $Q_I + Q_{II} = Q_{ГВП \max}$.

1.3.2.7. Визначаю витрати мережної води, що проходить через підігрівників 1-гої 2-гоступенів, за формулами (4.18) та (4.19):

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 38,9 + 58,6 = 97,5 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 8,3 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 42)} = 38,9 \text{ кг/с}$$

1.3.2.8. Визначаю параметр підігрівників 1-го та 2-гоступенів за формулою (4.12)

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M_I} G_{\delta_I}}} = \frac{4,8 \cdot 10^3}{12,1 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{36 \cdot 97,5}} = 1,6$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{3,5 \cdot 10^3}{7,2 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{36 \cdot 38,9}} = 3,1$$

1.3.2.9. Визначаю теплопродуктивність 1-гоступеню, нехтуючи витратою мережної води через 1-й ступінь G_I і приймаючи витрату нагрівної води через його рівною $G'_{o \max}$, температуру нагрівної води на вході в підігрівник 1-гоступеню, рівною $\tau_{cm} = \tau_{o2}$, за формулою (4.20):

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,86 \cdot 36 \cdot (47 - 5) = 5,45 \text{ МВт}$$

де ε_I визначаю за формулою (4.11)

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} =$$

$$= \left(0,35 \frac{36}{97,5} + 0,65 + \frac{1}{1,6} \sqrt{\left[\frac{36}{97,5} \right]} \right)^{-1} = 0,86$$

1.3.2.10. Визначаю температуру водопровідної води після підігрівника 1-гоступеню, за формулою (4.21):

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{5,45 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 36} = 41,1 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.11. Визначаю теплопродуктивність підігрівника 2-гоступеню, за формулою (4.22):

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 8,3 - 5,45 = 2,85 \text{ МВт}$$

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						19
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3.2.12. Визначити витрату мережної води через підігрівник 2-гоступеню, за формулою (4.23):

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2z})} = \frac{2,85 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (83,7 - 42)} = 16,31 \text{ кг/с}$$

Для попереднього розрахунку нехтую величиною недогріву підігрівнику 2-гоступеню, тобто приймаю

$$\tau_{2z} = t_n$$

1.3.2.13. Визначаю витрату мережної води через підігрівник 1-гоступеню, за формулою (4.24):

$$G_I = G_{II} + G'_{o_{\max}} = 16,31 + 58,6 = 74,91 \text{ кг/с}$$

1.3.2.14. Визначаю температуру мережної води на вході в підігрівник 1-гоступеню, за формулою (4.25):

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o_{\max}}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{58,6}{74,91} \cdot 47 + \frac{16,31}{74,91} \cdot 37 = 44,88 \text{ }^\circ\text{C}$$

На цьому попередній розрахунок закінчую.

Кінцевий розрахунок.

3.2.15. Визначаю теплопродуктивність 1-гоступеню за формулою (4.20). В даному випадку витрати нагрівної і водопровідної води приймаються відповідно G_I і q_{z_M} .

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 36 \cdot (47 - 5) = 5,07 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} =$$

$$= \left(0,35 \frac{36}{74,91} + 0,65 + \frac{1}{1,73} \sqrt{\left[\frac{36}{74,91} \right]} \right)^{-1} = 0,8$$

1.3.2.16. Визначаю температуру водопровідної води після підігрівника 1-гоступеню, за формулою (4.21):

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{5,07 \cdot 10^3}{4,2 \cdot 36} = 38,6 \text{ }^\circ\text{C}$$

										Аркул
										20
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ					

1.3.2.17. Визначаю теплопродуктивність підігрівника 2-гоступеню, за формулою (4.22):

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 8,3 - 5,07 = 3,23 \text{ МВт}$$

1.3.2.18. Визначаю витрату мережної води через підігрівник 2-гоступеню за формулою (4.26):

$$G_{II} = \frac{1,7\Phi_{II}^2 q_{\epsilon M}}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6\Phi_{II}^2 \left(\frac{(\tau_{01} - t_n) c q_{\epsilon M}}{Q_{II} 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} =$$

$$= \frac{1,7 \cdot 3,1^2 \cdot 36}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,1^2 \cdot \left(\frac{(83,7 - 38,6) \cdot 4,19 \cdot 36}{3,23 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 18,1 \text{ кг/с}$$

1.3.2.19. Визначаю температуру мережної води на виході із підігрівника 2-гоступеню, за формулою (4.28):

$$\tau_{2\epsilon} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 83,7 - \frac{3,23 \cdot 10^3}{18,1 \cdot 4,19} = 41,1 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.20. Визначаю витрату мережної води через підігрівник 1-гоступеню, за формулою (4.24):

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 18,1 + 58,6 = 76,7 \text{ кг/с}$$

1.3.2.21. Визначаю температуру мережної води на вході в підігрівник 1-гоступеню, за формулою (4.25):

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o \max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2\epsilon} = \frac{58,6}{76,7} \cdot 47 + \frac{18,1}{76,7} \cdot 41,1 = 45,6 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.22. Перевіряю теплову продуктивність 1-гої 2-гоступенів підігрівників за формулами (4.20)-(4.22). Якщо знайдені величини близько співпадають з даними попередньогорозрахунку, то розрахунок закінчено. В протилежному випадку знову провести уточнюючий розрахунок за вищенаведеною методикою.

- Визначаю теплопродуктивність 1-гоступеню:

$$Q_I = c \epsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x,3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 36 \cdot (45,6 - 5) = 4,89 \text{ МВт}$$

$$\epsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}}} \right)^{-1} =$$

									Аркуш
									21
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ				

$$= \left(0,35 \cdot \frac{36}{76,7} + 0,65 + \frac{1}{1,1,6} \cdot \sqrt{\left[\frac{36}{76,7} \right]} \right)^{-1} = 0,8$$

- Визначаю температуру водопровідної води після підігрівника 1-гоступеню:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{4,89 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 36} = 37,42 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаю теплопродуктивність підігрівника 2-гоступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 8,3 - 4,89 = 3,41 \text{ МВт}$$

- Визначаю витрату мережної води через підігрівник 2-гоступеню:

$$G_{II} = \frac{1,7 \Phi_{II}^2 q_{z_M}}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \Phi_{II}^2 \left(\frac{(\tau_{01} - t_n) c q_{z_M}}{Q_{II} 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} =$$

$$= \frac{1,7 \cdot 2,72^2 \cdot 40,83}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,72^2 \cdot \left(\frac{(81 - 38,76) \cdot 4,19 \cdot 40,83}{3,64 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 23,2 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} \geq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (23,23 \geq \frac{3,64 \cdot 10^3}{(81 - 38,76) \cdot 4,19}, \quad 23,23 \geq 20,57).$$

- Визначаю температуру мережної води на виході з підігрівника 2-гоступеню:

$$\tau_{2z} = \tau_1 - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 83 - \frac{3,64 \cdot 10^3}{23,23 \cdot 4,19} = 42 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаю витрату мережної води через підігрівник Іступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 23,23 + 59,22 = 82,48 \text{ кг/с}$$

- Визначаю температуру мережної води на вході в підігрівник 1-гоступеню:

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o \max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{59,22}{82,45} \cdot 47,7 + \frac{23,23}{82,45} \cdot 43,7 = 46,54 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаю теплопродуктивність 1-гоступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,81 \cdot 40,83 \cdot (46,56 - 5) = 5,8 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} =$$

									Аркуш
									22
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ				

$$= \left(0,35 \cdot \frac{40,83}{82,45} + 0,65 + \frac{1}{1,73} \cdot \sqrt{\left[\frac{40,83}{82,45} \right]} \right)^{-1} = 0,8$$

- Визначаю температуру водопровідної води після підігрівника 1-гоступеню:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I \cdot 10^3}{c q_{\varepsilon_M}} = 5 + \frac{4,89 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 36} = 38,81 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаю теплопродуктивність підігрівника 2-гоступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 9,41 - 5,78 = 3,41 \text{ МВт}$$

1.3.2.23. Визначаю температуру мережної води на виході з підігрівника 1-гоступеню, за формулою (4.29):

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I \cdot 10^3}{G_I c} = 46,56 - \frac{4,89 \cdot 10^3}{76,7 \cdot 4,19} = 30,38 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.24. Здійснюю перевірку, за формулою (4.30)

$$t_2 = \frac{Q_{ГВП}^{II} \cdot 10^3}{c q_{\varepsilon_M}} + t_n = \frac{3,41 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 36} + 37,42 = 60 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Для визначення витрати теплоносія і температури мережної води при інших значеннях t_3 пункти 1.3.2.4-1.3.2.8 не розраховуються, приймаються з попереднього, оскільки вони визначені при $t_3 = t_3'''$.

1.3.2.25. Визначити витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП,Л}^{сер} \cdot 10^3}{(\tau_{01}''' - 30)c} = \frac{2,21 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 13,18 \text{ кг/с.}$$

1.3.2.26. Звожу результати розрахунків у таблицю 1.5.

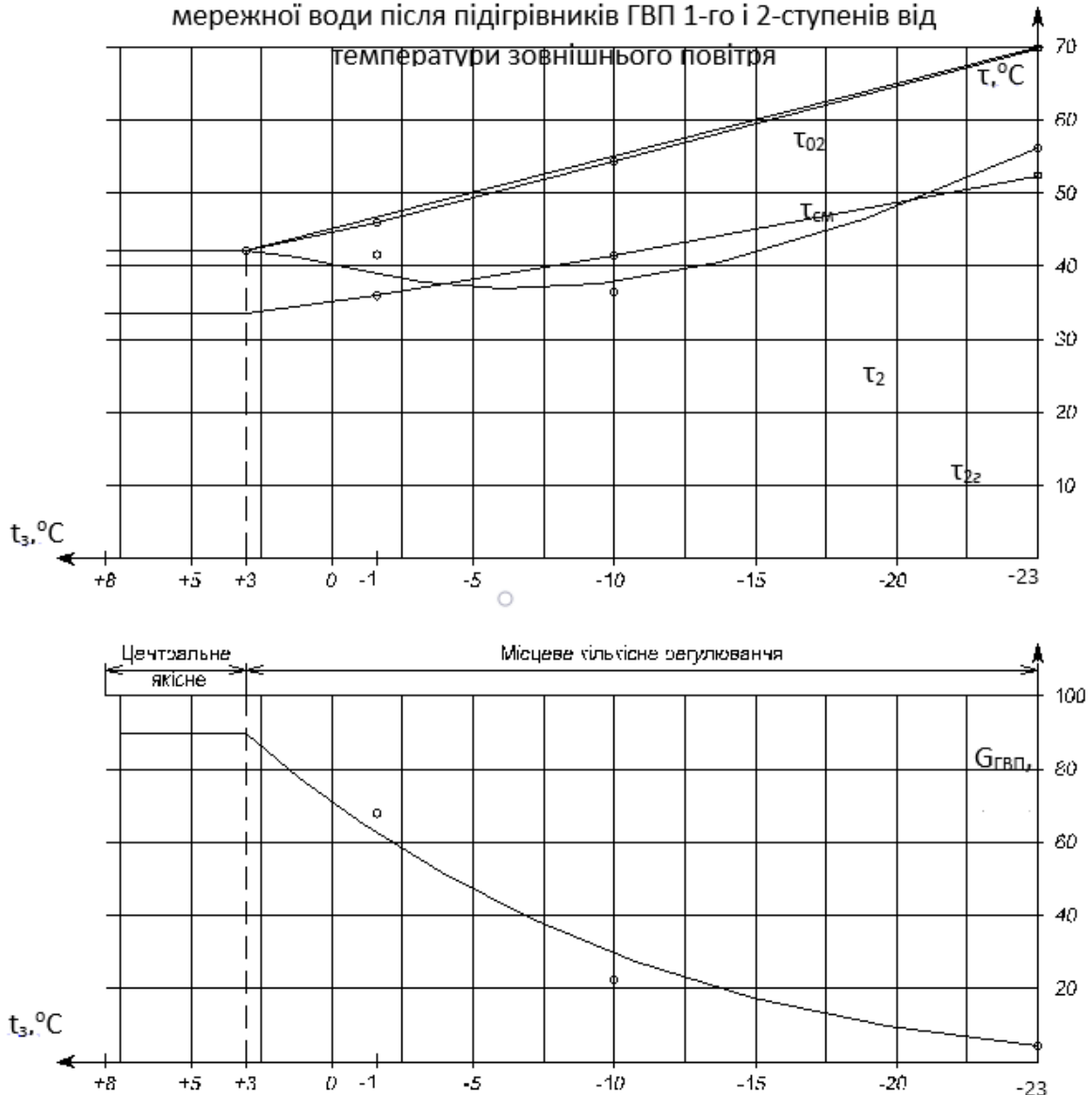
					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						23
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					
		$t_{з.о}$ -23°C	$t_з$ -10 °C	$t_з^{сер.опал}$ -1°C	$t_з'''$ +3°C	$t_{зПК}$ +8°C	літо
τ_{o2}	°C	70	57	47	42	42	70
τ_{2z}	°C	25,54	35,1	41,1	42	42	30
t_n	°C	50,7	41,79	37,2	37,42	37,42	60
$\tau_{см}$	°C	65,9	55,2	45,6	42	42	-
τ_2	°C	33	31	30,38	28,92	28,92	-
$G_{ГВП}$	кг/с	3,0	8,0	21,59	29,58	29,58	13,18

1.3.2.27. Будує графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-гої 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря (рис 1.3).

Рис. 1.3 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-ступенів від температури зовнішнього повітря



1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію

За наявності "зрізки" температурного графіка виділяю три характерних діапазони.

III. Діапазон температур зовнішнього повітря, менших ніж $t_{зовн.вент.}$.

1.3.3.1. Визначаю температуру мережної води після калориферів за формулою (4.37):

$$\frac{(\tau_{01} + \tau_{2в}) - (t_{в.р} + t_3)}{(\tau_{01}'' + \tau_{2в}'') - (t_{в.р} + t_{3.в})} \left(\frac{\tau_{01}'' - \tau_{2в}''}{\tau_{01} - \tau_{2в}} \right)^{0,15} = 1,$$

$$\frac{(150 + \tau_{2в}) - (18 + (-23))}{(111 + 58,6) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{111 - 58,6}{150 - \tau_{2в}} \right)^{0,15} = 1$$

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

де τ_{01}'' - температура мережної води у подавальному трубопроводі при $t_{зовн.вент.}$; τ_{26}'' - температура води після калориферів при $t_{3.6.}$, °С.

Методом підбору знаходжу $\tau_{26} = 28,4$ °С.

1.3.3.2. Визначаю витрату мережної води на вентиляцію, за формулою (4.39):

$$G_g = \frac{Q_g \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{26})} = \frac{2,26 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 28,4)} = 4,43 \text{ кг/с}$$

II. Діапазон температур зовнішнього повітря ($t_{зовн.вент.} < t_3 \leq t_{3.3}$).

1.3.3.3. Визначаю температуру води після калориферів, за формулою (4.40):

$$\tau_{26} = \tau_{01} - (\tau_{01}'' - \tau_{26}'') \frac{t_{г.п} - t_3}{t_{г.п} - t_{3.6}} = 70 - (111 - 58,6) \cdot \frac{18 - 3}{18 - (-10)} = 41,92 \text{ °С}$$

1.3.3.4. Визначаю витрату мережної води на вентиляцію, за формулою (4.39):

$$G_g'' = \frac{Q_g \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{26})} = \frac{1,54 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (111 - 58,6)} = 7,01 \text{ кг/с}$$

I. Діапазон температур зовнішнього повітря ($t_{3.3} < t_3 \leq t_{3ПК}$).

1.3.3.5. Визначаю температуру води після калориферів, за формулою (4.42):

$$\frac{(\tau_{01}''' + \tau_{26}') - (t_{3ПК} + t_{г.п}) \left(\frac{\tau_{01}'' - \tau_{26}''}{\tau_{01}'' + \tau_{26}''} \right)^{0,15}}{(\tau_{01}'' + \tau_{26}'') - (t_{3.6} + t_{г.п}) \left(\frac{\tau_{01}''' - \tau_{26}''}{\tau_{01}''' + \tau_{26}''} \right)^{0,85}} = 1,$$

$$\frac{(70 + \tau_{26}') - (8 + 18) \cdot \left(\frac{111 - 58,6}{70 - \tau_{26}''} \right)^{0,15}}{(111 + 58,6) - (-10 + 18) \cdot \left(\frac{18 - 8}{18 - (-10)} \right)^{0,85}} = 1$$

Методом підбору знаходжу $\tau_{26} = 22,4$ °С.

1.3.3.6. Визначаю витрату мережної води на вентиляцію, за формулою (4.39):

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						26
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

$$G_6 = \frac{Q_6 \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{26})} = \frac{0,55 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 22,7)} = 2,75 \text{ кг/с}$$

1.3.3.7. Звожу результати розрахунків у таблицю 1.6.

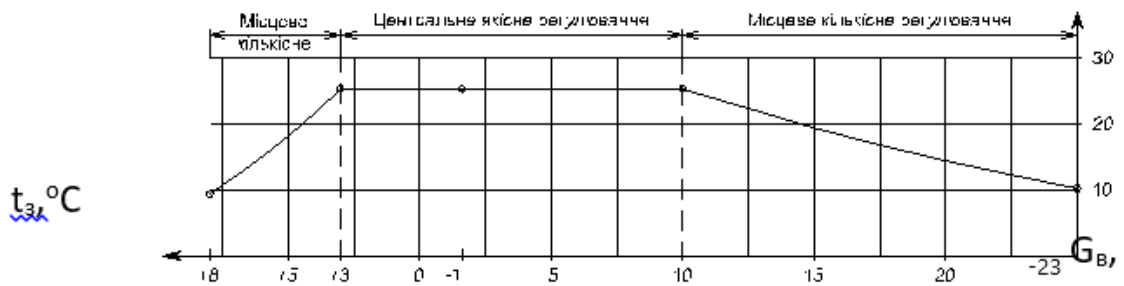
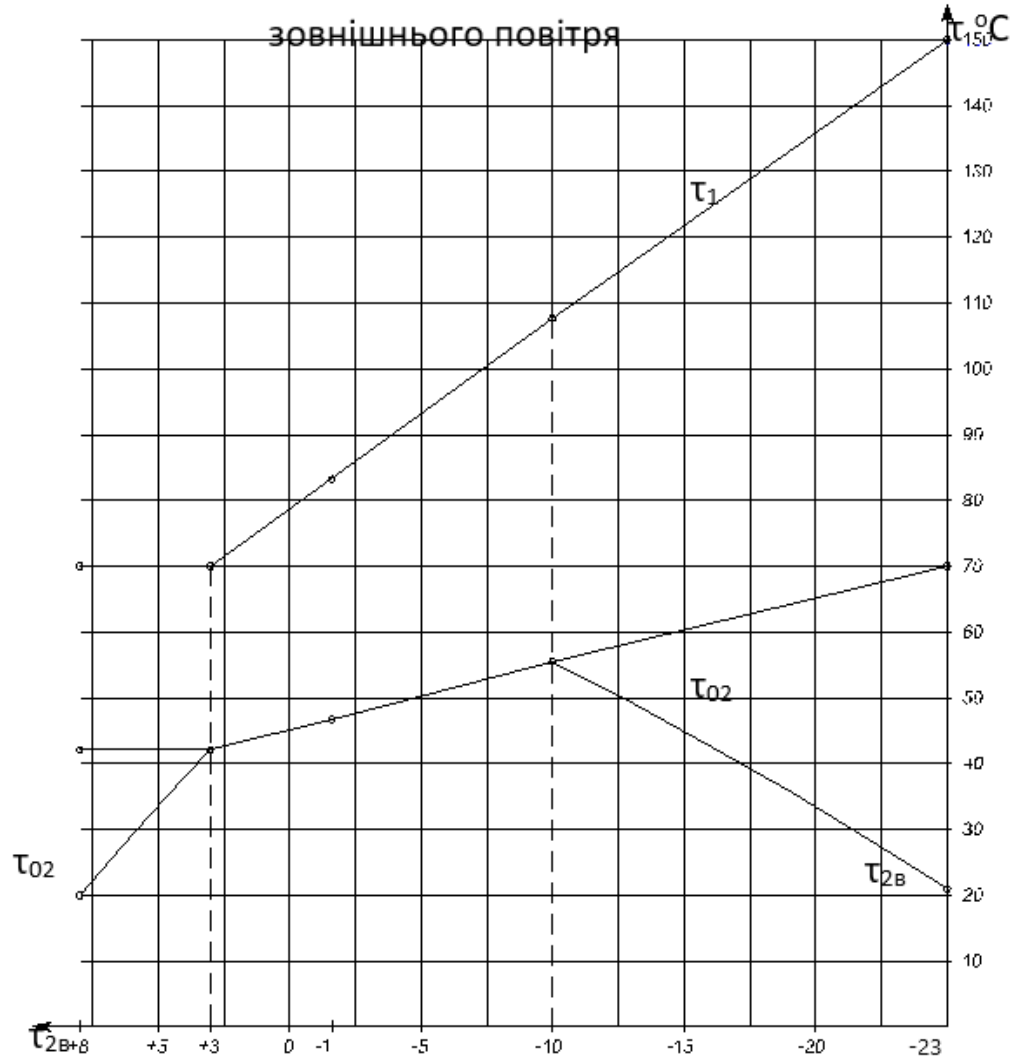
Таблиця 1.6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температураі витрата мережної води при				
		$t_{3.0}$ -20 °С	t_3 -10 °С	$t_3^{сер.опал}$ -0,1 °С	$t_{3.3}$ +3,7°С	$t_{зпк}$ +8 °С
τ_{01}	°С	150	111	83,7	70	70
τ_{02}	°С	70	57	47	42	42
τ_{26}	°С	28,4	57	47	42	22,4
G_6	кг/с	4,43	7,01	7,01	7,01	2,75

1.3.3.8. Будує графіки залежності температур мережної води після калориферів і витрати мережної води на вентиляцію від температури зовнішнього повітря (рис 1.4).

Рис.1.4 Графіки залежності витрати мережної води на вентиляцію і температури мережної води після калориферів від температури зовнішнього повітря



Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{o\max} = \frac{Q'_{o\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{19,66 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 58,65 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, за формулою (6.2)

$$G'_{\epsilon\max} = \frac{Q_{\epsilon\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{2\epsilon})} = \frac{2,26 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 6,74 \text{ кг/с}$$

- середня при двоступеневих схемах приєднання підігрівників води в системі ГВП, за формулою (6.5)

$$G'_{ГВП\text{с\epsilon\epsilon\epsilon}} = \frac{Q'_{ГВП} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{3,46 \cdot 10^3}{4,19(70 - 42)} \cdot \frac{55 - (42 - 5)}{55 - 5} = 10,6 \text{ кг/с}$$

де t' - температура водопровідної води після підігрівника ГВП першого (нижнього) ступеня; $t' = \tau'''_{o2} - (5 \dots 10^\circ \text{C})$.

- максимальна при двоступеневих схемах приєднання підігрівників води в системі ГВП, за формулою (6.8)

$$G'_{ГВП\text{max}} = \frac{0,55 Q'_{ГВП\text{max}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 8,3 \cdot 10^3}{4,19(70 - 42)} = 38,9 \text{ кг/с}$$

1.4.2. Визначаю сумарні розрахункові витрати мережної води, за формулою (6.9):

$$G' = G'_{o\max} + G'_{\epsilon\max} + K_3 G'_{ГВП\text{с\epsilon\epsilon\epsilon}} = 58,65 + 6,74 + 1,2 \cdot 10,6 = 78,11 \text{ кг/с}$$

Коефіцієнт K_3 , що враховує частку середньої витрати води на гаряче водопостачання при регулюванні по навантаженню опалення, приймаю з додатку 13.

1.4.3. Визначаю розрахункову витрату води в двотрубних водяних теплових мережах для неопалювального /літнього/ періоду, за формулою (6.11):

$$G'_n = \frac{Q'_{ГВП\text{л}} 10^3}{(\tau'''_{o1} - 30)c} = \frac{2,21 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 13,18 \text{ кг/с}$$

1.4.4. Заношу результати розрахунків витрат теплоносія для кожного кварталу в таблицю 1.7.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						29
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія, кг/с					
	$G'_{o\max}$	$G'_{\delta\max}$	$G'_{ГВП}$	$K_3 \cdot G'_{ГВП}$	G'	$G'_л$
<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>7</u>
1	1,76	0,21	0,40	0,48	2,45	0,50
2	1,76	0,21	0,40	0,48	2,45	0,50
3	1,76	0,21	0,40	0,48	2,45	0,50
4	1,25	0,15	0,27	0,32	1,84	0,34
5	1,25	0,15	0,27	0,32	1,84	0,34
6	0,62	0,06	0,12	0,14	0,82	0,15
7	1,25	0,15	0,27	0,32	1,84	0,34
8	1,61	0,18	0,33	0,39	2,18	0,42
9	1,61	0,18	0,33	0,39	2,18	0,42
10	1,61	0,18	0,33	0,39	1,51	0,42
11	1,10	0,12	0,24	0,28	1,51	0,30
12	1,10	0,12	0,24	0,28	1,51	0,30
13	1,10	0,12	0,24	0,28	1,35	0,30
14	0,98	0,12	0,21	0,25	1,35	0,26
15	0,98	0,12	0,21	0,25	1,35	0,26
16	0,98	0,12	0,21	0,25	1,38	0,26
17	1,01	0,12	0,21	0,25	1,38	0,26
18	1,01	0,12	0,21	0,25	1,38	0,26
19	1,01	0,12	0,21	0,25	1,38	0,26
20	1,34	0,15	0,12	0,14	1,63	0,15
21	1,25	0,15	0,27	0,32	1,72	0,34
22	1,25	0,15	0,27	0,32	1,72	0,34
23	1,10	0,12	0,24	0,28	1,5	0,30
24	0,98	0,12	0,21	0,25	1,35	0,26
25	0,98	0,12	0,21	0,25	1,35	0,26
26	0,92	0,09	0,15	0,18	1,19	0,19
27	0,98	0,12	0,18	0,21	1,31	0,23

									Аркуш
									30
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ				

<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>7</u>
28	0,98	0,12	0,18	0,21	1,31	0,23
29	1,22	0,15	0,24	0,28	1,65	0,30
30	1,10	0,12	0,24	0,28	1,5	0,30
31	1,10	0,12	0,24	0,28	1,5	0,30
32	1,10	0,12	0,24	0,28	1,5	0,30
33	0,98	0,12	0,21	0,25	1,35	0,26
34	0,98	0,12	0,21	0,25	1,35	0,26
35	1,04	0,12	0,18	0,21	1,37	0,23
36	1,07	0,12	0,18	0,21	1,4	0,23
37	1,07	0,12	0,18	0,21	1,4	0,23
38	1,22	0,15	0,24	0,28	1,65	0,30
39	1,49	0,18	0,15	0,18	1,85	0,19
40	1,49	0,18	0,15	0,18	1,85	0,19
41	1,49	0,18	0,15	0,18	1,85	0,19
42	1,34	0,15	0,12	0,14	1,63	0,15
43	1,34	0,15	0,12	0,14	1,63	0,15
44	1,34	0,15	0,12	0,14	1,63	0,15
45	1,37	0,15	0,12	0,14	1,66	0,15
46	1,37	0,15	0,12	0,14	1,66	0,15
47	1,37	0,15	0,12	0,14	1,66	0,15
48	1,49	0,18	0,15	0,18	1,49	0,19
Всього	58,65	6,74	10,6	38,9	78,11	13,18

1.5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЧАСТИНИ 2 ПРОЕКТУ

1.5.1. Визначаю температуру суміші зворотної води після системи ГВП та вентиляції, для максимально зимового режиму:

$$\begin{aligned} \tau_2 &= \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_в} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_в}{(G_o + G_{ГВП}) + G_в} \tau_{o2в} = \\ &= \frac{58.6 + 3,0}{58.3 + 3,0 + 4,43} \cdot 35 + \frac{4,43}{58.6 + 3,0 + 4,43} \cdot 28.4 = 34.57 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

1.5.2. Визначаю температуру суміші зворотної води після системи ГВП та вентиляції, для режиму точки зламу температурного графіка:

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						31
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\tau_2 = \frac{58.6 + 29.58}{58.6 + 29.58 + 7,01} \cdot 28.92 + \frac{7,01}{58.6 + 29.58 + 7,01} \cdot 41.92 = 29.87 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.5.3. Формулю результати розрахунку теплової мережі, що необхідні для теплового розрахунку джерела тепlopостачання (водогрійної котельні) у вигляді таблиці 1.8.

Таблиця 1.8

Загальні вихідні дані для Ч.2 проекту

№ п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Дніпро		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепlopережі району	τ_1 / τ_2	$^\circ\text{C} / ^\circ\text{C}$	150/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	$^\circ\text{C}$	-23	+3	+15
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	19,66	7.7	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	8.3	8.3	2,21
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	2,26	0,82	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	МВт-год/рік	54516.24		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{\text{п.п}}$	МВт	12,0	12,0	12,0
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	t_2''	$^\circ\text{C}$	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{п.п}}^{\text{рік}}$	МВт-год/рік	43460,0		

<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>7</u>
12	Температура “прямої” мережної води	τ_1	°C	150	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	τ_2	°C	35.6	30.3	30
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	кг/с т/ год	63,12 234,432	100.9 363,24	13.18 47.448
15	Убуток водив тепломережі	$G_{уб.тм}$	т/ год	15,0	15,0	5,0
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	G_2	т/ год	246,31	378.28	57.13
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{втр.тм}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{стат. тм}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

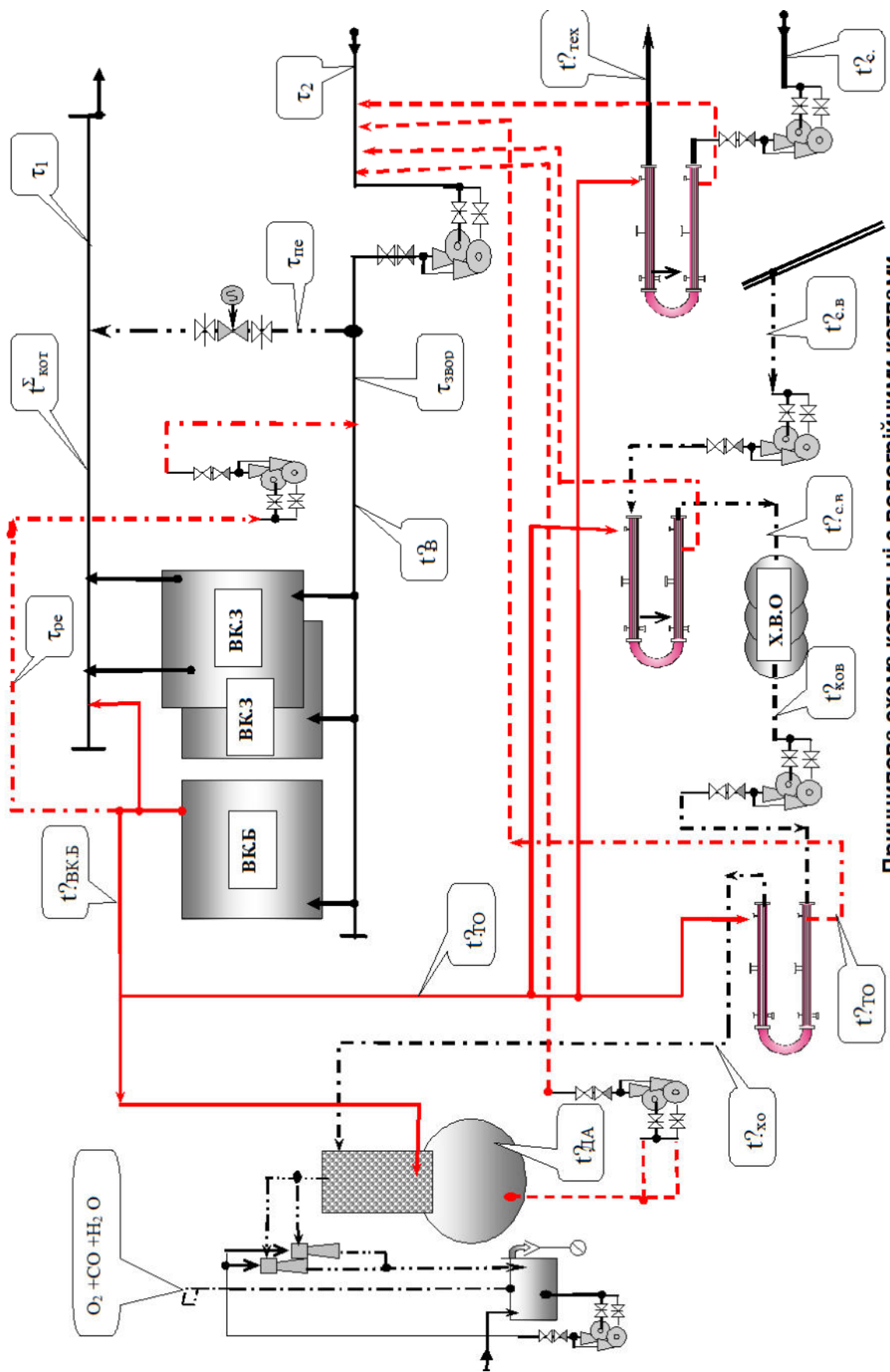
2. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ

2.1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами

Перелік вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами формує на базі двох джерел інформації:

- на базі результатів виконаного в Частині 1 проекту теплового розрахунку теплової мережі району;
- на базі даних, сформованих самостійно в рамках виконання Частини 2 проекту.

					00БП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ				
<i>Зм.</i>	<i>Арку</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>					
<i>Розробив</i>	Акіменко О.М.				<i>Літера</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркуші</i>		
<i>Перевірів</i>	Павелко В.І.							34	100
<i>Н. Контр.</i>								НУХТ. Каф. ТЕХТ, гр. ТЕ 4-6	
<i>Затвердив</i>	Василенко С.М.								



Принципова схема котельні з водограйним котлами

Рис. 2.1

2.1.1 Вихідні дані для частини 2 проекту, одержані в частині 1 проекту представляю нижче, в таблиці 2.1:

Таблиця 2.1

Загальні вихідні дані для частини 2 проекту, одержані в частині 1 проекту.

№ п.п.	Назва параметра	Їм. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Дніпро		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	τ_1 / τ_2	°C/°C	150/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	°C	-23	+3	+15
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	19,66	7,7	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	8,3	8,3	2,21
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	2,26	0,82	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	МВт·год/рік	54516,24		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{\text{п.п}}$	МВт	12,0	12,0	12,0
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	t_2''	°C	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{п.п}}^{\text{рік}}$	МВт·год/рік	43460,1		

<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>7</u>
12	Температура “прямої” мережної води	τ_1	°C	150	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	τ_2	°C	35.6	30.3	30
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	кг/с т/ год	65,12 234.432	100.9 363.24	13.18 47,778
15	Убуток води в тепломережі	$G_{уб.тм}$	т/ год	15,0	15,0	5,0
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	G_2	т/ год	246,31	378.28	57.13
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{втр.тм}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{стат. тм}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

Примітка:

Перед початком формування вихідних даних для котельні здійснюють балансову перевірку взаємоузгодженості по тепловій енергії одержаних в частні 1 проекту результатів для трьох режимів за наступним балансовим рівняннями:

$$(Q_{оп} + Q_{ГВП} + Q_{вент}) = G_1 \cdot 4,2 \cdot (\tau_1 - \tau_2)$$

МЗ: $30.32 = 30.4$

Висновок – результати для режиму МЗ – взаємоузгоджені

ТЗ: $16.82 = 16,82$

Висновок – результати для режиму ТЗ - взаємоузгоджені

Л: $2,21 = 2,21$

Висновок – результати для режиму Л – взаємоузгоджені

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						37
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

2.1.2 Вихідні дані для частини 2 проекту, сформовані в частині 2 проекту, представляю в таблиці 2.2:

Таблиця 2.2

Вихідні дані для частини 2 проекту сформовані в частині 2 проекту

№ п.п	Назва параметра	Їм. позн.	Од. вим.	Характерні режимні експлуатації			Джерело інформації
				МЗ	ТЗ	Л	
1	3	2	4	5	6	7	8
1	Вид палива для котельні		--	Природний газ			Засади паливопостачання міста
2	Теплота згорання палива	$Q_{н^p}$	кДж/ м ³	33730,0			Сертифікат палива
3	Температура в деаераторі	$t_{ДА}$	°С	65°	65°	65°	Е.Р: 70 °С – 60 °С
4	Розрідження в деаераторі	$p_{ДА}$	бар	- 0,75	- 0,75	- 0,75	Е.Р: 0,70 – 0,80 бар
5	Номінальна температура води на вході в котел	$t'_{ВК.НОМ}$	°С	70°	65°	65°	Е.Р. для водогрійних котлів
6	Номінальна температура води на виході з котла	$t''_{ВК.НОМ}$	°С	150°	150°	150°	“—“
7	Температура сиріої води	$t'_{с.в}$	°С	5°	5°	15°	Е.Р: 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С – для режиму Л
8	Температура сиріої води перед станцією хіводоочищення	$t''_{с.в}$	°С	15°	15°	15°	Е.Р: 15°С - 20 °С
9	Температура хімоочищеної води на виході зі станції ХВО	$t'_{хов}$	°С	20°	20°	20°	Е.Р: 15°С – 20 °С
10	Температура хімоочищеної води перед деаератором	$t''_{хов}$	°С	55°	55°	55°	Е.Р: 50 °С – 65 °С
11	Температура технологічної води на вході в котельню	$t'_{техн.в}$	°С	5 °	5 °	15°	Е.Р: 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С для режиму Л

12	Температура технологічної води на виході з котельні	$t''_{\text{техн.в}}$	°C	95°	95°	95°	Технологічний регламент промислового підприємства
13	Температура грійної води на вході внутрішньокотельні підігрівники та на вході в деаератор	$t'_{\text{ТОА}}$	°C	150°	150°	150°	Е.Р: $t'_{\text{ТОА}} = t''_{\text{ВК.НОМ}}$
14	Температура грійної води на виході з внутрішньокотельних підігрівників	$t''_{\text{ТОА}}$	°C	65°	65°	65°	Е.Р: $t''_{\text{ТОА}} = 65 \text{ °C}$
15	Коефіцієнт випара з деаератора	$\alpha_{\text{вип.}}$	од	0,01	0,01	0,01	Е.Р: 0,005 – 0,01
16	Коефіцієнт власних потреб станції хімводоочищення	$K_{\text{ХВО}}$	од.	1,10	1,10	1,10	Е.Р: 1,05 – 1,10

2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні

Викреслюю на аркуші (формат А4), згідно Додатка2, принципову тепло-технологічну схему котельні у відповідності до встановлених технічних рішень, щодо направлення потоків енергоносіїв.

2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

2.3.1. Визначаю сумарне теплове навантаження житлового району для котельні з урахуванням втрат теплоти в тепломережі – $\sum Q_{\text{ЖР}}$, МВт:

$$\sum Q_{\text{ЖР}} = (1,05-1,15) \cdot (Q_{\text{опал}} + Q_{\text{ГВП}} + Q_{\text{вент}})$$

Результати визначення навожуу таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum Q_{\text{ЖР}} = 1,05 \cdot (19,66 + 8,3 + 2,26) = 30,3 \text{ МВт}$	31.73	17.6	2.32
ТЗ: $\sum Q_{\text{ЖР}} = 1,05 \cdot (7,7 + 8,3 + 0,82) = 17,6 \text{ МВт}$			
Л: $\sum Q_{\text{ЖР}} = 1,05 \cdot (0,0 + 2,21 + 0,0) = 2,32 \text{ МВт}$			

2.3.2. Визначаю режим роботи котельні – з одним “базовим” котлом.

2.3.3. Визначаю експлуатаційну температуру води на вході встановлені котли – $t'_{\text{ВК}}$, °С, зарекомендацією п. 2.1.3.

Результати визначення навожуу таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
$t'_{\text{ВК}} = 70\text{ °С}$	70°	70°	70°

2.3.4. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з базового котла – $t''_{\text{ВК.Б}}$, °С, зарекомендацією п. 2.1.4.

Результати визначення навожуу таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
$t''_{\text{ВК.Б}} = 150\text{ °С}$	150°	150°	150°

2.3.5. Визначаю експлуатаційну температуру грійної води на вході в теплообмінники технологічної, сирії, хімічещеної води та на вході в деаератор – $t'_{\text{ТОА}}$, °С, за рекомендацією п. 2.1.4.

Результати визначення навожуу таблиці 2.6.

Таблиця 2.6.

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
$t'_{\text{ТОА}} = 150\text{ °С}$	150°	150°	70°

2.3.6. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з теплообмінників технологічної, сирії та хімічещеної води – $t''_{\text{ТОА}}$, °С, зарекомендацією п. 2.1.15.

Результати визначення навожуу таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

Визначення результату	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
Експлуатаційна рекомендація: $t''_{\text{ТОА}} = 65,0^{\circ}\text{C}$	65°	65°	65°

2.3.7. Визначаю витрату води з деаератора на компенсацію втрат в тепломережі – $G_{\text{ДА}}^{\text{підж}}$, т/год:

$$G_{\text{ДА}}^{\text{підж}} = G_{\text{убут}}$$

Результати визначення навести у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

Визначення результату	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{\text{ДА}}^{\text{підж}} = 15,0$ т/год	15,0	15,0	5,0
ТЗ: $G_{\text{ДА}}^{\text{підж}} = 15,0$ т/год			
Л: $G_{\text{ДА}}^{\text{підж}} = 5,0$ т/год			

2.3.8. Визначаю витрату грійної води з базового водогрійного котла на деаератор – $G_{\text{ДА}}^{\text{гр.в}}$, т/год, та його теплове навантаження – $Q_{\text{ДА}}$, МВт:

$$G_{\text{ДА}}^{\text{гр.в}} = (1 + \alpha_{\text{вип}}) \cdot G_{\text{підж}} \cdot (t_{\text{ДА}} - t_{\text{хов}}'') / (t'_{\text{ТОА}} - t_{\text{ДА}})$$

$$Q_{\text{ДА}} = (G_{\text{ДА}}^{\text{гр.в}} / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (t'_{\text{ТОА}} - t_{\text{ДА}}) \cdot 10^{-3}$$

Результати визначення навожуу таблиці 2.9.

Таблиця 2.9

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{\text{ДА}}^{\text{гр.В}} = (1+0,01) \cdot 15,0 \cdot (65-55) / (150-65) = 1,8$ т/год	1,80	1,80	0,60
ТЗ: $G_{\text{ДА}}^{\text{гр.В}} = (1+0,01) \cdot 15,0 \cdot (65-55) / (150-65) = 1,8$ т/год			
Л: $G_{\text{ДА}}^{\text{гр.В}} = (1+0,01) \cdot 5,0 \cdot (65-55) / (150-65) = 0,6$ т/год			
МЗ: $Q_{\text{ДА}} = (1,8/3,6) \cdot 4,2 \cdot (150-65) \cdot 10^{-3} = 0,18$ МВт	0,18	0,18	0,06
ТЗ: $Q_{\text{ДА}} = (1,8/3,6) \cdot 4,2 \cdot (150-65) \cdot 10^{-3} = 0,18$ МВт			
Л: $Q_{\text{ДА}} = (0,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (150-65) \cdot 10^{-3} = 0,06$ МВт			

2.3.9 Визначаю витрату води з деаератора – $G''_{\text{ДА}}$, т/год:

$$G''_{\text{ДА}} = (1 - \alpha_{\text{вип}}) \cdot G_{\text{підж}} + G_{\text{ДА}}^{\text{гр.В}}$$

Результати визначення навожуу таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G''_{\text{ДА}} = (1 - 0,01) \cdot 15,0 + 1,80 = 16,7$ т/год	16,7	16,7	5,6
ТЗ: $G''_{\text{ДА}} = (1 - 0,01) \cdot 15,0 + 1,80 = 16,7$ т/год			
Л: $G''_{\text{ДА}} = (1 - 0,01) \cdot 5,0 + 0,60 = 5,6$ т/год			

2.3.10 Визначити витрату хімічованої води, що надходить в деаератор – $G_{\text{ХОВ}}$, т/год:

$$G_{\text{ХОВ}} = (1 + \alpha_{\text{вип}}) \cdot G_{\text{підж}}$$

Результати визначення навожуу таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{\text{ХОВ}} = (1+0,01) \cdot 15,0 = 15,2$ т/год	15,2	15,2	5,1
ТЗ: $G_{\text{ХОВ}} = (1+0,01) \cdot 15,0 = 15,2$ т/год			
Л: $G_{\text{ХОВ}} = (1+0,01) \cdot 5,0 = 5,1$ т/год			

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						42
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3.11 Визначаю витрату сирі води для підживлення – $G_{с.в.}$, т/год:

$$G_{с.в.} = K_{хво} \cdot G_{хов}$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{с.в.} = 1,10 \cdot 15,2 = 16,7$ т/год	16,7	16,7	5,6
ТЗ: $G_{с.в.} = 1,10 \cdot 15,2 = 16,7$ т/год			
Л: $G_{с.в.} = 1,10 \cdot 5,1 = 5,6$ т/год			

2.3.12. Визначаю теплову потужність підігрівника сирі води (ПСВ) – $Q_{ПСВ}$, МВт, та витрату грійної води на ПСВ – $G_{ПСВ}$, т/год, відповідно:

$$Q_{ПСВ} = (G_{с.в.} / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (t''_{с.в} - t'_{с.в}) \cdot 10^{-3},$$

$$G_{ПСВ}^{гр.в} = Q_{ПСВ} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t'_{ТОА} - t''_{ТОА})]$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

Визначення результату	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $Q_{ПСВ} = (16,7/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,29$ МВт	0,29	0,29	0,10
ТЗ: $Q_{ПСВ} = (16,7/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,29$ МВт			
Л: $Q_{ПСВ} = (5,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,10$ МВт			
МЗ: $G_{ПСВ}^{гр.в} = 0,29 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 2,9$ т/год	2,9	2,9	1,0
ТЗ: $G_{ПСВ}^{гр.в} = 0,29 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 2,9$ т/год			
Л: $G_{ПСВ}^{гр.в} = 0,10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 1,0$ т/год			

2.3.13. Визначаю теплову потужність підігрівника хімочищеної води (ПХВ) – $Q_{ПХВ}$, МВт, та витрату грійної води на ПХВ – $D^{гр.в}_{ПХВ}$, т/год, відповідно:

$$Q_{ПХВ} = (G_{хов} / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (t''_{хов} - t'_{хов}) \cdot 10^{-3}$$

$$G_{ПХВ}^{гр.в} = Q_{ПХВ} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t'_{ТОА} - t''_{ТОА})]$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.14.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						43
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.14

Визначення результата	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $Q_{ПХВ} = (15,2/3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3} = 0,62$ МВт	0,62	0,62	0,21
ТЗ: $Q_{ПХВ} = (15,2/3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3} = 0,62$ МВт			
Л: $Q_{ПХВ} = (5,1/3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3} = 0,21$ МВт			
МЗ: $G_{ПХВ}^{гр.в} = 0,62 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 6,25$ т/год	6,25	6,25	2,1
ТЗ: $G_{ПХВ}^{гр.в} = 0,62 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 6,25$ т/год			
Л: $G_{ПХВ}^{гр.в} = 0,21 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 2,1$ т/год			

2.3.14. Визначаю витрату технологічної води на ПТВ – $G_{техн.в}$, т/ГОД, теплову потужність ПТВ – $Q_{ПТВ}$, МВт та витрату грійної води – $G_{ПТВ}^{гр.в}$, т/ГОД, відповідно:

$$G_{техн.в} = Q_{ПТВ} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot t''_{техн.в})$$

$$Q_{ПТВ} = G_{техн.в} \cdot 4,2 \cdot (t''_{техн.в} - t'_{техн.в}) \cdot 10^{-3}$$

$$G_{ПТВ}^{гр.в} = Q_{ПТВ} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t'_{ТОА} - t''_{ТОА})]$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

Визначення результата	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{техн.в} = 12,0 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot 95^\circ) = 108,2$ т/год	108,2	108,2	108,2
ТЗ: $G_{техн.в} = 12,0 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot 95^\circ) = 108,2$ т/год			
Л: $G_{техн.в} = 12,0 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot 95^\circ) = 108,2$ т/год			
МЗ: $Q_{ПТВ} = (108,2/3,6) \cdot 4,2 \cdot (95^\circ - 5^\circ) \cdot 10^{-3} = 11,4$ МВт	11,4	11,4	10,1
ТЗ: $Q_{ПТВ} = (108,2/3,6) \cdot 4,2 \cdot (95^\circ - 5^\circ) \cdot 10^{-3} = 11,4$ МВт			
Л: $Q_{ПТВ} = (108,2/3,6) \cdot 4,2 \cdot (95^\circ - 15^\circ) \cdot 10^{-3} = 10,1$ МВт			
МЗ: $G_{ПТВ}^{гр.в} = 11,4 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150^\circ - 65^\circ)] = 115,0$ т/год	115,0	115,0	102,0
ТЗ: $G_{ПТВ}^{гр.в} = 11,4 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150^\circ - 65^\circ)] = 115,0$ т/год			
Л: $G_{ПТВ}^{гр.в} = 10,1 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (70^\circ - 65^\circ)] = 102,0$ т/год			

2.3.15 Визначаю сумарну витрату грієної з базового котла води на внутрішнє споживання котельні – $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}}$, т/год:

$$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}} = G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ДА}}^{\text{гр.в}}$$

Результати визначення навожу в таблиці 2.16.

Таблиця 2.16

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}} = 115,0 + 62,5 + 2,9 + 1,8 = 125,95$ т/год	125.95	125.9	105,7
ТЗ: $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}} = 115,0 + 62,5 + 2,9 + 1,8 = 125,95$ т/год			
Л: $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}} = 102,0 + 2,1 + 1,0 + 0,6 = 105,7$ т/год			

2.3.16 Визначаю температуру зворотної води на вході мережних насосів (після змішування всіх потоків води) – $\tau_{\text{звор}}$, °С:

$$\tau_{\text{звор}} = (G_2 \cdot \tau_2 + G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в}} \cdot t''_{\text{ТОА}} + G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.в}} \cdot t''_{\text{ТОА}} + G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в}} \cdot t''_{\text{ТОА}} + G''_{\text{ДА}} \cdot t''_{\text{ДА}}) / (G_2 + G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в}} + G''_{\text{ДА}})$$

Результати визначення навожуу таблиці 2.17.

Таблиця 2.17

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
МЗ: $\tau_{\text{звор}} = 246,31 \cdot 35,6 + 115,0 \cdot 65^\circ + 6,2 \cdot 65^\circ + 2,9 \cdot 65^\circ + 65^\circ / (246,45 + 115,0 + 6,2 + 2,9 + 15,0) = 46,21^\circ$	46.21°	39.63°	51.75°
ТЗ: $\tau_{\text{звор}} = 378,28 \cdot 30,3^\circ + 115,0 \cdot 65^\circ + 6,2 \cdot 65^\circ + 2,9 \cdot 65^\circ + 65^\circ / (378,28 + 115,0 + 6,2 + 2,9 + 15,0) = 39,63^\circ$			
Л: $\tau_{\text{звор}} = 57,13 \cdot 30^\circ + 102,0 \cdot 65^\circ + 2,1 \cdot 65^\circ + 1,0 \cdot 65^\circ + 5,0 \cdot 65^\circ / (57,13 + 102,0 + 2,1 + 1,0 + 5,0) = 51,75^\circ$			

2.3.17. Визначаю загальну теплову потужність котельні (т. зв. потужність з “виробленої” теплоти) – $\Sigma Q_{\text{кот}}$, т/год, з урахуванням теплоти, що внесена водою підживлення:

$$\Sigma Q_{\text{кот}} = \Sigma Q_{\text{ЖР}} + Q_{\text{ПТВ}} + Q_{\text{ПХВ}} + Q_{\text{ПСВ}} + Q_{\text{ДА}} - (G_{\text{підж}}/3,6) \cdot 4,2 \cdot t_{\text{с.в}} \cdot 10^{-3}$$

Результати визначення навожуу таблиці 2.18.

Таблиця 2.18

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum Q_{\text{КОТ}} = 31.73 + 11,4 + 0,18 + 0,29 + 0,62 - (15,0/3,6) \cdot 4,2 \cdot 5^\circ \cdot 10^{-3} = 44,13 \text{ МВт}$	44,13	30	12,7
ТЗ: $\sum Q_{\text{КОТ}} = 17.6 + 11,4 + 0,18 + 0,33 + 0,69 - (15,0/3,6) \cdot 4,2 \cdot 5^\circ \cdot 10^{-3} = 30 \text{ МВт}$			
Л: $\sum Q_{\text{КОТ}} = 2.32 + 10,1 + 0,06 + 0,10 + 0,21 - (5,0/3,6) \cdot 4,2 \cdot 15^\circ \cdot 10^{-3} = 12,7 \text{ МВт}$			

2.3.18. Встановлюю типорозмір встановлюваних в котельні водогрійних котлів, їх номінальну теплову потужність – $Q_{\text{ВК.НОМ}}$, МВт, номінальний пропуск води через котли – $G_{\text{ВК.НОМ}}$, т/ГОД, ККД котлів – $\eta_{\text{ВК.НОМ}}$, од, температурні параметри – $t_{\text{ВК.НОМ}}$, °С, $t''_{\text{ВК.НОМ}}$, °С.

Вибір типорозміру водогрійних котлів здійснюю з таких міркувань:

на ринку водогрійних котлів існує пропозиція наступних типорозмірів водогрійних котлів:

КВ-ГМ –10 (11,6 МВт), КВ-ГМ –20 (23,2 МВт), КВ-ГМ –30 (34,8 МВт), КВ-ГМ – 50 (58,0 МВт), КВ-ГМ–100 (116,0 МВт)

Приймаю до встановлення чотири котла **КВ-ГМ–10** (46,4 МВт) – варіант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

Результати визначення навожуу таблиці 2.19.

Таблиця 2.19

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результата
ТИП		КВ-ГМ–10
$Q_{\text{ВК.НОМ}}$	МВт	11,6
$G_{\text{ВК.НОМ}}$	т/ГОД	123,5
η	%	92,0
$t_{\text{ВК.НОМ}}$	°С	150°
$t''_{\text{ВК.НОМ}}$	°С	70°

										Аркуш
										46
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ					

2.3.19. Визначаю число встановлених в котельні водогрійних котлів – $N_{ВК.ВСТ}$, шт.:

$$N_{ВК.ВСТ} = \sum Q_{КОТ} / Q_{ВК.НОМ*})$$

*) Примітка

До встановлення приймаю число котлів, що відповідає результату обчислення за формулою, округленого до більшого цілого числа.

Результати визначення навожу у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20

Визначення результата	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{ВК.ВСТ} = 44.13 / 11,6 = 3,8$	4	3	2
ТЗ: $N_{ВК.ВСТ} = 30 / 11,6 = 2,6$			
Л: $N_{ВК.ВСТ} = 12,7 / 11,6 = 1,09$			

2.3.20. Визначаю кількість котлів, що будуть в експлуатації протягом року в базовому режимі зарекомендацією п. 2.1.4.

$$N_{ВК.Б} = 1$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.21.

Таблиця 2.21

Визначення результата	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{ВК.Б} = 3$	3	2	1
ТЗ: $N_{ВК.Б} = 2$			
Л: $N_{ВК.Б} = 1$			

2.3.21. Визначаю число котлів, що працюють у змінному режимі – $N_{ВК.З}$, шт.:

$$N_{ВК.З} = N_{ВК.ВСТ} - 1$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.22.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						47
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.22

Визначення результата	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{ВК.З} = 4 - 3 = 1$	1	1	1
ТЗ: $N_{ВК.З} = 3 - 2 = 1$			
Л: $N_{ВК.З} = 2 - 1 = 1$			

2.3.22. Визначаю число котлів, що знаходяться в експлуатації в кожному з трьох розрахункових режимів – $N_{ВК.Р}$, шт.:

$$N_{ВК.Р} = N_{ВК.Б} + N_{ВК.З}$$

Результати визначення наведені у таблиці 2.23.

Таблиця 2.23

Визначення результата	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{ВК.Р} = 3 + 1 = 4$	4	3	2
ТЗ: $N_{ВК.Р} = 2 + 1 = 3$			
Л: $N_{ВК.Р} = 1 + 1 = 2$			

2.3.23. Визначаю експлуатаційні параметри роботи “базового” водогрійного котла для всіх режимів, враховуючи рекомендації п.п. 2.1.6 - 2.1.7:

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

$$Q_{ВК.Б} = Q_{ВК.НОМ}, \text{МВт}$$

$$t''_{ВК.Б} = t''_{ВК.НОМ}, \text{°C}$$

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

$$G_{ВК.Б} = G_{ВК.НОМ}, \text{т/ч}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

$$Q_{ВК.Б} = \sum Q_{КОТ}, \text{МВт}$$

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

$$t''_{\text{ВК.Б}} = t''_{\text{ВК.НОМ}}, \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$G_{\text{ВК.Б}} = \sum Q_{\text{КОТ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t''_{\text{ВК.Б}} - t'_{\text{ВК.Б}})], \text{ т/ч}$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.24

Таблиця 2.24

Визначення результата	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: (4 котла) $Q_{\text{ВК.Б}} = 11,6 \text{ МВт}$ $t'_{\text{ВК.Б}} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$ $t''_{\text{ВК.Б}} = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$ $G_{\text{ВК.Б}} = 123,5 \text{ т/год}$	11,6 70° 150° 123,5		
ТЗ: (3 котла) $Q_{\text{ВК.Б}} = 11,6 \text{ МВт}$ $t'_{\text{ВК.Б}} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$ $t''_{\text{ВК.Б}} = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$ $G_{\text{ВК.Б}} = 123,5 \text{ т/год}$		11,6 70° 150° 123,5	
Л: (2 котла) $Q_{\text{ВК.Б}} = 11,6 \text{ МВт}$ $t''_{\text{ВК.Б}} = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$ $t'_{\text{ВК.Б}} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$ $G_{\text{ВК.Б}} = 123,5 \text{ т/год}$			11,6 150° 70° 123,5

2.3.24. Визначаю теплове навантаження водогрійних котлів, що несуть змінну складову теплового навантаження котельні – $\sum Q_{\text{ВК.З}}$, МВт:

$$\sum Q_{\text{ВК.З}} = \sum Q_{\text{КОТ}} - Q_{\text{ВК.Б}}$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.25

Таблиця 2.25

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum Q_{\text{ВК.З}} = 44,13 - 11,6 \cdot 3 = 9,3 \text{ МВт}$	9,3	6,8	1,1
ТЗ: $\sum Q_{\text{ВК.З}} = 30 - 11,6 \cdot 2 = 6,8 \text{ МВт}$			
Л: $\sum Q_{\text{ВК.З}} = 12,7 - 11,6 \cdot 1 = 1,1 \text{ МВт}$			

2.3.25. Визначаю теплове навантаження кожного котла, що несе змінну складову теплового навантаження – $Q_{ВК.З}$, МВт,:

$$Q_{ВК.З} = \sum Q_{ВК.З} / N_{ВК.З}$$

Результати визначення наведено в таблиці 2.26

Таблиця 2.26

Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $Q_{ВК.З} = 9.3 / 1 = 9.3 \text{ МВт}$ ТЗ: $Q_{ВК.З} = 6.8 / 1 = 6.8 \text{ МВт}$ Л: $Q_{ВК.З} = 1.1 / 1 = 1.1 \text{ МВт}$	9.3	6.8	1.1

2.3.26. Визначаю пропуск води через кожний котел, що експлуатується зі “змінним” тепловим навантаженням та температурним режимом:

- для **МЗ** режима (зменшений проти номінального, враховуючи номінальний температурний режим і зменшене теплове навантаження):

$$G_{ВК.З} = Q_{ВК.З} \cdot 10^3 \cdot 3.6 / [4.2 \cdot (t''_{ВК.НОМ} - t'_{ВК})]$$

- для **ТЗ** режима (враховуючи доцільність номінального пропуску води через котли) зарекомендацією п. 2.1.8.

$$G_{ВК.З} = G_{ВК.НОМ}$$

- для **Л** режима (за відсутності такого котла):

$$G_{ВК.З} = 0,0$$

Результати визначення наведено в таблиці 2.27.

Таблиця 2.27

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{ВК.З} = 9.3 \cdot 10^3 \cdot 3.6 / [4.2 \cdot (150^\circ - 70^\circ)] = 99 \text{ т/год}$ ТЗ: $G_{ВК.З} = 123,5 \text{ т/год}$ Л: $G_{ВК.З} = 123,5 \text{ т/год}$	99	123,5	123,5

2.3.27 Визначаю сумарну подачу води на котли, що знаходяться в експлуатації – $\sum G_{ВК}$, т/год:

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						50
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\sum G_{\text{ВК}} = N_{\text{ВК.З}} \cdot G_{\text{ВК.Б}} + N_{\text{ВК.З}} \cdot G_{\text{ВК.З}}$$

Результати визначення навести у таблиці 2.28.

Таблиця 2.28

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum G_{\text{ВК}} = 3 \cdot 123,5 + 1 \cdot 99 = 469,5$ т/год	469,5	370,5	247
ТЗ: $\sum G_{\text{ВК}} = 2 \cdot 123,5 + 1 \cdot 123,5 = 370,5$ т/год			
Л: $\sum G_{\text{ВК}} = 1 \cdot 123,5 + 1 \cdot 123,5 = 247$ т/год			

2.3.28 Визначаю температуру води на виході з котлів, що несуть змінну складову теплового навантаження котельні – $t''_{\text{ВК.З}}, ^\circ\text{C}$:

$$t''_{\text{ВК.З}} = t'_{\text{ВК}} + Q_{\text{ВК.З}} \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot G_{\text{ВК.З}})$$

Результати визначення навести у таблиці 2.29.

Таблиця 2.29

Визначення результату	Значення для режимів, $^\circ\text{C}$		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $t''_{\text{ВК.З}} = 70 + 9,3 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot 99) = 150^\circ\text{C}$	150°	117°	78°
ТЗ: $t''_{\text{ВК.З}} = 70 + 6,8 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot 123,5) = 117^\circ\text{C}$			
Л: $t''_{\text{ВК.З}} = 70 + 1,1 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot 123,5) = 78^\circ\text{C}$			

2.3.29 Визначаю витрату води в рециркуляційному трубопроводі – $G_{\text{РЕЦ}}, \text{т/ГОД}$, для трьохрежимів:

$$G_{\text{РЕЦ}} = \sum G_{\text{ВК}} \cdot (t'_{\text{ВК}} - \tau_{\text{звор}}) / (t''_{\text{ВК.Б}} - \tau_{\text{звор}})$$

Результати визначення навожу в таблиці 2.30.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						51
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.30

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{\text{рец}} = 469,5 \cdot (70^\circ - 46,21^\circ) / (150^\circ - 46,21) = 107,6$ т/год	107,6	100,9	45,9
ТЗ: $G_{\text{рец}} = 370,5 \cdot (70^\circ - 39,63^\circ) / (150^\circ - 39,63) = 100,9$ т/год			
МЗ: $G_{\text{рец}} = 247 \cdot (70^\circ - 51,75^\circ) / (150^\circ - 51,75) = 45,9$ т/год			

2.3.30. Визначаю середньовагову температуру води на виході з усіх водогрійних котлів після змішування її з “базового” та “змінних” котлів – t_{BK}^Σ , °С, для трьох режимів:

$$t_{\text{BK}}^\Sigma = ((G_{\text{BK.Б}} \cdot N_{\text{BK.Б}} - \Sigma G_{\text{вн}} - G_{\text{рец}}) \cdot t''_{\text{BK.Б}} + N_{\text{BK.З}} \cdot G_{\text{BK.З}} \cdot t''_{\text{BK.З}}) / (G_{\text{BK.Б}} \cdot N_{\text{BK.Б}} - \Sigma G_{\text{вн}} - G_{\text{рец}} + N_{\text{BK.З}} \cdot G_{\text{BK.З}})$$

Результати визначення навожу в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $t_{\text{BK}}^\Sigma = ((123,5 \cdot 3 - 125,95 - 107,6) \cdot 150^\circ + 1 \cdot 9,3 \cdot 150^\circ) / (123,5 \cdot 3 - 125,95 - 107,6 + 1 \cdot 9,3) = 150^\circ\text{C}$	150	99,3°	70°
ТЗ: $t_{\text{BK}}^\Sigma = ((123,5 \cdot 2 - 127,1 - 100,9) \cdot 150^\circ + 1 \cdot 123,5 \cdot 91^\circ) / (123,5 \cdot 2 - 127,1 - 100,9 + 1 \cdot 123,5) = 99,3^\circ\text{C}$			
Л: $t_{\text{BK}}^\Sigma = 70^\circ$ (зарегламентом)			

2.3.31. Визначаю витрату зворотної води через регулюючий клапан в трубопроводі перепуску зворотної води в пряму магістраль (т. зв. перепуск) – $G_{\text{пер}}$, т/год, для трьохрежимів:

$$G_{\text{пер}} = G_1 \cdot (t_{\text{BK}}^\Sigma - \tau_1) / (t_{\text{BK}}^\Sigma - \tau_{\text{звор}})$$

Результати визначення навожу в таблиці 2.32.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						52
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.32

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{пер} = 234.432 \cdot (150 - 150) / (150 - 46.21) = 0$ ТЗ: $G_{пер} = 363.24 \cdot (99.3 - 70) / (99.3 - 39.63) = 178.36$ т/год Л: $G_{пер} = 47.448 \cdot (70 - 70) / (70 - 51.75) = 0$ т/год	0	178.36	0

2.2.32. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні:

$$\Delta G\% = (\sum G_{ВК} - G_2 - G_{ВН} + G_{пер} - G_{рец}) \cdot 100 / \sum G_{ВК}$$

Результати визначення навожу в таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результата	Значення для режимів, %		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\Delta G\% = (469.5 - 246.31 - 125.95 + 0 - 107.6) \cdot 100 / 469.5 = 2,2$ % ТЗ: $\Delta G\% = (370,5 - 378.28 - 125.95 + 178.36 - 100,9) \cdot 100 / 370 = 1,5$ % Л: $\Delta G\% = (247 - 57.13 - 105,7 + 0 - 45.9) \cdot 100 / 247 = 3,1$ %	2,2	1,5	3,1

Висновок:

Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами виконані з прийнятною точністю.

2.4. Вибір обладнання котельні

2.4.1. Вибір водогрійних котлів

Приймаю до встановлення чотири котла в **КВ-ГМ-10** – варіант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

2.4.2. Вибір метода очищення води в котельні

Для котельень з водогрійними котлами для видалення з водисолей жорсткості як правило використовують II-хступеневе Na -катіонування.

Вибираю три фільтри (2 робочих, 1 резервний).

2.4.3. Вибір деаератора

Для водогрійних котельень використовують вакуумні деаератори.

Продуктивність деаератора рівна витраті витрати сирової води, що йде на підживлення $G_{\text{с.в.}} = 18,6$ т/год.

Приймаю до встановлення вакуумний деаератор типу ДВ-25 з номінальною продуктивністю 25 т/год.

Приймаю до встановлення охолоджувача випару ОВВ-2.

Приймаю до встановлення ежектор ЕВ-10.

2.4.4. Вибір рециркуляційних насосів

Подача рециркуляційних насосів визначена при розрахунку теплової схеми $G_{\text{реци}} = 101,5$ т/год.

Вибираю три насоса Wilo-IL-E 65/8-40 BF (2 робочих, 1 резервний) $Q_{\text{н. реци}}^{\text{ном}} = 60$ т/год, $H_{\text{н. реци}}^{\text{ном}} = 40$ м.вод.ст., $N_{\text{н. реци}}^{\text{ном}} = 11$ кВт, $\eta_{\text{н. реци}}^{\text{ном}} = 0,7$

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ			
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Акіменко О.М.			Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в м. Дніпро	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив		Павелко В.І.					54	100
Н. Контр.						НУХТ. Каф. ТЕХТ. гр. ТЕ 4-6		
Затвердив		Василенко С.М.						

2.4.5. Вибір мережних насосів

Мережні насоси мають задовольнити подачу в режимі МЗ $\sum G_{BK} = 456,2$ т/год. Приймаю чотири насоса Wilo-NORM-NP 80/250V $Q_{нас.мер}^{ном} = 130$ т/год, $H_{нас.мер}^{ном} = 100$ м.вод.ст., $N_{нас. мер}^{ном} = 75$ кВт, $\eta_{нас. мер}^{ном} = 0,7$.

Для літнього режиму мережеві насоси мають задовольнити подачу $\sum G_{BK} = 247$ т/год. В якості мережевих насосів приймаю два насоса Wilo-NORM-NP 65/250V (1 робочий, 1 резервний) $Q_{нас.мер}^{ном} = 140$ т/год, $H_{нас.мер}^{ном} = 80$ м.вод.ст., $N_{нас. мер}^{ном} = 55$ кВт, $\eta_{нас. мер}^{ном} = 0,78$.

2.4.6. Вибір насосів сирій води

Подача цих насосів визначається максимальною необхідністю в хімічноочищеній воді $G_{с.в.} = 18,6$ т/год. До встановлення приймаю два насоса Wilo-BL 32/170 (1 робочий, 1 резервний) $Q_{нас.св}^{ном} = 20$ т/год, $H_{нас. св}^{ном} = 40$ м.вод.ст., $N_{нас. св}^{ном} = 1,1$ кВт, $\eta_{нас. св}^{ном} = 0,7$.

2.4.7. Вибір насосів хімічищеної води

Подача насосів визначається витратою води з ХВО $G_{хов} = 16,9$ т/год. До встановлення приймаю два одноступеневих насоса Wilo-BL 32/170 (1 робочий, 1 резервний) $Q_{нас.св}^{ном} = 20$ т/год, $H_{нас. св}^{ном} = 40$ м.вод.ст., $N_{нас. св}^{ном} = 1,1$ кВт, $\eta_{нас. св}^{ном} = 0,7$.

2.4.8. Вибір насосів технологічної води

Для подачі технологічної води від джерела теплопостачання – котельні, до промислового підприємства встановлюємо насоси технологічної води. подача цих насосів визначається необхідністю в технологічній воді $G_{техн.в} = 108,2$ т/год. До встановлення приймаю два насоса Wilo-NORM-NP 65/200V $Q_{нас. техн.в}^{ном} = 130$ т/год, $H_{нас. техн.в}^{ном} = 58$ м.вод.ст., $N_{нас. техн.в}^{ном} = 37$ кВт, $\eta_{нас. св}^{ном} = 0,81$.

2.4.9. Вибір насосів підживлення теплової мережі

Для компенсації втрат води в тепловій мережі встановлюємо підживлювальні насоси. $G_{убут} = 15$ т/год. До встановлення приймаю насоса Wilo-BL 32/170 (1 робочий, 1 резервний) $Q_{нас.св}^{ном} = 20$ т/год, $H_{нас. св}^{ном} = 40$ м.вод.ст., $N_{нас. св}^{ном} = 1,1$ кВт, $\eta_{нас. св}^{ном} = 0,7$.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						55
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

2.4.10. Вибір ежекційних насосів

Для циркуляції води в контурі робочої води для відведення від водоструминного ежектора водогазової суміші в бак робочої рідини. Подача цих насосів визначається максимальним об'ємом випару з вакуумного деаератора. До встановлення приймаю два насоса Wilo-BL 20/110 (1 робочий, 1 резервний) $Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}} = 2 \text{ т/год}$, $N_{\text{нас. св}}^{\text{ном}} = 20 \text{ м.вод.ст.}$, $N_{\text{нас. св}}^{\text{ном}} = 0,5 \text{ кВт}$, $\eta_{\text{нас. св}}^{\text{ном}} = 0,7$.

2.4.11. Вибір вентиляторів для водогрійних котлів

У відповідності до технічних умов заводу-виробника водогрійних котлів на комплект поставки котла вибираю вентилятор ВДН-10 $\phi=45^\circ$, $Q = 13300 \text{ м}^3/\text{год}$, $N = 1650 \text{ Па}$, $N = 11 \text{ кВт}$ (4 шт.).

2.4.12. Вибір димососів для водогрійних котлів

У відповідності до технічних умов заводу-виробника водогрійних котлів на комплект поставки котла вибираю димосос ДН-12,5 $\phi=60^\circ$, $Q = 30800 \text{ м}^3/\text{год}$, $N = 744 \text{ Па}$, $N = 22 \text{ кВт}$ (4 шт.).

2.4.13. Вибір підігрівника сирої води

$$Q_{\text{ПСВ}} = (G_{\text{с.в.}} / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (t''_{\text{с.в}} - t'_{\text{с.в}}) \cdot 10^{-3}$$

Необхідна теплова потужність $Q_{\text{ПСВ}} = 0,34 \text{ МВт}$. Приймаю до встановлення пластинчатий теплообмінник НН-07-16/1.

2.4.14. Вибір підігрівника хімочощеної води

$$Q_{\text{ПХВ}} = (G_{\text{хов}} / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (t''_{\text{хов}} - t'_{\text{хов}}) \cdot 10^{-3}$$

Необхідна теплова потужність $Q_{\text{ПХВ}} = 0,68 \text{ МВт}$

Приймаю до встановлення пластинчатий теплообмінник НН-07-16/1.

2.4.14. Вибір підігрівника технологічної води

Необхідна теплова потужність $Q_{\text{ПТВ}} = 11,4 \text{ МВт}$

Приймаю до встановлення пластинчатий теплообмінник НН-41-16/2

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						56
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

2.5. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні

2.5.1. Визначаю годинну витрату природного газу в котельні – $V_{\text{КОТ}}$, тис. м³/год, для трьох режимів роботи:

$$V_{\text{КОТ}} = (1,01-1,02) \cdot \Sigma Q_{\text{КОТ}} \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (\eta_{\text{КОТ}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{роб}})$$

Результати визначення навожу у табл. 2.34.

Таблиця 2.34

Визначення результата	Значення для режимів, тис м ³ /год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $V_{\text{КОТ}} = 1,01 \cdot 44.13 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,88 \cdot 33730)$	5,4		
ТЗ: $V_{\text{КОТ}} = 1,01 \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,88 \cdot 33730)$		3,67	
Л: $V_{\text{КОТ}} = 1,01 \cdot 12.7 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,88 \cdot 33730)$			1,55

2.5.2. Визначаю сумарну “встановлену” електричну потужність, що споживає електричне обладнання власних потреб котельні – $\Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}}$, кВт:

$$\begin{aligned} \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} &= W_{\text{нас.реци}} + W_{\text{нас.тм}} + W_{\text{нас.підж}} + W_{\text{нас.св}} + W_{\text{нас.хв}} + W_{\text{нас.е}} + \Sigma W_{\text{ВД}} + \Sigma W_{\text{Д}} \\ &+ \\ &+ W_{\text{освітл}} = 22+300+1,1+1,1+1,1+0,5+44+88+10 = 467,8 \text{ кВт} \end{aligned}$$

де:

$W_{\text{нас.реци}} = 22$ кВт – встановлена потужність робочих насосів рециркуляції.

$W_{\text{нас.тм}} = 300$ кВт – встановлена потужність робочих мережних насосів.

$W_{\text{нас.підж}} = 1,1$ кВт - встановлена потужність робочих насосів підживлення тепломережі.

$W_{\text{нас.св}} = 1,1$ кВт – встановлена потужність робочих насосів сирі води.

$W_{\text{нас.хв}} = 1,1$ кВт – встановлена потужність робочих насосів хімочищеної води.

$W_{\text{нас.е}} = 0,5$ кВт – встановлена потужність робочих насосів технічної води (ежекційних).

$\Sigma W_{\text{ВД}} = 44$ кВт – встановлена потужність робочих дутьових вентиляторів водогрійних котлів.

$\Sigma W_{\text{Д}} = 88$ кВт – встановлена потужність робочих димососів водогрійних котлів.

$W_{\text{освітл}} = 10$ кВт – встановлена електрична потужність приладів освітлення.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						57
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

2.5.3. Визначаю годинну, добову та річну потребу електричної енергії для власних потреб котельні, відповідно, $W_{\text{вл.п}}^{\text{год}}$, кВт·год/год, $W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}}$, кВт·год/добу, $W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}}$, кВт·год/рік:

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{год}} = \sum W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 1 \cdot K_{\tau}^{\text{год}} = 467,8 \cdot 1 \cdot 0,9 = 421 \text{ кВт·год/год}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}} = \sum W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 24 \cdot K_{\tau}^{\text{доб}} = 467,8 \cdot 24 \cdot 0,8 = 8982 \text{ кВт·год/добу}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}} = \sum W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 8760 \cdot K_{\tau}^{\text{рік}} = 467,8 \cdot 8760 \cdot 0,7 = 2868550 \text{ кВт·год/рік}$$

де:

$K_{\tau}^{\text{год}}$ – середньогодинний експлуатаційний коефіцієнт завантаження споживачів електроенергії котельні, од. Визначаються орієнтовно в межах 0,8–0,9;

$K_{\tau}^{\text{доб}}$ – середньодобовий експлуатаційний коефіцієнт завантаження споживачів електроенергії котельні, од. Визначаються орієнтовно в межах 0,7–0,8;

$K_{\tau}^{\text{рік}}$ – середньорічний експлуатаційний коефіцієнт завантаження споживачів електроенергії котельні, од. Визначаються орієнтовно в межах 0,6–0,7;

2.5.4. Визначаю для МЗ режима середньогодинні питомі витрати природного газу – $(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$, м³/МВт, та умовного в палива – $(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$, кг у.п./МВт в котельній з відпущеної теплової енергії:

$$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}} = V_{\text{КОТ}} \cdot 10^3 / (\sum Q_{\text{ЖР}} + Q_{\text{п.п}})$$

$$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п}} = V_{\text{КОТ}} \cdot K_{\text{газ}}^{\text{у.п}} \cdot 10^3 / (\sum Q_{\text{ЖР}} + Q_{\text{п.п}})$$

Результати визначення навести у таблиці 2.35.

Таблиця 2.35

Визначення результата	Значення для режимів кг у.п./МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
$b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}} = 5,4 \cdot 10^3 / (30,3+12,0) = 123,9 \text{ м}^3/\text{МВт}$	123,5		
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п}} = 5,4 \cdot 1,15 \cdot 10^3 / (30,3+12,0) = 141,2 \text{ кг у.п./МВт}$	142		

2.5.6. Визначаю проектну середньогодинну питому витрату електричної енергії в котельній на відпущену теплову енергію – $e_{e/e}^{відп}$, кВт:

$$e_{e/e}^{відп} = \Sigma W_{річне} / (\Sigma Q_{Т/Ф})^{річн} = 2868550/97721 = 29,4 \text{ кВт/МВт}$$

2.5.7. Визначаю собівартість теплоти, відпущеної від котельні – C_Q , грн/МВт:

$$C_Q = [(b_T^{відп})_{у.п} / K_{у.п}] \cdot C_{палив} \cdot 10^{-3} + e_{e/e}^{відп} \cdot C_{Е/Е} + C_Q^{експл}$$

$$C_Q = (142,5/1,15) \cdot 3590,0 \cdot 10^{-3} + 29,4 \cdot 0,78 + 30,0 = 497,8 \text{ грн/МВт}$$

2.5.8. Формую висновок щодо енергоефективності проектної котельні.

“Проект водогрійної котельні за своїми показниками енергетичної та економічної ефективності, відповідає середньогалузевому рівню українських котелень комунальної енергетики і може бути прийнятний до реалізації”.

Основні результати розрахунку навожу в табл. 2.36.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						59
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.36

Результати розрахунку теплової схеми котельні з водоگрійними котлами.

№ п.п	Умовне позна- чення	Назва параметра	Один. виміру	Джерело інформації	Числове значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	$t_{\text{зовн}}$	Температура зовнішнього повітря	°C	табл. 2.1	- 23	+ 3	+ 15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	табл. 2.1	31.73	17.6	2,32
3	$Q_{\text{П.П}}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	табл. 2.1	12,0	12,0	12,0
4	$\Sigma Q_{\text{ЖПР}}$	Сумарне теплове навантаження житлово-промислового району	МВт		44,3	29,6	14,2
5	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	ф-ла 2.16	44.13	30	13
6	τ_1	Температура мережної води в "прямій" магістралі на виході з котельні	°C	табл. 2.1	150°	70°	70°
7	τ_2	Температура води в "зворотній" магістралі на вході в котельню	°C	табл. 2.1	35,6°	30,3°	30°
8	$\tau_{\text{звор}}$	Температура води в "зворотній" магістралі на вході в мережні насоси	°C	табл. 2.17	46,21°	39.63°	51.75°
9	G_1	Витрата води в "прямій" магістралі на виході з котельні	т/год	табл. 2.1	234.432	363.24	47.45
10	$G_{\text{убут}}$	Убуток води в тепломережі	т/год	табл. 2.1	15,0	15,0	5,0
11	G_2	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	табл. 2.1	234.432	378.24	57.13
12	$\Sigma G_{\text{ВК}}$	Витрата води в напірному трубопроводі мережних насосів	т/год	табл. 2.28	469.5	370	247
13	$G_{\text{рец}}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	табл. 2.30	107.6	100,9	45.9
14	$G_{\text{пер}}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	табл. 2.32	0	178.36	38.63

ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ

Аркуш

60

15	$N_{BK.BCT}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	ф-ла	4	4	4
16	$N_{BK.P}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	ф-ла	4	3	2
17	$N_{BK.B}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) номінальному режимі	од	ф-ла	3	2	1
18	$N_{BR.3}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	ф-ла	1	1	1
19	V_{KOT}	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м ³ / год	ф-ла	5,24	3,21	1,6
20	$(b_T^{відп})_{газ}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м ³ / МВт	ф-ла	123,5		
21	$(b_T^{відп})_{у.п}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п./МВт	ф-ла	142		
22	ΣW_{BK}	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	ф-ла	467,8		
23	$e_{e/e}^{год}$	Середньогодинна питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	ф-ла	29,4		
24	$\Pi_{Палив}$	Вартість природного газу	грн / тис. м ³	ф-ла	3590,0		
25	$\Pi_{E/E}$	Вартість електроенергії	грн. / кВт·год	ф-ла	0,78		
26	C_Q	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	грн/МВт	ф-ла	497,8		

3. ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Основні вимоги з безпеки праці при експлуатації твердопаливних котлів

Для управління та обслуговування котлів, трубопроводів і допоміжного устаткування (живильних насосів, установок золовидалення і т.д.) роботодавець зобов'язаний призначити операторів, що мають посвідчення на право обслуговування котлів даного типу.

До обслуговування котлів можуть бути допущені особи, не молодші за 18 років, які пройшли медичний огляд, навчання та атестацію в установленому порядку відповідно до Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці НПАОП 0.00-4.12-05 (з0231-05).

Навчання і первинна атестація машиністів (кочегарів) і операторів котельні повинні проводитися в професійно-технічних училищах, навчально-курсівих комбінатах (курсах). Індивідуальна підготовка зазначеного персоналу не допускається.

Періодичні перевірки знань мають проводитися не рідше одного разу на рік. Позачергова перевірка знань проводиться:

- при переході на інше підприємство;
- у випадку переведення на обслуговування котлів іншого типу;
- при переведенні котла на спалювання іншого виду палива;
- при перерві в роботі більше 6 місяців;
- за рішенням адміністрації або за вимогою інспектора Держнаглядохоронпраці.

При переведенні персоналу на обслуговування котлів, працюючих на газоподібному паливі, проводять додаткову перевірку знань у порядку, встановленому Правилами безпеки в газовому господарстві.

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Акіменко О.М.			Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в м. Дніпро	Літера	Аркуш	Аркуші
Перевірів		Павелко В.І.					62	100
Н. Контр.						НУХТ. Каф. ТЕХТ, гр. ТЕ 4-6		
Затвердив		Василенко С.М.						

3.2 Вимоги до приміщень котелень

Улаштування приміщень та горищних перекриттів над котлами не допускається.

При встановленні котлів всередині виробничих приміщень, місце встановлення відокремлюється перегородками на всю висоту котла, але не нижче 2 м, з улаштуванням дверей. Місце розташування та напрямки відчинення дверей визначаються проектною організацією. Перегородки виконуються з неспалювальних матеріалів.

В будівлях котельної розміщуються побутові та службові приміщення для обслуговуючого персоналу відповідно до санітарних норм.

Розміщення будь-яких інших приміщень, а також майстерні, які не призначені для ремонту котельного устаткування, забороняється.

На кожному поверсі приміщення котельної має бути зроблено не менше двох виходів, розміщених в протилежних боках приміщення. Допускається один вихід, якщо площа поверху є меншою 200 м та має бути другий евакуаційний вихід на зовнішні стаціонарні сходи, а в одноповерхових котельних - при довжині приміщення по фронту котлів не більше 22 м.

Виходом із приміщення котельної вважається як безпосередній вихід назовні, так і вихід через сходову клітку чи тамбур.

Вихідні двері з приміщення котельної повинні відкриватися назовні від натиску руки, не мати запорів із котельної та під час роботи котлів, не замикатися. Вихідні двері з котельної в службові, побутові, а також допоміжно-виробничі приміщення повинні забезпечуватися пружинами та відкриватися в бік котельної.

На кожних вхідних дверях приміщення котельної з зовнішнього боку повинен бути напис "Стороннім вхід заборонено".

Біля воріт приміщення котельної, через які проводиться подання палива і вилучення золи та шлаку, необхідно встановлювати тамбур чи повітряну теплову завісу відповідно до вимог НД.

Приміщення котельної повинні бути забезпечені достатнім природним світлом, а в нічний час - електричним освітленням.

Підлягають обов'язковому обладнанню аварійним освітленням наступні місця:

- фронт котлів, а також проходи між котлами, позаду котлів та над котлами;

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						63
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

- щити та пульти управління;
- водовказівні та вимірювальні пристрої;
- зольні приміщення; вентиляторні площадки;
- устаткування водопідготовки; площадки та драбини котлів;
- насосні приміщення.

Робоче та аварійне освітлення, електричне устаткування і його заземлення повинні відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок (ПУЕ).

У приміщеннях котельної при висоті встановлення світильників загального освітлення над підлогою або площадками обслуговування менше 2,5 м повинні влаштовуватися світильники закритого виконання.

При роботі в котлах і газоходах застосовувати ручні світильники з напругою не більше 22 В, або переносні електричні фонарі.

Відстань від фронту котлів або виступаючих частин топки до протилежної стіни котельної повинна становити не менше 3 м.

Ширина проходів між котлами, між котлом і стіною приміщення повинна бути не менше 2 м, ширина проходу між окремими виступаючими частинами котлів та виступаючими частинами споруди, сходами, робочими майданчиками та іншими виступаючими конструкціями - не менше 0,7 м.

Прямки і заглиблення, що не закриваються, повинні огорожуватися перилами висотою не менше 0,9 м.

Для парових котлів паропродуктивністю 2 тони/год і вище і водогрійних теплопродуктивністю 2,26 Мвт (2 Гкал/ч) і вище, працюючих на твердому паливі, подання палива в котельну і в топку котла має бути механізоване, а для котельних із загальним виходом шлаку і золи котлів у кількості 250 кг/год і більше (незалежно від продуктивності котлів) має бути механізоване вилучення шлаку і золи.

При ручному золовидаленні шлакові і зольні бункери повинні забезпечуватись пристроями для заливання золи і шлаку водою в самих бункерах чи вагонетках. В цьому випадку під бункерами обов'язково повинні бути влаштовані ізольовані камери для встановлення вагонеток. Камери повинні мати двері, які щільно закриваються, належну вентиляцію і відповідне освітлення, а двері камери мають бути із зашклюденими вічками.

Керування затвором бункера і заливкою шлаку має бути винесене за межі камери в безпечне для обслуговування місце.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						64
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

При ручному видаленні золи у вагонетки нижні частини зольних бункерів слід розташовувати на такій відстані від рівня підлоги, щоб під затвором бункера висота була не менше 2,9 м, при механізованому видаленні затвор бункера повинен розташовуватися на 0,5 м вище вагонетки.

Ширина проїзду в зольному приміщенні повинна бути не менше ширини вагонетки, що застосовується, збільшеної на 0,7 м із кожного боку. Зменшення ширини допускається лише в проїздах між колонами фундаменту котлів і будов.

Якщо зола і шлак вигрібаються із топки безпосередньо на робочу площадку, то в котельні над місцем вигрібання і заливання вогнищевих залишків повинна бути влаштована витяжна вентиляція.

Котельня повинна бути обладнана засобами пожежогасіння відповідно до норм на протипожежне устаткування і реманент, установлених Правилами пожежної безпеки в Україні ДНАОП 0.02-2.02-95.

Приміщення, де розміщені котли, зольні приміщення, а також всі допоміжні і побутові приміщення повинні бути обладнані природною і штучною вентиляцією, а також, при необхідності, опаленням. Вентиляція котельної повинна забезпечувати видалення шкідливих газів, пилу, подачу приточного повітря і підтримку температурних умов відповідно до вимог санітарних норм.

Приміщення котельної, котли і все обладнання треба тримати в справному стані і чистоті. Проходи в котельному приміщенні і виходи з нього повинні бути завжди вільними.

3.3 Вимоги щодо тримання, обслуговування і нагляду за котлами

Власник котла повинен забезпечити тримання котлів у справному стані, а також безпечні умови їх роботи, організувавши обслуговування, ремонт і нагляд відповідно до вимог Правил.

Для здійснення у відповідності з цими Правилами технічного опосвідчення, забезпечення справного стану і постійного контролю за безпечною експлуатацією котлів власником котла має бути призначена особа, відповідальна за його справний стан і безпечну експлуатацію. Така особа призначається з числа інженерно-технічних працівників, котрі мають відповідну кваліфікацію і теплотехнічну освіту.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						65
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Призначення відповідальної особи необхідно оформляти наказом по підприємству із записом номера і дати наказу в паспорт котла (водопідігрівача) На період відсутності відповідальної особи (відпустка, відрядження тощо) виконання його обов'язків має бути покладено згідно з наказом на іншого інженерно-технічного працівника, який пройшов перевірку знань Правил.

Відповідальний за справний стан і безпечну експлуатацію повинен забезпечити: тримання котлів у справному стані; проведення своєчасного планово-запобіжного ремонту котлів і підготовку їх до технічного опосвідчення; своєчасне усунення виявлених несправностей; обслуговування котлів навченим та атестованим персоналом; обслуговуючий персонал виробничими інструкціями, а також періодичну перевірку знань цих інструкцій; виконання обслуговуючим персоналом виробничих інструкцій.

Відповідальний за справний стан і безпечну експлуатацію котлів зобов'язаний: регулярно оглядати котли в робочому стані; щоденно в робочі дні перевіряти записи в змінному журналі і розписуватися в ньому; проводити роботу із персоналом по підвищенню його кваліфікації; проводити технічне опосвідчення котлів; зберігати паспорти котлів та інструкції заводів-виготовлювачів по їх монтажу та експлуатації; проводити протиаварійне тренування з персоналом котельні; перевіряти правильність ведення технічної документації при експлуатації та ремонті котлів; брати участь у комісії з атестації та періодичній перевірці знань ІТП і обслуговуючого персоналу; брати участь в обстеженнях, які проводять органи Держнаглядохоронпраці, і своєчасно виконувати їх приписи.

Забороняється доручати машиністові (кочегару), операторові котла, який знаходиться на чергуванні, виконання під час роботи котла будь-яких інших робіт, не передбачених виробничою інструкцією.

Забороняється залишати котел без нагляду до повного припинення горіння в топці, вилучення з неї решт палива і зниження тиску до нуля.

Робота котла при камерному спалюванні палива допускається без постійного нагляду машиніста, оператора при наявності автоматики, що забезпечує ведення нормального режиму роботи з пульта управління, контроль і зупинку котла при порушеннях режиму роботи, які можуть викликати пошкодження котла з одночасною сигналізацією про це на пульт управління. Переведення котлів на диспетчеризоване управління має бути проведене за проектом, виконаним спеціалізованою організацією.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						66
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Власник котла на підставі, інструкції заводу-виготівника і цих Правил з урахуванням особливостей даної котельні розробляє і затверджує виробничу інструкцію для персоналу котельні.

Виробнича інструкція має знаходитись у котельні на видному місці. Крім того, кожний робітник котельні повинен мати таку інструкцію в особистому використанні. До виробничої інструкції по обслуговуванню котлів прикладається оперативна схема трубопроводів котельні.

У котельні також вивішуються режимні карти котлів.

У котельні повинні бути годинник, телефон чи звукова сигналізація для виклику в екстрених випадках представників адміністрації.

У котельню не дозволяється допускати осіб, які не мають відношення до експлуатації устаткування котельні.

У котельні необхідно вести змінний журнал для записів результатів перевірки котлів і котельного устаткування, водовказівних приладів, сигналізаторів граничних рівнів води, манометрів, запобіжних клапанів, живильних пристроїв, засобів автоматики, а також тривалості продування котлів, про що ті, хто здає і приймає зміну, повинні обов'язково розписуватись у журналі про здавання і приймання котлів і зміни.

У змінному журналі мають бути записані також розпорядження начальника котельні або особи, яка його заміняє, про розтопку або зупинку котлів (за винятком випадків аварійної зупинки).

Котел повинен бути негайно зупинений і відключений дією захисту чи персоналом у випадках, передбачених виробничою інструкцією, зокрема, при наступних несправностях і відхиленнях від норми.

Для парових і водогрійних котлів:

- при виявленні несправності запобіжного клапана;
- припиненні дії всіх живильних насосів;
- виявленні тріщин, випучин, пропусків у зварних швах, обриві анкерного болта або в'язки в основних елементах котла (барабані, колекторі, камері, пароводоперепускних і водоопускних трубах, парових і живильних трубопроводах, у жаровій трубі, вогневій коробці, кожусі топки, трубній решітці зовнішнього сепаратора);
- згасанні факелів в топці при камерному спалюванні палива;
- зникненні електричної напруги, яка подається на всіх контрольно-вимірювальних приладах, приладах дистанційного і автоматичного управління;

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						67
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

- виникненні пожежі в котельні, яка загрожує обслуговуючому персоналу чи котлу.

3.4 Вимоги безпеки

Експлуатація опалювальних котлів теплопродуктивністю більше 0,1 МВт при камерному спалюванні палива без постійного нагляду за їх роботою обслуговуючим персоналом допускається лише при встановленні автоматики, сигналізації і захисту, що забезпечують ведення безпечного режиму роботи, ліквідацію аварійних ситуацій з пульта керування, а також зупинку котла при порушеннях режиму роботи, які можуть викликати пошкодження котла з одночасною сигналізацією про це на пульт керування. В іншому разі залишати такий котел без постійного нагляду обслуговуючим персоналом як під час роботи котла, так і після його зупинки до зниження в ньому тиску до атмосферного та повного припинення горіння в топці і вилучення з неї решти палива, забороняється.

Також слід пам'ятати, що введення та експлуатація котлів можливі лише за наявності розробленої спеціалізованими проектними організаціями конструкторської документації на котли та котельні. При цьому виготовлення, монтаж, налагоджування, реконструкція, ремонт котлів та їх елементів повинні проводитися лише підприємствами чи організаціями, що мають технічні засоби, необхідні для якісного виконання робіт та відповідні дозволи органів Держпраці.

Кожен котел повинен мати журнал нагляду (паспорт) та настанову (інструкцію) з монтажу і експлуатації на українській мові. Введення в експлуатацію котлів можливе лише після їх технічного огляду та одержання дозволу на їх роботу у встановленому порядку. При цьому повинна бути призначена наказом роботодавця навчена особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, та обслуговуючий персонал, який пройшов медичний огляд, професійну підготовку та атестацію в установленому порядку відповідно до Типового положення про проведення навчання і перевірку знань з питань охорони праці.

Перевірка справності роботи манометрів, запобіжних клапанів, показчиків рівня води і живильних пристроїв повинна проводитись не рідше одного разу на зміну і не рідше одного разу на добу, якщо тиск більше 14 бар (1 бар — це 105 Па або 0,986923 атмосфер). Для котлів, установлених на теплових електростанціях — згідно з графіком, затвердженим роботодавцем.

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

3.5 Перевірка справності проводиться:

- манометра — шляхом встановлення стрілки манометра на нуль (за допомогою триходового крана або запірних вентилів, що його замінюють);
- показчиків рівня води — шляхом їх продування;
- знижених показчиків — порівнянням їх показань з показаннями показчиків рівня води прямої дії;
- запобіжних клапанів — короткочасним примусовим їх відкриттям;
- резервних живильних пристроїв — шляхом їх короткочасного включення в роботу;
- сигналізації і автоматичних захистів — згідно з графіком і інструкцією, затвердженими роботодавцем.

Слід пам'ятати, що **котел має бути негайно зупинений персоналом у випадках, передбачених виробничою інструкцією, а також у випадках:**

- виявлення несправностей запобіжних пристроїв через підвищення тиску;
- якщо тиск в обладнанні під тиском піднявся вище дозволеного на 10% і продовжує підніматись, незважаючи на дотримання персоналом усіх вимог, зазначених в інструкції;
- зниження рівня води нижче нижнього допустимого рівня;
- підвищення рівня води вище верхнього допустимого рівня;
- припинення роботи живильних пристроїв;
- припинення роботи показчиків рівня води прямої дії;
- якщо в основних елементах обладнання виявлені тріщини, випини, пропуски в їх зварних швах, обрив анкерного болта або в'язі;
- недопустимого підвищення або зниження тиску в тракті прямого котла до вбудованих засувки;
- погасання факелів в топці при камерному спалюванні палива;
- зниження витрати води через водогрійний котел нижче мінімально допустимого значення;
- зниження тиску води в тракті водогрійного котла нижче допустимого;
- підвищення температури води на виході із водогрійного котла до значення на 20 °С нижче температури насичення, яка відповідає робочому тиску води у вихідному колекторі котла;

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						69
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

- несправності автоматики безпеки або аварійної сигналізації, включаючи зникнення напруги на цих пристроях;
- виникнення пожежі, яка загрожує обслуговуючому персоналу або котлу;
- несправності манометра і неможливості визначити тиск за допомогою інших приладів.

При цьому механізм здійснення аварійної зупинки обладнання під тиском повинен бути визначений у виробничій інструкції.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						70
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

4. Конденсаційні електростанції

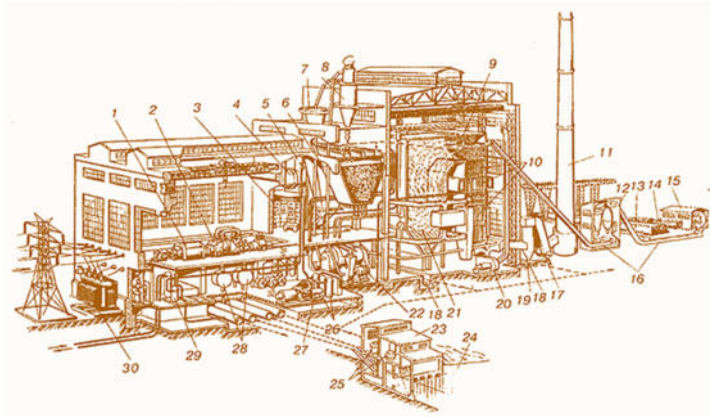
Тепловою електростанцією називають комплекс споруд та обладнання, в яких тепла енергія органічного палива, що надходить на станцію, перетворюється в електричну енергію, яка передається в енергетичну систему або безпосередньо споживачам. На теплових електростанціях, що називаються теплоелектроцентралями (ТЕЦ), крім електричної енергії, виробляється ще й тепла, яка за допомогою теплотрас передається споживачам й розподіляється між ними.

Конденсаційними електричними станціями (КЕС) називаються теплові електричні станції, призначені тільки для виробництва електроенергії. Головною особливістю конденсаційних електричних станцій є те, що в них забезпечуються умови максимально повного перетворення енергії пари, виробленої у котлі, шляхом максимально можливого розширення її у робочих циліндрах турбіни у механічну енергію обертання ротора-турбогенератора, а потім в електричну енергію.

Для забезпечення максимально повного перетворення енергії пари вихлоп її із турбіни здійснюється у спеціальні теплообмінники, в яких відбувається конденсація відпрацьованої пари й підтримується мінімальний для конкретних температурних умов тиск (вакуум). Такі теплообмінники отримали назву конденсаторів (див. підрозділ 3.2). Захована теплота пароутворення, що виділяється при конденсації, скидається через зовнішній циркуляційний контур у навколишнє середовище (водойму або атмосферу) й безповоротно втрачається. Частка цієї теплоти у загальному балансі паросилової установки досягає 60–65%, що зумовлює відносно низький термічний коефіцієнт корисної дії (к.к.д.) конденсаційних електричних станцій, в основному не перевищуючий 40%.

Найпотужніша ТЕС країн СНД – Сургутська ДРЕС-2 потужністю 4800 МВт, яка працює на природному газі, Росія

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробив		Акіменко О.М.			<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в м. Дніпро</i>	Літера	Аркуш	Акрушіє	
Перевірів		Павелко В.І.					71	100	
Н. Контр.						<i>НУХТ. Каф. ТЕХТ. зр. ТЕ 4-6</i>			
Затвердив		Василенко С.М.							



Мал. 4.1. Схема теплової електростанції, яка працює на твердому паливі:

- 1 – електричний генератор;
- 2 – парова турбіна;
- 3 – пульт управління;
- 4 і 5 – деаератор; 6 – пиловий бункер;
- 7 – сепаратор; 8 – циклон;
- 9 – котел;
- 10 – поверхні нагріву (теплообмінники);
- 11 – димова труба;
- 12 – дробильне приміщення;
- 13 – склад резервного палива;
- 14 – вагон;
- 15 – розвантажувальний пристрій;
- 16 – конвеєр;
- 17 – димосос;
- 18 – канал;
- 19 – зололовлювач;
- 20 – вентилятор;
- 21 – топка;
- 22 – млин;
- 23 – насосна станція;
- 24 – джерело води;
- 25 – циркуляційний насос;
- 26 – регенеративний підігрівач високого тиску;
- 27 – живильний насос;
- 28 – конденсатор;
- 29 – пристрій хімічного очищення води;
- 30 – підвищувальний трансформатор;
- 31 – регенеративний підігрівач низького тиску;
- 32 – конденсатний насос

Для підвищення термічного к.к.д. намагаються максимально підвищити температуру й тиск пари на вході у турбіну, застосувати вторинний перегрів пари, а також знизити частку теплоти, що втрачається у конденсаторі, шляхом використання захованої теплоти пароутворення недопрацьованої частини пари, відібраної із турбіни, у підігрівачах живильної води системи регенерації.

Максимальні температура й тиск на КЕС обмежуються жароміцністю й жаростійкістю сталей, що застосовуються у конструкціях пароперегрівачів котла, паропроводів, елементів проточної частини турбіни. Сучасні потужні теплові електростанції працюють при тиску пари на вході у турбіну до 26 МПа та її температурі порядку 540–568°C.

Сучасна конденсаційна електрична станція – це складний технологічний комплекс будівель, споруд та агрегатів з блочною схемою установки обладнання, за якої блок «котел–турбіна–генератор» є незалежно включеною виробничою одиницею, що самостійно регулюється. Як приклад розглянемо роботу електростанції, що спалює вугілля (мал. 4.1).

Для забезпечення електроенергією електродвигунів, освітлювальних пристроїв й приладів електростанції використовується розподільчий пристрій власних потреб.

Відпрацьована у турбіні пара надходить в конденсатор. Утворений там конденсат подається конденсатними насосами через регенеративні підігрівачі низького тиску у деаератор. Тут при температурі, близькій до температури насичення, відбувається видалення розчинених у воді газів, які викликають корозію обладнання, й підігрівається вода до температури насичення. Втрати конденсату (витоки через нещільності у трубопроводах станції або у лініях споживачів) компенсуються хімічно очищеною (знесоленою) у спеціальних установках водою, добавленою у деаератор. Деаерована й підігріта живильна вода подається живильними насосами у регенеративні підігрівачі високого тиску, а потім в економайзер котла. Цикл перетворення робочого тіла повторюється.

Пристрої для хімічної обробки додаткової води знаходяться у хімічному цеху.

Охолоджуюча вода від джерела технічного водопостачання подається у конденсатор циркуляційними насосами, розташованими в насосній станції. Підігріта охолоджуюча вода (циркуляційна) скидається у систему охолодження або в природну водойму на деякій відстані від місця забирання,

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						73
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

достатній для того, щоб підігріта вода не підмішувалась до забраної. У схемах може бути передбачена невелика сітьова підготовча установка для теплофікації електростанції й прилеглого селища. До сітьових підігрівачів такої установки пара поступає із відборів турбіни.

Гази, що утворюються при спалюванні палива у котлі, проходять послідовно топкову камеру, поверхні пароперегрівача й водяного економайзера, де віддають теплоту робочому тілу, а у повітропідігрівачі – повітрю, що подається у паровий котел. Потім у золовловлювачах (електрофільтрах) гази очищаються від летючої золи й через димову трубу димососами викидаються в атмосферу.

Шлак і зола з-під топкової камери, повітропідігрівача й золовловлювачів змивається водою й каналами надходять до багерних насосів, які перекачують їх на золовідвали.

Повітря, необхідне для горіння, подається у повітропідігрівачі парового котла дуттьовим вентилятором. Забір повітря здійснюється із верхньої частини котельного відділення або ззовні.

Контроль та управління роботою теплової станції здійснюється з пульта управління.

Розглянемо типові теплові схеми паротурбінних конденсаційних установок на органічному паливі. Існує простіший варіант теплової схеми КЕС малої потужності, коли підвід теплоти у циклі здійснюється тільки при генерації пари й підігріві її до вибраної температури перегріву. Інша тепла схема характерна для потужних блочних електростанцій, де нарівні з передачею теплоти гострій парі теплота підводиться до пари й після того, як вона відпрацювала у циліндрі високого тиску турбіни.

Першу схему називають схемою без проміжного перегріву, другу – з проміжним перегрівом пари. Теплова ефективність другої схеми вища при одних і тих же початкових та кінцевих параметрах пари. Однак доцільність застосування проміжного перегріву в установках різної потужності повинна визначатись техніко-економічним розрахунком, оскільки це пов'язано зі збільшенням металоемкості й вартості обладнання. У світовій практиці зустрічаються схеми із подвійним проміжним перегрівом пари.

У даний час в експлуатації на території України знаходяться в основному блоки потужністю 200 МВт, які працюють на початкових параметрах пари

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						74
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

12,7 МПа, 540°C та блоки потужністю 300 і 800 МВт з параметрами 23,5 МПа, 545°C.

На блоках потужністю 200 МВт використовуються живильні насоси з електроприводом, а на потужніших, починаючи з 300 МВт – живильні турбонасоси (живильні електронасоси застосовуються як резервні). Блоки з турбіною К-300-240 оснащені одним живильним насосом з приводною турбіною із протитиском, а на блоці з турбіною К-800-240 встановлені дві приводні турбіни з власними конденсаторами. Потужність електроприводу на блоках з турбінами К-200-130 складає близько 2% потужності блоку. Потужність турбоприводу з турбіною К-300-240 – 9,0 МВт, а дві приводні турбіни, встановлені на блоці потужністю 800 МВт, розвивають при номінальному навантаженні блоку потужність близько 27 МВт.

Компоновка головної будівлі електростанції

Основні агрегати КЕС й допоміжне обладнання, що відноситься до них, розміщуються у головній будівлі (головному корпусі). Сукупність технічних рішень щодо розміщення обладнання й виконання будівельної частини об'єднуються поняттям компоновки головної будівлі. Застосовуються різні компоновки головної будівлі, які мають загальну структуру приміщень у відповідності із технологічною схемою виробітку енергії й застосуванням обладнання. Наприклад, обладнання перших електростанцій, побудованих у Нью-Йорку наприкінці ХІХ століття, розміщувалось на декількох поверхах (мал. 4.2).

На КЕС основними приміщеннями головної будівлі є котельне й турбінне відділення, додатковими – деаераторне й бункерне. На сучасних КЕС всі ці приміщення розташовуються паралельно одне одному (див. мал. 4.1). Розміщення парових котлів та турбін й відстані між ними вибираються такими, щоб довжина турбінного й котельного відділень була однаковою.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						75
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

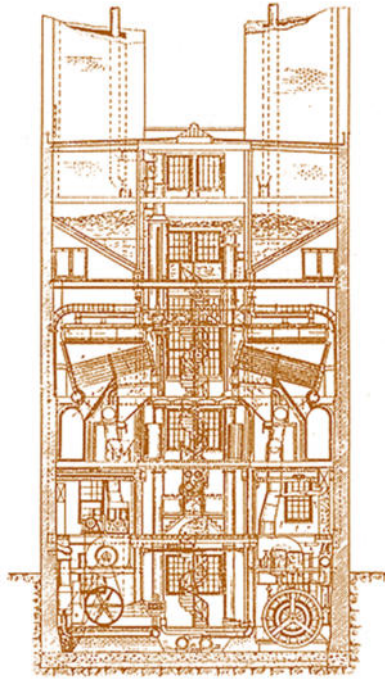


Рис. 4.2. Компоновка обладнання однієї із перших електростанцій у Нью-Йорку

Бункерне та деаераторне відділення зазвичай розташовуються між котельним та турбінним. Вони передбачаються не у всіх типах компоновок головної будівлі. Без бункерного відділення споруджуються головні будівлі КЕС, які працюють на газі й мазуті, а також на твердому паливі при підготовці пилу на центральному пилі заводі. Є компоновки блочних КЕС без деаераторного відділення. У сучасних компоновках головного корпусу бункерне й деаераторне відділення суміщаються.

Компоновка головної будівлі може бути закритою, якщо все основне обладнання розміщується у приміщеннях; напіввідкритою, якщо парові котли встановлюються на відкритому повітрі, й відкритою, якщо стінові огорожі відсутні й над турбінами.

У головних будівлях сучасних КЕС основні й допоміжні приміщення впритул примикають одне до одного без будівельних розривів, що дозволяє зменшити об'єм будівлі й займану нею площу, а також скоротити довжину трубопроводів пари й води між котельним та турбінним відділеннями.

Компоновку котельного відділення визначає тип встановлюваних котлів та вид використовуваного палива. Всі сучасні котли виконуються з нижнім випуском димових газів. При такій конструкції котлів їх вигідно розміщувати

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						76
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

фронтом до турбінного залу, а димососи, вентилятори й димові труби встановлювати на нульовій відмітці.

На сучасних КЕС частина обладнання котельні розміщується на відкритому повітрі. Димососи й вентилятори встановлюються відкрито на всіх газомазутних електростанціях незалежно від кліматичних умов. При спалюванні твердого палива відкрита установка тягодуттьових машин, трубчатих й регенеративних повітрепідігрівачів допускається у районах з нижчою розрахунковою температурою зовнішнього повітря не менше -28°C . Мокрі золовловлювачі встановлюються відкрито при температурі не нижче -15°C . Якщо розрахункова температура нижча вказаних значень, то димососи, вентилятори й золовловлювачі розміщують в окремій будівлі, яка споруджується поряд з котельним відділенням.

Димові труби споруджуються на відстані 20–40 м від зовнішньої стінки котельні. Враховуючи високу вартість труб, число їх приймають мінімальним: одна труба на 2–4 парових котла.

У сучасній тепловій енергетиці в основному застосовуються камерний спосіб спалювання пилоподібного палива й індивідуальні системи пилоприготування вугільного пилу. Обладнання індивідуальної системи пилоприготування розташовується в одній секції з котлом. Млини встановлюються на нульовій відмітці: молоткові й середньоходові – з фронту і боків котла, а шарові барабанні – частіше всього у бункерному (бункерно-деаераторному) відділенні.

Місце для них вибирається з урахуванням забезпечення мінімальної довжини пилопроводів й зручності обслуговування. Сепаратори й циклони встановлюються на верхніх відмітках бункерного відділення.

На висоті 9–11 м передбачається майданчик з індивідуальними й груповими щитами управління. Там же розміщуються пилососильники. Між котлами передбачається місце для спорудження багерної насосної станції системи гідрозоловидалення. Для насосної станції робиться приямок, підлога якого має відмітку, на 3–4 м нижчу підлоги зольного приміщення, яке розташовується на нульовій відмітці. На потужних КЕС багерну насосну розташовують за межами котельні в окремій прибудові.

Зі сторони тимчасового торця будівлі в зольне приміщення прокладається залізничний шлях. Для здійснення монтажних та ремонтних робіт у будівлі котельні встановлюють два мостових крани.

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ

Аркуш

77

Компоновка турбінного відділення визначається вибраним способом розташування турбін – вздовж або поперек осі будівлі. Від цього залежать розміри приміщення, розміщення допоміжного обладнання, довжина трубопроводів пари, живильної води й циркуляційної води. При поздовжньому розташуванні турбін ширина (проліт) турбінного залу менша, ніж при поперечному, а довжина залу більша.

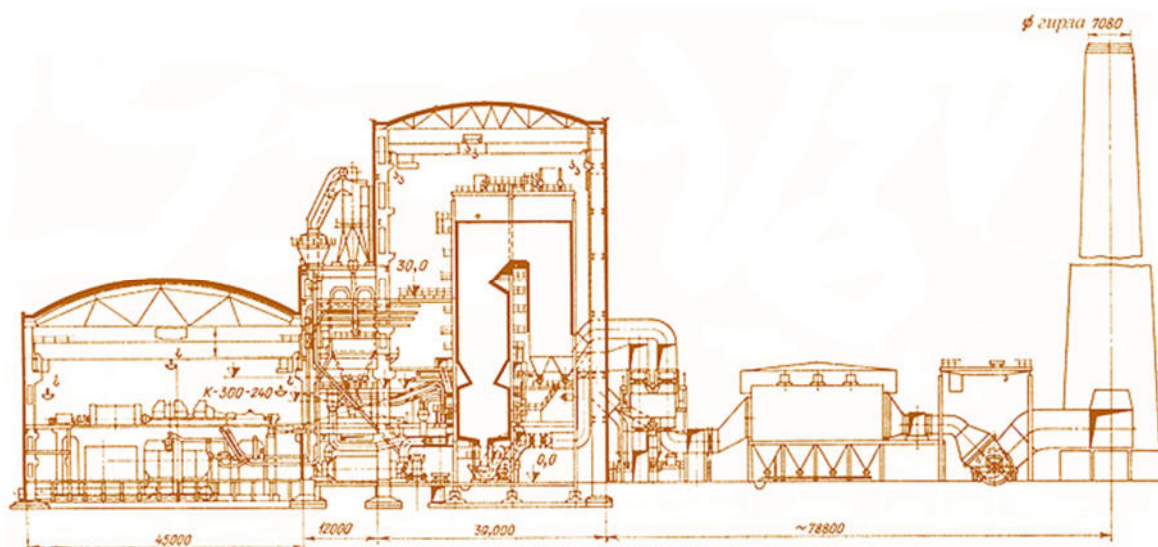


Рис 4.3. Компоновка головного корпусу пилувугільної блочної ТЕС з турбінами К-300-240

Обладнання у турбінному залі розміщується за «острівним» принципом. Вздовж залу з певним кроком встановлюються турбінні агрегати, а біля кожного з них – допоміжне обладнання.

На нульовій відмітці підлоги конденсаційного приміщення розташовується допоміжне обладнання (сітьові й конденсатні насоси, маслаі газоохолоджувачі та ін.).

В одній секції з турбіною встановлюється система змащування підшипників й регулювання турбіни.

На відмітці 8–9 м (на блоках потужністю 300 МВт – 9,6 м; 800 МВт – 11,4 м) розташовуються органи управління основними засувками й вентилями, а також приладний щит турбін.

Біля постійного й тимчасового торців турбінного залу передбачаються майданчики, не зайняті обладнанням, які призначаються для розкладки деталей при ремонтних та монтажних роботах. До цих майданчиків прокладаються тупикові залізничні шляхи.

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

Частина обладнання турбінного відділення розташовується у деаераторному відділенні, яке має декілька поверхів. На нульовій відмітці розміщуються розподільчі пристрої власних потреб й кабельні коридори. На деяких КЕС тут же встановлюються живильні насоси, редуційно-охолоджувальні установки та інше обладнання. На другому поверсі розташовуються блочні щити управління; на верхніх поверхах розміщуються деаератори й баки живильної води. Установка деаераторів на верхніх поверхах створює додатковий підпір води на всмоктуванні живильних насосів, що підвищує надійність їх роботи, виключаючи кавітацію.

У турбінному залі встановлюється один або два мостових крани. Їх вантажопідйомність вибирається із розрахунку підйому найважчої деталі обладнання, якою є зазвичай статор генератора. Відмітка розташування крану над майданчиком обслуговування, як правило, така, щоб можна було знімати циліндри турбін й переносити їх над працюючими турбінами на ремонтні майданчики.

Вентиляція турбінного залу здійснюється за рахунок природної конвекції через аераційний ліхтар, який споруджується на покрівлі будинку, а при дуже великих прольотах для полегшення покрівлі ліхтар не споруджується, а приплив повітря здійснюється за допомогою вентиляторів.

На мал. 4.3 наведена компоновка обладнання пиловугільної КЕС з блоками потужністю 300 МВт. Головна будівля зі збірного залізобетону має крок несучих колон 12 м. Турбінний зал виконаний з підвальним приміщенням, заглибленим на 2,7 м. Бункернодеаераторне відділення однопролітне. Стіна відділення, звернена до котельні, суміщена з фронтовою стіною котла. Такий же варіант будівлі застосовується для КЕС на твердому паливі при підготовці пилу на центральному пилозаводі; бункери пилу на таких КЕС розміщуються між котлами.

У проекті прийнято поперечне розташування турбін.

Для блочних щитів управління (один щит на два блоки) на відмітці основного обслуговування передбачені приміщення у бункерно-деаераторному відділенні. На торці відділення розміщується також і головний щит (центральний щит управління ТЕС).

Загальні принципи розміщення майданчиків та генплан

Крім головного корпусу, до складу електростанції входять багато інших допоміжних будівель та споруд, які забезпечують функціонування КЕС у

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						79
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

цілому. До головного корпусу примикають майданчики для розміщення золовловлювачів, димососів, димові й вентиляційні труби, об'єкти паливного господарства, розподільчий пристрій закритого або відкритого типу, щит управління, якщо він розташовується в окремій будівлі, споруди технічного водопостачання, хімводоочистка, будівля ремонтного цеху й майстерень, золовідвал й пульпопроводи до нього, адміністративний, об'єднаний допоміжний корпус, склади, будівлі ацетиленової, кисневої й компресорної станцій, під'їзні залізничні та автомобільні шляхи, локомотивне депо, пожежне депо, водоочисні споруди та ін.

Більшість із перерахованих вище об'єктів розміщуються у межах огорожі електростанції. За огорожу виносяться золовідвал, резервний й витратний склади вугілля, мазутне господарство, якщо місткість його перевищує 10000 м³, об'єкти технічного водопостачання. Електричні розподільчі пристрої, насосні станції розміщуються як всередині, так і поза огорожею, але з обов'язковою охоронною огорожею.

На перелік та кількість об'єктів електростанції впливають теплова схема, вид використовуваного палива і тип системи водопостачання.

Потужні конденсаційні електростанції на органічному паливі споруджуються в основному поблизу джерел палива: великих родовищ вугілля, торфу, сланців, чим досягаються мінімальні затрати на доставку палива. Важливе значення при розміщенні має близькість їх до споживачів енергії, що дозволяє скоротити протяжність ЛЕП, магістральних трубопроводів пари, води й втрати в них.

Для КЕС на низькосортному паливі (буре вугілля, торф, сланці) близькість до родовища є обов'язковою умовою. Проте при використанні якісного вугілля доставка його може бути рентабельною й на великі відстані, що дозволяє вибирати майданчик для будівництва КЕС ближче до споживачів енергії. Для КЕС на газі й мазуті відстань до джерела паливопостачання не має настільки важливого значення, оскільки витрати на доставку цих видів палива суттєво нижчі, ніж для вугілля, торфу й сланців.

В умовах об'єднаних енергосистем розширюються можливості вибору місця розміщення потужних конденсаційних електростанцій. Вони повинні розташовуватись поблизу ріки, озера або моря для забезпечення мінімальної довжини комунікацій технічного водопостачання й зменшення витрат на спорудження гідротехнічних об'єктів.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						80
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Радіус санітарної зони для КЕС зазвичай складає 500–1000 м; великий розмір приймається при спалюванні багатозольного й високозернистого палива. При визначенні розміру санітарної зони КЕС приймається до уваги наявність біля майданчика інших підприємств, які вже створюють деякий рівень (фон) забруднень у даній місцевості. При наявності фонового забруднення розміри зони мають бути такі, щоб загальний рівень вмісту шкідливих речовин в атмосфері не перевищував діючих норм.

На генеральному плані електростанції розміщення головного корпусу визначає розміщення й компоновку всіх інших об'єктів. На рис. 4.4 показаний генплан вугільної КЕС з блоками 300 МВт, характерний для електростанцій потужністю 2400 і 3000 МВт з установкою відповідно восьми або десяти блоків.

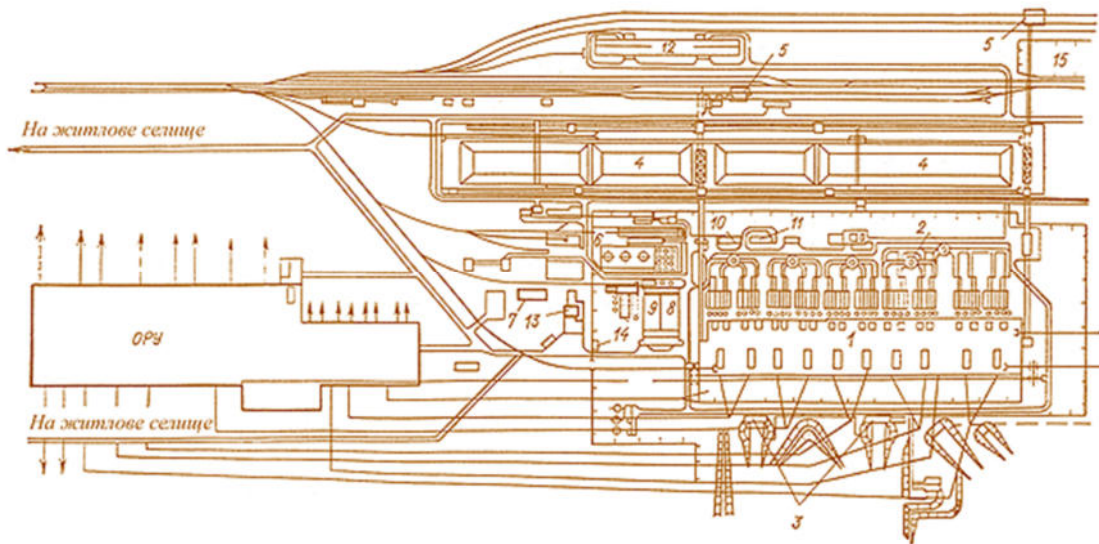


Рис. 4.4 Генплан КЕС з блоками 300 МВт, які працюють на вугіллі:

- 1 – головна будівля;
- 2 – димові труби;
- 3 – насосна станція;
- 4 – вугільний склад;
- 5 – вагоноперекидач;
- 6 – мазутно-масляне господарство;
- 7 – службовий корпус;
- 8 – центральна майстерня;
- 9 – хімоводоочистка;
- 10 – пускова котельня;
- 11 – компресорна станція; 12 – розморожувальний пристрій;
- 13 – столова; 14 – прохідна; 15 – склад

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

Головний корпус розміщується таким чином, щоб турбінне відділення було звернене до водяного джерела; це забезпечує мінімальну довжину водоводів технічного водопостачання. При оборотному водопостачанні з градирнями орієнтування головного корпусу визначається зручностями трасування ліній електропередач, залізничних шляхів й природними умовами майданчика, а саме напрямком домінуючих вітрів. Градирні зазвичай розміщуються зі сторони постійного торця головної будівлі, орієнтування якого повинно бути таким, щоб постійний торець був з підвітряної сторони. Відстань між градирнями й головним корпусом, а також відкритим розподільчим пристроєм зазвичай складає не менше 100 м.

Розподільчі пристрої (РП) призначені для прийому електричної енергії від джерел, віддачі її у систему або розподільчу мережу. РП розподіляють електроенергію між іншими розподільчими пристроями, підстанціями, силовими трансформаторами і т.д. Для електрообладнання електричних станцій використовують високовольтні РП; низьковольтні РП використовують в установках власних потреб. За конструктивним виконанням РП ділять на закриті (ЗРП), коли все електрообладнання розташовується у спеціальних будівлях, відкриті (ВРП) з розміщенням обладнання на відкритому повітрі на огороженій території, комплектні (КРП), які складаються із закритих металевих шаф зі встановленою у них апаратурою, приладами й допоміжними пристроями. Обладнання ВРП розраховане на роботу з напругою 35 кВ і вище та складається із шинних пристроїв, масляних вимикачів, роз'єднувачів, силових і вимірювальних трансформаторів, апаратури захисту, автоматики й сигналізації.

Головні схеми електричних з'єднань ТЕС вибираються на основі схеми приєднання і видачі потужності в енергосистему з урахуванням загальної й одиничної потужності встановлюваних агрегатів. При їх розробці враховуються наступні вихідні дані:

- напруги, на яких видається електроенергія ТЕС, графіки навантажень, схеми мереж та число ліній, які відходять від електростанцій, розмір потоків обмінної потужності;
- струми короткого замикання для кожного із розподільчих пристроїв (РП) підвищених напруг, вимоги до схеми з'єднань щодо стійкості паралельної роботи, вимоги до регулювання напруг на РП, необхідність установки шунтуючих реакторів;

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

- значення найбільшої потужності, яка витрачається при пошкодженні будь-якого вимикача;
- застосування на ТЕС не більше двох підвищених напруг, а також можливість застосування двох розподільчих пристроїв однієї напруги з паралельною роботою цих РП через районні мережі;
- можливість виділення частини власних потреб ТЕС на живлення від ізольованого джерела при системних аваріях.

На ТЕС, які мають розподільчі пристрої генераторної напруги, сумарна потужність трансформаторів, що зв'язують ці РП з РП підвищеної напруги, повинна забезпечувати видачу в мережу підвищеної напруги всієї активної й реактивної потужності з вирахуванням власних потреб з урахуванням річного графіку споживання електроенергії, теплоти і в аварійних режимах.

При виборі числа й сумарної потужності трансформаторів зв'язку для резервування енергосистемою навантажень, приєднаних до РП генераторної напруги, при виході із роботи тільки одного із генераторів, що працюють на РП генераторної напруги, на ТЕС прийняті трифазні трансформатори або групи з однофазних трансформаторів. При установці трифазних трансформаторів у блоках передбачається один резервний на вісім блоків.

Для обмеження струмів короткого замикання при розподілі електроенергії на генераторній напрузі застосовуються здвоєні реактори. Для РП з реактивованими лініями, як правило, використовуються схеми шин–вимикач–реактор–вимикач–реактор–лінія.

Кожний генератор потужністю 300 МВт й вище приєднаний на стороні підвищеної напруги через окремі трансформатори (попарно приєднані два блока на стороні підвищеної напруги або приєднано два генератори до одного трансформатора з розщепленою обмоткою). При цьому між кожним генератором й трансформатором встановлені вимикачі.

Для РП з числом приєднань не більше чотирьох застосовуються схеми трикутника, чотирикутника, мостика. Для РП з великим числом приєднань при напрузі 330–750 кВ і вище застосовуються схеми:

- блочні (генератор–трансформатор– ВЛ–РП понижувальної підстанції);
- з двома системами шин (СШ), з чотирма вимикачами на три ланцюги (схема «4/3»);
- з двома системами шин, з трьома вимикачами на два ланцюги (схема «3/2» полуторна);

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						83
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

- блочні схеми генератор–трансформатор–лінія (ГТЛ) зі зрівнювально-обхідним багатокутником;
- схема з одним або двома багатокутниками із числом приєднань до кожного багатокутника до шести включно, об'єднаними двома перемичками із вимикачами в перемичках.

РП генераторної напруги виконується з однією системою шин, із застосуванням КРП й групових здвоєних реакторів для живлення споживачів.

Видача потужності сучасних великих ТЕС з блоками 500, 800, 1000, 1200 МВт здійснюється на напрузі 220, 330, 500, 750 кВ та вище.

На рис. 4.5 показана схема електричних з'єднань ТЕС із вісьмома блоками по 300 МВт й установленням блоку 1200 МВт при розширенні. Блоки 1, 2, 3 видають електроенергію в РП 220 кВ, виконаний за схемою із двома робочими й обхідною системами шин. У процесі розвитку електростанції при збільшенні числа приєднань до шин 220 кВ одна система шин секціонується. Блок 4 з автотрансформатором пов'язує РП 220 кВ і 500 кВ. Об'єднані блоки 6, 5 і 7, 8 видають електроенергію у РП 500 кВ, виконаний за схемою шестикутника, а при розвитку й установленні блоку 1200 МВт – за схемою «3/2» вимикача на приєднання (на малюнку розширення схеми показано пунктиром). Для ТЕЦ широко застосовувалась схема електричних з'єднань з двома системами шин на стороні генераторної й вищої напруги. Ріст одиничної потужності турбогенераторів, які застосовуються на ТЕЦ (120, 250 МВт), привів до широкого розповсюдження блочних схем електричних з'єднань. На схемі, зображеній на рис. 4.6, споживачі напруги 6–10 кВ отримують живлення реактивованими відпайками від генераторів Г1, Г2, більш віддалені споживачі живляться через підстанції глибокого вводу від шин 110 кВ. Паралельна робота генераторів, яка проводиться на високій напрузі, зменшує струм короткого замикання на стороні 6–10 кВ. Споживчий КРП має дві секції з автоматичним включенням резерву (АВР) на секційному вимикачі. У ланцюгах генераторів для більшої надійності електропостачання установлені вимикачі В1, В2. Трансформатори зв'язку Т1, Т2 повинні бути розраховані на видачу всієї надлишкової активної й реактивної потужності й обов'язково забезпечені РПН. На трансформаторах блоків Г3, Г4 також може бути передбачений пристрій РПН (показано пунктиром), який дозволяє забезпечити відповідний рівень напруги на шинах 110 кВ при видачі резервної реактивної потужності ТЕЦ, працюючої за тепловим графіком. Наявність РПН у цих трансформаторів дозволяє зменшити коливання напруги в установках власних потреб.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						84
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

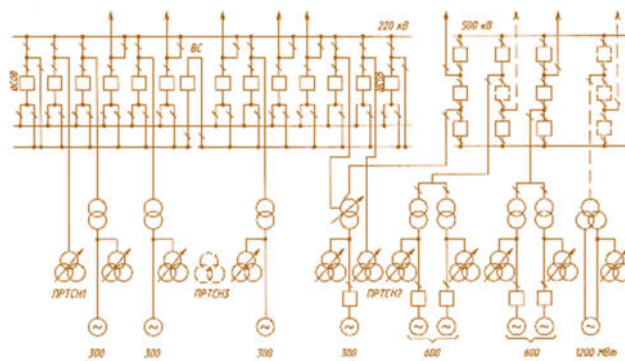


Рис. 4.5. Схема електричних з'єднань ТЕС із вісьмома блоками по 300 МВт та установленням блоку 1200 МВт

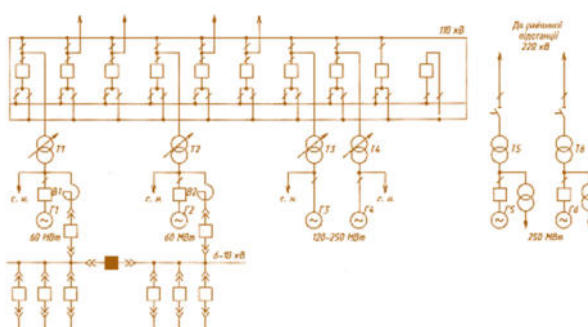


Рис. 4.6. Схема електричних з'єднань блочної ТЕЦ

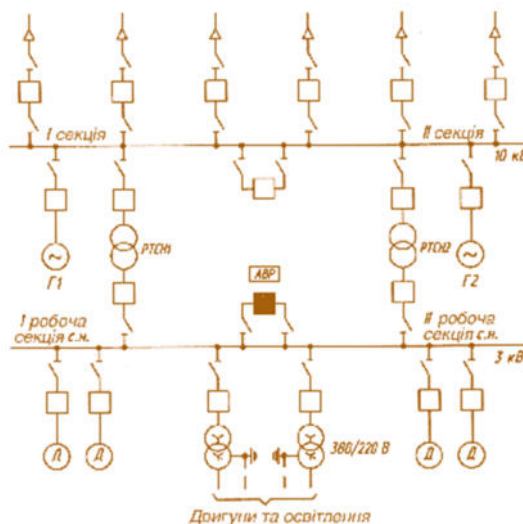


Рис. 4.7. Принципова схема електричних з'єднань живлення власних потреб ТЕЦ від шин генераторної напруги (неявно виражене резервування)

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

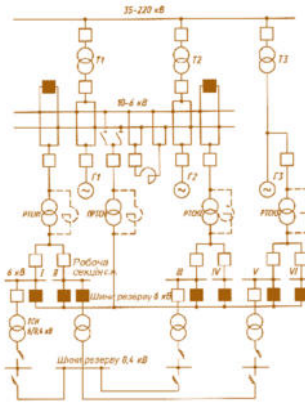


Рис. 4.8. Схема електричних з'єднань живлення власних потреб ТЕЦ (явно виражене резервування)

Схеми електричних з'єднань власних потреб

Крім основних агрегатів – парових котлів, турбін, генераторів, ТЕС оснащені великим числом механізмів, що обслуговують або автоматизують роботу основних агрегатів і допоміжних пристроїв електростанції. Всі механізми разом із їх привідними двигунами, джерелами живлення, внутрішньостанційними електромережами і розподільчими пристроями, пристроями електроосвітлення входять до комплексу, який прийнято називати установкою власних потреб. На ТЕС до установки власних потреб відносяться механізми паливного складу й паливоподачі (вагоноперекидачі, розвантажувальні крани, транспортери, ковшові конвеєри, мазутні насоси, грохоти, дробилки), пилоприготування (вугільні млини, живильники сирого повітря, млинові вентилятори, шнеки, живильники пилю), тягодуттьові (дутьові вентилятори, димососи, димососи рециркуляції), механізми турбінного відділення (живильні, конденсатні, циркуляційні ежекторні насоси, насоси конденсатоочистки, насоси систем змащування підшипників й регулювання), хімоводоочистки та ряд інших.

Крім перелічених механізмів, що обслуговують основний технологічний процес, на електростанціях є механізми допоміжного призначення: насоси технічного водопостачання, пожежні насоси, компресорні установки, двигун-генератори для зарядки акумуляторних батарей й т.п.

Надійність роботи механізмів власних потреб значною мірою визначає надійність роботи станції в цілому. У залежності від ролі в технологічному процесі станції основні механізми власних потреб поділяють на відповідальні й невідповідальні.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						86
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

До відповідальних відносять механізми, припинення роботи яких навіть на незначний час призводить до зниження продуктивності або зупинки основних агрегатів електростанції. До найбільш відповідальних механізмів власних потреб належать циркуляційні насоси, конденсатні насоси, масляні насоси паротурбінних установок, живильні насоси котлів, димососи, дуттьові вентилятори, живильники пилу й т.п. До невідповідальних відносяться механізми, перерва у роботі яких на деякий час не викликає зниження видачі електричної або теплової енергії.

Для приводу механізмів власних потреб застосовуються електродвигуни. Паровий привід застосовується для високооборотних потужних живильних насосів блоків із надкритичними параметрами пари.

Максимальна потужність, що споживається механізмами власних потреб, залежить від типу й потужності ТЕС, від роду та якості палива, способів його спалювання, параметрів пари. Витрата електроенергії на власні потреби залежить також від правильного вибору продуктивності механізмів, потужності електродвигунів й економічності ведення режиму роботи обладнання в експлуатації та складає 3–14%, а витрата теплової енергії складає 3–10%.

Як всі відповідальні споживачі електроенергії 1-ї категорії, схеми електропостачання власних потреб мають резервування, що забезпечує безперервне живлення шляхом автоматичного включення резервного живлення (АВР). Резервування може бути здійснене в неявно вираженому вигляді (мал. 4.7), коли робочий трансформатор власних потреб одночасно є резервним.

У цьому випадку кожен робочий трансформатор за потужністю вибирається з умови живлення всіх власних потреб ТЕС. Такі схеми резервування застосовані на ТЕС дуже малої потужності. Резервування живлення власних потреб ТЕЦ, що мають шини генераторної напруги, може бути й явно вираженим (мал. 4.8). У цьому випадку для ряду робочих трансформаторів власних потреб передбачається один резервний трансформатор власних потреб (ПРТВП), який включається автоматично на ту секцію власних потреб, в якій відключився робочий трансформатор власних потреб. На кожні шість робочих трансформаторів (ліній) приймається один ПРТВП.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						87
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір потужності робочого трансформатора власних потреб блока засновується на підрахунку дійсного навантаження секцій власних потреб (блочної і загальностанційної, підключеної до шин власних потреб блоку). Ряд двигунів є резервними у межах блоку або декількох блоків (резервний збудник), частина механізмів працює періодично (насос кислотної промивки, протипожежні насоси й т.д.). Пускорезервні трансформатори власних потреб за потужністю рівні найбільшому робочому.

На випадок повної тривалої (більше 30 хв.) втрати напруги промислової частоти, пов'язаної з аваріями, на ТЕС передбачене надійне живлення від неблочної частини станції (якщо вона є) від найближчих електростанцій або аварійних дизель-генераторних чи газотурбогенераторних установок таких споживачів: електродвигунів валоповоротних механізмів, підзаряджувальних агрегатів акумуляторних батарей, апаратури КВП, аварійного освітлення.

Як джерела постійного струму на ТЕС використовуються акумуляторні батареї, які є незалежним джерелом постійного струму, здатні жити своїх споживачів при будь-яких аваріях на станції. Від них живляться споживачі, зобов'язані працювати при будь-яких умовах (в тому числі й при аварійних). До таких споживачів відносяться ланцюги управління вимикачами РП всіх напруг, ланцюги управління комутаційними апаратами двигунів механізмів власних потреб 0,4 кВ, ланцюги сигналізації, автоматики, релейного захисту, аварійне освітлення, аварійні насоси систем регулювання і змащування турбоагрегатів. На ТЕС з блоками 300 МВт й вище на кожний блок передбачається по одній акумуляторній батареї і одна або дві загальностанційні батареї. У ланцюгах постійного струму передбачається можливість взаємного резервування живлення.

Для акумуляторних батарей, як правило, використовують свинцево-кислотні стаціонарні акумулятори типу С або СК (для короткочасних розрядів з великим струмом).

Всі станційні акумуляторні батареї експлуатуються у режимі постійної підзарядки. У зв'язку з цим для кожної з них передбачається окремий підзаряджувальний пристрій. Для зарядки всіх акумуляторних батарей встановлюється один загальностанційний зарядний агрегат.

Місце для відкритого розподільчого пристрою (ВРП) відводиться зазвичай зі сторони турбінного відділення, а інколи – зі сторони постійного торця головного корпусу.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						88
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

У системі охолодження генератора на КЕС зазвичай використовується водень. Оскільки водень вибухонебезпечний, його зберігання вносився за територію головного корпусу, а інколи за територію станції. Зберігається він у спеціальних ємкостях – водневих ресиверах. Підсобні й допоміжні об’єкти КЕС розміщуються на генплані таким чином, щоб забезпечувалась мінімальна довжина залізничних та автомобільних шляхів.

Система хімводоочистки. Для підготовки потрібної якості живильної й підживлювальної води на електростанції встановлюється система хімводоочистки (ХВО), яка, як правило, включає в себе освітлювачі, механічні фільтри (сульфовугільні або намівні целюлозні), фільтри для обезсолювання води (Na, H – катіонні та аніонні). Обладнання системи ХВО розміщується в хімцеху КЕС, який розташовується в окремій будівлі або об’єднано-допоміжному корпусі КЕС. Крім ХВО, у процесі експлуатації енергоблоків із прямоточними котлами конденсат підлягає очищенню у блочній обезсолюючій установці (БОУ), до складу якої входять механічні фільтри, фільтри змішаної дії й фільтри-регенератори для відновлення катіоніту і аніоніту.

Технічне водопостачання. Для нормальної роботи електростанцій потрібне надійне і безперебійне забезпечення їх водою. Споживачами води на КЕС є конденсатори турбін й технологічні конденсатори, системи охолодження підшипників обладнання, водопідготовки й гідравлічного золошлаковидалення, численні допоміжні теплообмінники й системи. До складу системи технічного водопостачання електростанції входять: джерело води, підвідні й відвідні канали (водоводи), насоси, охолоджувачі води. За схемою комунікацій й способами охолодження води системи поділяються на прямоточні, оборотні й змішані.

Система називається прямоочною, коли вода для електростанції забирається із природного джерела (ріки, озера чи моря) й після використання скидається в це ж джерело. Місце скидання вибирають нижче за течією, якщо джерелом є річка, та у віддаленому від забору місці, якщо джерелом є озеро або море. Схема комунікацій прямоочної системи показана на мал. 4.9.

Вода з джерела на електростанцію подається напірними водоводами або самопливними каналами. При напірній подачі на березі джерела споруджується насосна станція, від якої до головної будівлі прокладаються залізобетонні або металеві водоводи. Від водоводів до кожної турбіни робляться відгалуження. При значному віддаленні електростанції від джерела, а також при великому перепаді висоти між конденсаторами й рівнем води у джерелі споруджується додаткова насосна станція перекачки.

При рівному рельєфі місцевості вода до головної будівлі підводиться самопливними каналами. У цьому випадку поряд з головною будівлею

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						89
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

споруджується центральна насосна станція. Цих станцій може бути декілька, якщо електростанція споруджується чергами.

Відпрацьована вода скидається закритими підземними водоводами, що переходять у відкриті канали.

Можливості застосування прямооточної системи визначаються законодавством країни, умовами охорони навколишнього середовища, параметрами стоку річки. Водним кодексом України забороняється застосування прямооточних систем технічного водопостачання.

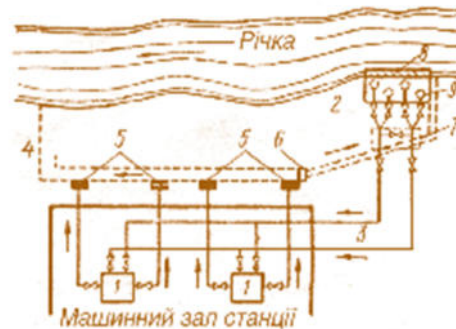


Рис. 4.9. Схема прямооточного водопостачання з береговою насосною станцією:

- 1 – конденсатори; 2 – берегова насосна станція;
- 3 – напірні водоводи; 4 – відвідний канал;
- 5 – сифонні колодязі; 6 – перепускний канал;
- 7 – перемикаючий колодязь; 8 – сітки; 9 – циркуляційні насоси

Найбільш широко застосовується оборотна система водопостачання, коли один і той же об'єм води використовується багатократно, потребуючи лиш невеликої добавки (підживлення) для заповнення втрат води. Ця система являє собою замкнутий контур, який складається із охолоджувача води, насосів і водоводів.

На сучасних великих ТЕС застосовуються системи оборотного водопостачання, а також змішані. Як охолоджувачі використовуються найчастіше штучні водойми, градирні й бризкальні басейни. Приблизна схема з водоймою-охолоджувачем показана на рис. 4.10.

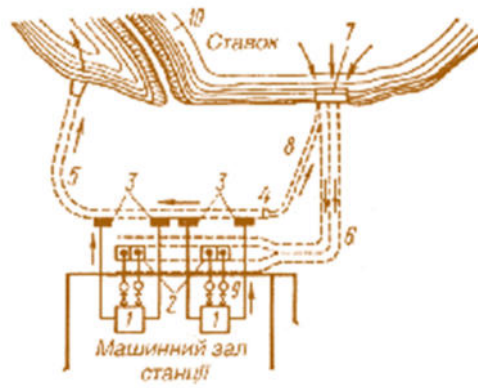


Рис. 4.10 Схема оборотного водопостачання з водоймою-охолоджувачем: 1 – конденсатори; 2 – прийомні колодязі; 3 – сифонні колодязі; 4 – перемикаючий колодязь; 5 – скидний канал; 6 – самопливний підвідний канал; 7 – водоприймач; 8 – перепускний канал; 9 – циркуляційні насоси; 10 – струмененаправляюча дамба

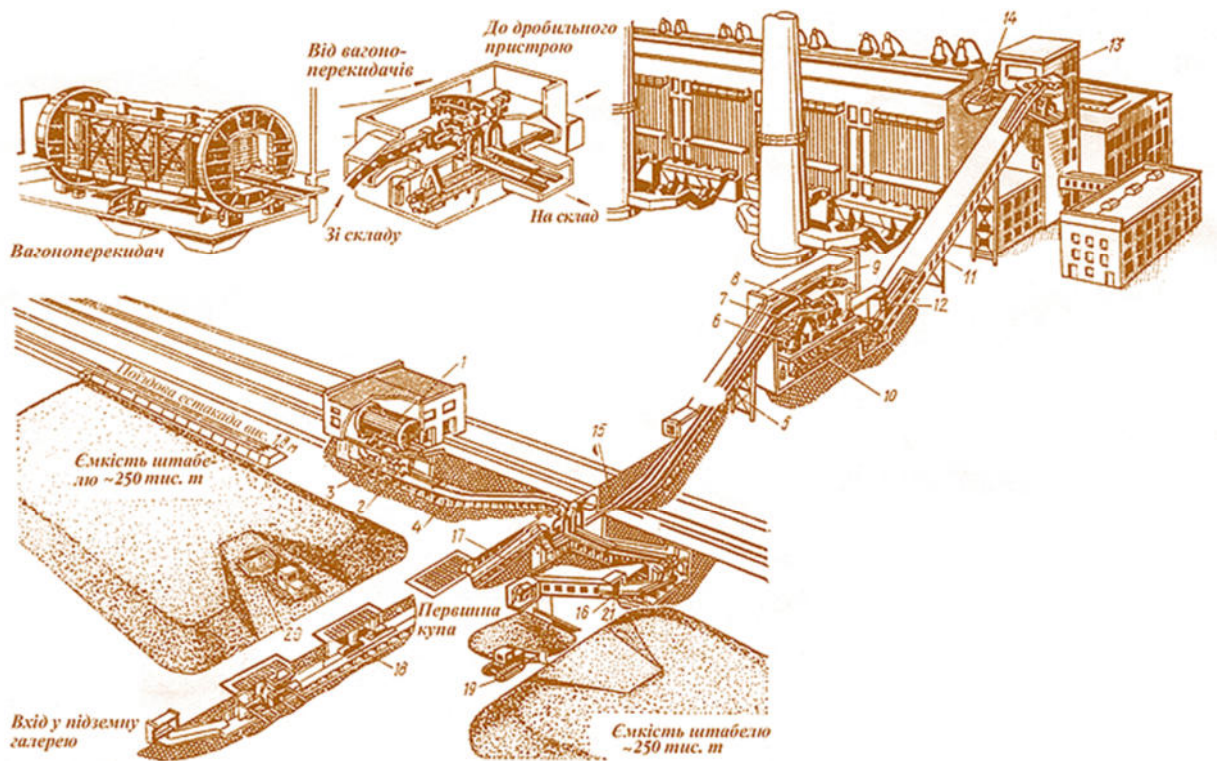


Рис. 4.11. Загальна схема паливного господарства потужної КЕС: 1 – вагонперекидач; 2 – стрічкові живильники; 3 – дробилка; 4, 5, 10, 11, 13, 15, 16, 17 – конвеєри; 6 – молоткові дробилки; 7 – колосниковий грохот; 8 – підвісний металовловлювач; 9 – шківний металовловлювач ; 12 – конвеєрні ваги; 14 – скидні плужки; 18 – стрічкові живильники конвеєрів складу; 19 – бульдозер; 20 – скрепер; 21 – конвеєрні ваги складу

При виборі схем технічного водопостачання важливою умовою є мінімізація негативних наслідків для навколишнього середовища.

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

Паливне господарство електростанцій

Паливне господарство електростанцій – це комплекс технологічно пов'язаних пристроїв, механізмів і споруд, які служать для підготовки й подачі палива у котельню.

Подача палива поєднується з різними етапами його підготовки, а також операціями складування, зважування, відбору проб. Сукупність всіх операцій називається переробкою палива.

Підготовка твердого палива полягає у підсушуванні й подрібненні його до розміру не більше 25 мм і звільненні від сторонніх предметів. Рідке паливо у процесі підготовки фільтрується через сітки, підігрівається й подається у котельню при строго визначених значеннях температури й тиску. Газове паливо підготовки практично не вимагає.

Типове паливне господарство КЕС, що працює на вугіллі, показано на мал. 4.11. Паливо, як правило, доставляється залізничним транспортом. Вагони, що прибувають з паливом, подаються у розвантажувальний пристрій, обладнаний вагоперекладачами. Перед розвантажувальним пристроєм встановлені вагонні ваги для визначення кількості палива, що надійшло. При розвантажуванні вугілля висипається у прийомний бункер і живильником подається на перший конвеєр паливоподачі.

У розвантажувальному пристрої паливо проходить перший етап підготовки, який полягає у подрібненні його до кусків розміром 200–300 мм. Великі куски вугілля затримуються на решітці, яка закриває зверху прийомний бункер, й подрібнюються за допомогою дробильно-фрезерної машини (ДФМ). На решітці затримуються також великі сторонні предмети, які потім видаляються. За відсутності ДФМ грубе подрібнення вугілля відбувається дискозубчатими дробилками, що встановлюються між живильником і конвеєром паливоподачі.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						92
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

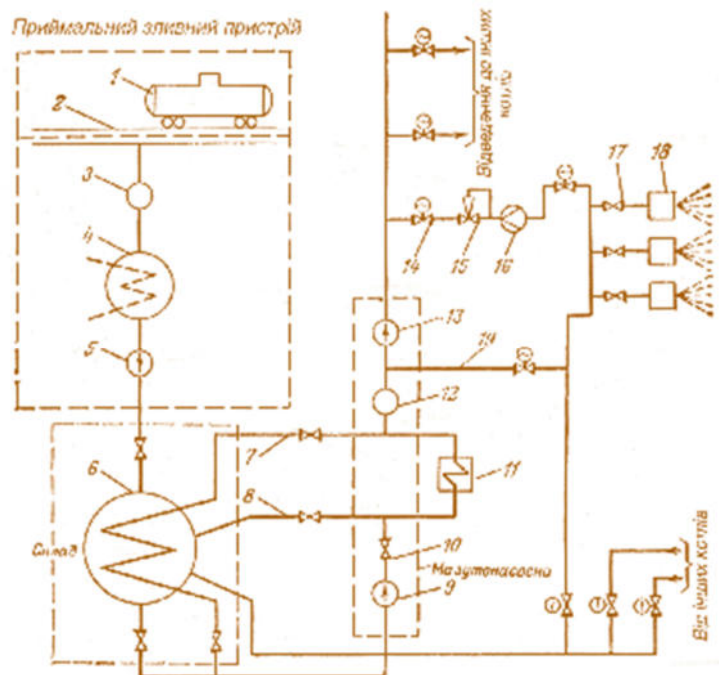


Рис. 4.12. Технологічна схема мазутного господарства КЕС:

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

При русі по конвеєру паливо звільняється від випадкових металевих предметів. Метал вловлюється за допомогою підвісних і шківних електромагнітів (сепараторів-металовловлювачів).

Із дробильного корпусу вугілля подається конвеєром у головну будівлю на горизонтальний конвеєр і з нього зсипається у бункери сирого вугілля парових котлів.

На схемі показаний склад палива, в якому в якості перевалочних механізмів використані скрепери й бульдозери. Зі складу вугілля подається у бункери конвеєра, за допомогою якого вугілля надходить у вузол пересипки і далі у дробильний корпус. Склади також обладнуються кранамиперевантажувачами, роторними навантажувачами й штабелерами. Кількість палива, яка може бути прийнята, перероблена й підготовлена до спалювання або закладки на зберігання, характеризує продуктивність паливного господарства.

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

Визначальною характеристикою продуктивності є сумарна витрата палива всіма котлами при номінальному навантаженні ТЕС з урахуванням поправок на нерівномірність надходження палива й зупинки обладнання.

Бункери головної будівлі передбачаються для створення запасу палива й безперервної його видачі при зупинці паливоподачі. Виконуються вони у вигляді 4-гранної призми, що переходить вниз у зрізану піраміду (воронку), що має наприкінці отвір випуску. Об'єм бункерів розраховується на 4–6-годинний запас палива.

Склади служать для створення запасу палива на випадок припинення його поставки. Склад виконує також роль буферної ємкості, яка дозволяє згладжувати нерівномірність поставки палива.

Місткість складів вибирається у залежності від потужності КЕС, виду палива й відстані до поставщика. Для КЕС, які працюють на вугіллі, місткість складу розраховується на 30-добовий запас. При відстані до поставщика менше 100 км запас знижується до 2-тижневого.

Мазутним господарством називається комплекс пристроїв і споруд, призначених для приймання, зберігання, підготовки і подачі мазуту у котельню. Основними об'єктами мазутного господарства є: прийомно-розвантажувальний пристрій, сховище (склад), насосна станція, мазутопроводи. Ці об'єкти разом з мазутопроводами утворюють технологічну схему, типовий вигляд якої зображений на мал. 4.12.

Основне мазутне господарство розміщується зазвичай за межами території КЕС не ближче 500 м від найближчого населеного пункту. Це диктується заходами пожежної безпеки й прагненням покращити показники генплану КЕС. На майданчик підводиться лінія електропередачі, споруджується залізнична вітка й автомобільна дорога. Всі об'єкти мазутного господарства обладнуються надійним грозозахистом.

Мазут на КЕС доставляється залізничним, водним або трубопровідним транспортом й зливається у прийомний резервуар. У лотках перед резервуарами встановлюються фільтри грубої очистки, що служать для затримання сторонніх предметів. Із прийомних резервуарів мазут насосами перекачується в основні резервуари-сховища, які служать для створення запасу мазуту.

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

Із резервуарів-сховищ мазут самопливом або за допомогою насосів подається у будівлю насосної станції, де встановлюються насоси, теплообмінники й фільтри тонкої очистки. Тут мазут підігрівається, очищується і під заданим тиском подається у котельне відділення.

У технологічній схемі передбачаються лінії рециркуляції мазуту, за рахунок яких забезпечується безперервний рух його трубами у трубопроводах. Це попереджує його застигання при зупинці котлів.

Мазут на електростанціях використовується не тільки як основне, але й як допоміжне паливо, що застосовується для розпалювання котлів, які працюють на твердому паливі. У залежності від призначення мазуту на КЕС споруджується або основне, або розпалювальне мазутне господарство. Основне господарство розраховується на подачу такої кількості мазуту, яка забезпечує роботу всіх котлів з номінальним навантаженням; розпалювальне – тільки для одночасного розпалювання двох котлів до навантаження, рівного 30% номінального.

Для забезпечення надійності транспорту мазут доводиться підігрівати на всій довжині тракту його руху. Первинний підігрів до температури 35–45°C відбувається у прийомнорозвантажувальному пристрої при зливі із цистерн й русі по самопливних лотках. У резервуарах мазут підігрівається до 90°C. Остаточний підігрів до температури 120–150°C, що вибирається за умовами розпилювання мазуту у форсунках пальникових пристроїв котлів, здійснюється у підігрівачах, які встановлюються в насосній станції.

Тиск мазуту в лінії, якою він подається у котельню, вибирається в залежності від типу форсунок. Якісне розпилювання механічними форсунками забезпечується при тиску 3–4,5 МПа; паровими – 0,5–1,0 МПа. Тиск 3–4,5 МПа надійно забезпечується тільки при роботі двох послідовно включених груп насосів. У першій тиск підвищується до 1–1,5 МПа, в другій – до заданого. Одноступінчатий підйом тиску ненадійний через виникнення явищ кавітації й зриву роботи насосів.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						95
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

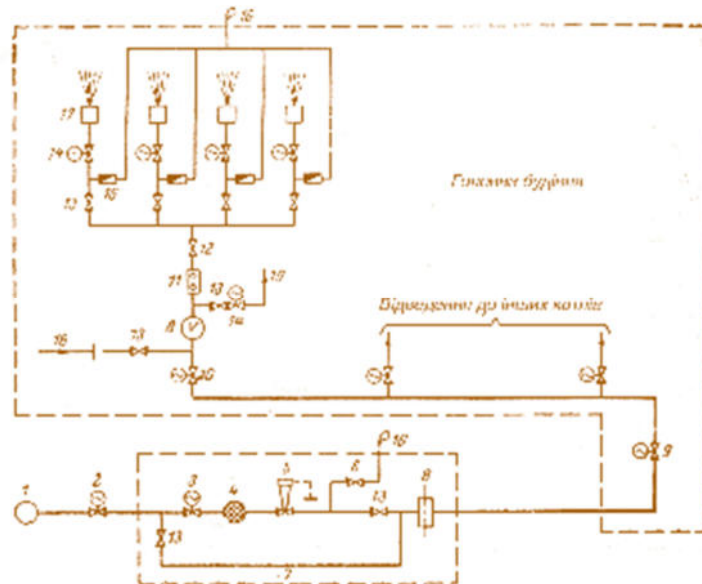


Рис. 4.13. Технологічна схема газового господарства КЕС:

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

Прийомно-розвантажувальний пристрій являє собою ділянку залізничного шляху з жолобом між рейками, куди зливається мазут із цистерн. Жолоб виконується із залізобетону з металевим облицюванням і невеликим нахилом дна в сторону прийомних резервуарів. По дну жолоба прокладаються парові труби для розігріву мазуту.

Для прискорення зливу мазут у цистернах розігрівається парою тиском 1–1,2 МПа, який подається в цистерну через верхню горловину. На деяких КЕС з цією метою використовуються розігрівальні пристрої, споруджені по типу розморожувальних пристроїв.

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

Резервуари служать для прийому й зберігання мазуту. Сумарна місткість резервуарів на складі розраховується на 15-добовий запас, якщо мазут доставляється залізною дорогою і є основним паливом. При поставці трубопроводами запас передбачається 3-добовим. Якщо мазут є розпалювальним паливом, то запас передбачається 10-добовим. Для забезпечення технологічної надійності переробки й подачі мазуту у котельне відділення на складі встановлюється не менше трьох резервуарів.

Резервуари виконуються металевими або залізобетонними. Виконання їх може бути наземним, підземним або напівпідземним. У резервуарах мазут підігривається за допомогою парових поверхневих теплообмінників і у результаті рециркуляції гарячого мазуту. У нагрівачі подається пара тиском 0,5–0,6 МПа.

Для перекачування мазуту застосовуються насоси спеціального виконання. У мазутонасосній станції встановлюються центробіжні насоси з горизонтальним валом, а в резервуарах – осьові насоси заглибленого типу. І ті, й інші мають електродвигуни з герметичним корпусом.

Фільтри грубої очистки виконуються у вигляді сіток з комірками 10×10 мм². Тонка очистка здійснюється в фільтрах корпусного типу через сітки з комірками 1×1 мм².

Для остаточного підігріву мазуту до температури 120–150°С використовуються двосекційні трубчаті теплообмінники. Трубами рухається мазут, а в міжтрубний простір подається пара тиском 1–1,2 МПа.

Приміщення мазутонасосної станції відноситься до категорії вибухонебезпечних об'єктів. Тому вся електрична арматура й електродвигуни виконуються вибухонебезпечними. На всмоктувальних і нагнітаючих мазутопроводах у 10–15 м від будівлі насосної станції встановлюються аварійні запірні клапани. Розпалювальне мазутне господарство з'єднується, як правило, зі складом масел і пально-мастильних матеріалів.

Паливне господарство КЕС на газовому паливі складається із газорозподільного пункту (ГРП) й системи газопроводів. Газ до газорозподільного пункту подається від розподільної станції, яка розташовується за межами КЕС і з'єднана з магістральним газопроводом. Тиск газу перед газорозподільним пунктом складає 1–1,2 МПа, а після ГРП – 0,05–0,12 МПа. Підготовка газу до спалювання полягає в очистці його від пилу й забезпеченні потрібного тиску перед пальниками. У схемі газорозподільного

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						97
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

пункту (рис. 4.13) передбачається установка волокнистого фільтру для обезпилювання газу, автоматичного регулятора тиску газу, приладів для вимірювання тиску й витрати газу, запірної арматури, а також обвідна лінія для подачі газу у котельне відділення при ремонтах на газорозподільних пунктах.

Газорозподільні пункти на потужних КЕС розташовуються в окремій будівлі, яка складається з двох приміщень: основного, де встановлені вся арматура й прилади, і допоміжного, призначеного для опалювально-вентиляційної установки. На КЕС потужністю до 1200 МВт зазвичай споруджується один газорозподільний пункт, а при більшій потужності їх може бути два й більше. Прокладка всіх газопроводів на території КЕС виконується наземною на залізобетонних або металевих естакадах.

Газ від газорозподільного пункту до магістралі котельного відділення і від нього до котлів підводиться по одному газопроводу. На відводах до котлів встановлюється запірні і регулююча арматура з дистанційним управлінням, а також прилад для вимірювання витрати газу. На всіх кінцевих точках газопроводів робляться продувочні лінії зі щільною арматурою, які служать для видалення газу із трубопроводів при ремонтах.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
						98
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

5. ЛІТЕРАТУРА

1. Ковалько М.П., Денисюк С.П. Енергозбереження. Пріоритетний напрямок державної політики України. – Київ: УЕЗ. – 1998. – 306 с.
2. Прядко М.О., Філоненко В.М. Метод. вказівки до викон. кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра для студентів напряму 6.050601 “Теплоенергетика” ден. та заоч. форм навч. Частина 2. – К.: НУХТ, 2011. – 110 с.
3. Філоненко В.Н. Нагнітачі та теплові двигуни. – Мет. Вказ. до вивчення дисципліни для студентів спеціальності “Теплоенергетики” ден. та заочн. форм навчання. – К.: НУХТ. – 2004. – 50с.
4. Філоненко В.Н., Масліков М.М. Джерела енергопостачання промислових підприємств. – Мет. Вказ. до вивчення дисципліни для студентів спеціальності “Промислова теплоенергетики” ден. та заочн. форм навчання. – К.: НУХТ. – 2002. – 34с.
5. Кострюков В.А. Основы гидравлики и аэродинамики. – М.: – Высшая школа. – 1975. – 220 с.
6. Бузников Е.Ф. и др.. Производственные и отопительные котельные. – М.: – Энергоатомиздат. – 1984. – 248 с.
7. Торчинский Я.М. Нормирование расхода газа для отопительных котельных. – Л.: Недра. – 1991. – 163 с.
8. Правила безпечної експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій і теплових мереж. – К.: - 2001.
9. Правила будови безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів. – К.: - 1998.
10. Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.М. Мет. вказ. до виконання кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра, напряму 6.050601 “Теплоенергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. – К.: НУХТ, 2011. – 57
11. «Енергетика: історія, сучасність і майбутнє» [Електронний ресурс]: [Веб сайт]. – Режим доступу:
<http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-1/section-4/4-1>

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ			
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Акіменко О.М.			Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в м. Дніпро	Літера	А99/ш	100/шіб
Перевірив		Павелко В.І.						
Н. Контр.						НУХТ. Каф. ТЕХТ, гр. ТЕ 4-6		
Затвердив		Василенко С.М.						

12. Конспект лекцій з дисципліни «Теплові електричні станції» для студентів за напрямом 6.050601 – Теплоенергетика заочної форми навчання / Укл. Глущенко О.Л., – Дніпродзержинськ: ДДТУ, 2012 – 126 с.
13. Гічов Ю.О. Теплові електростанції і проблеми перетворення енергії. Частина I: Навчальний посібник. – дніпро: НМетАУ, 2017.-59 с.
14. Буляндра О.Ф. Технічна термодинаміка. – К.: Вища школа, 2001. – 320 с.
15. Маркин Н.Е., Щелоков Я.М. Режимные параметры блочных турбогенераторов с противодавлением /Промышленная энергетика. – 2007. – № 1 – С.16–19.
16. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

					ООБП.144.ОПТЕ.008.001.ПЗ	Аркуш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

