

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

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

«До захисту в ЕК»

Директор інституту

Сергій БЛАЖЕНКО

(підпис)

(ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Валентин ПЕТРЕНКО

(підпис)

(ім'я та прізвище)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2026 р.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2026 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
**НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності 144 Теплоенергетика

(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Теплоенергетика та енергоефективні  
технології»

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

Виконав здобувачка 5 курсу, групи ЗТЕ-5-5

Іванець Галина Володимирівна

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Керівник доц. Бойко Володимир Олександрович

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Я, як здобувач Національного університету харчових технологій, розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав і не одержував незарядженої допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідні джерела.

Здобувачка \_\_\_\_\_

(підпис)

Київ – 2026 р.

# НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

**Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. акад. І.С. Гулого**

Кафедра теплоенергетики та холодильної техніки

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 144 Теплоенергетика

(код і назва)

Освітньо-професійна програма Теплоенергетика та енергоефективні технології

(назва)

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТЕХТ

проф. Валентин ПЕТРЕНКО

03 листопада 2025 року

## З А В Д А Н Н Я

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

**Іванець Галини Володимирівни**

1. Тема роботи Проект системи теплопостачання житлово-промислового району в місті Харків

керівник роботи доц. Бойко Володимир Олександрович

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від 03.11.2025 року №899-КС

2. Строк подання здобувачем роботи 04.02.2026

3. Вихідні дані до роботи: технологічне навантаження промислового підприємства 10,0 МВт, температура теплоносія 95 °С, максимальна розрахункова температура зовнішнього повітря -23 °С, середня опалювальна температура зовнішнього повітря -2,1, температура для системи вентиляції -10 °С, тривалість промислового підприємства 7000 год, тривалість опалювального періоду 189 діб, температура мережної води  $\tau_{01}/\tau_{02}$  130 °С/70 °С

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання ЖПР;

Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях;

Визначення поквартальних розрахункових витрат теплоносія;

Розрахунок теплової схеми котельні з водогорійними котлами; Охорона праці.

5. Індивідуальне завдання

6. Перелік графічного матеріалу:

План району з трасою теплових мереж; Схема абонентського приєднання житлового будинку до теплової мережі; Графік залежності теплових навантажень опалення, вентиляції і гарячого водопостачання району від температури зовнішнього повітря; Графік залежності температур і витрати мережної води від температури зовнішнього повітря; Графік річної сумарної витрати теплоти. Теплова схема котельні. Компановка обладнання.

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 03.11.2025

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Отримання завдання на КР	03.11-05.11.2025	Виконано
2.	Аналіз літературних джерел	06.11-29.11.2025	Виконано
3.	Виконання розділу №1 КР	30.11-15.02.2025	Виконано
4.	Виконання розділу №2 КР	16.12-30.12.2025	Виконано
5.	Виконання розділу №3 КР	01.01-10.01.2026	Виконано
6.	Виконання розділу №4 КР	11.01-22.01.2026	Виконано
7.	Оформлення ПЗ, креслень	23.01-31.01.2026	Виконано

Здобувач

\_\_\_\_\_

(підпис)

**Галина ІВАНЕЦЬ**

\_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_

(підпис)

**Володимир БОЙКО**

\_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	5
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. Розрахунок теплових навантажень житлово-промислового району міста Харків .....	8
1.1 Вихідні данні для проєкту .....	8
1.2 Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району .....	9
1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях .....	16
1.3.1 Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення.....	16
1.3.2 Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання	18
1.3.3 Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію.....	25
1.4 Визначення розрахункових витрат теплоносія .....	28
1.5 Вихідні дані до частини 2 проєкту .....	30
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами .....	33
2.1. Вихідні дані для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами .....	33
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	36
2.4. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	48
2.4.1. Вибір водогрійних котлів.....	48
2.4.2. Вибір рециркуляційних насосів.....	48
2.4.3. Вибір циркуляційних насосів теплової мережі (мережних насосів) .....	49
2.4.4. Вибір внутрішньо-котельних насосів .....	50
2.4.5. Вибір деаераторів водогрійної котельні .....	54
2.4.6. Вибір підігрівників .....	55
2.4.7. Вибір вентиляторів (В) та димососів (Д) для водогрійних котлів .....	56
2.5. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні.....	56
РОЗДІЛ 3. Охорона праці .....	61
РОЗДІЛ 4. Підвищення ефективності роботи водогрійного котла за рахунок встановлення конденсаційного економайзера .....	70
Список використаної літератури .....	91

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>					
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в м. Харків</i>			Літера	Аркшів	Аркш
Розробив	Іванець Г.В.							92	4	
Перевірив	Бойко В.О.							<b>ЗТЕ-5-5</b> кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.										
Затвердив	Петренко В.П.									

## АНОТАЦІЯ

Проектом передбачено встановлення водогрійної котельні для покриття навантажень опалення, вентиляції та гарячого водопостачання житлового району міста Харків, а також навантаження промислового підприємства.

В першій частині виконаний розрахунок теплових навантажень житлового району. Визначені витрати та температури мережної води на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання, побудовані відповідні графіки.

В другій частині виконаний розрахунок теплової схеми водогрійної 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.

В четвертій частині розглянуте питання щодо підвищення ефективності роботи водогрійного котла за рахунок встановлення конденсаційного економайзера.

Графічна частина виконана на 3 аркушах формату А1.

Ключові слова: розрахунок теплових параметрів, водогрійна котельня, енергетичне обладнання, система тепlopостачання, графік теплового навантаження.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №4 в м. Харків</i>	Літера	Арквшів	Арквш
Розробив	Іванець Г.В.						92	5
Перевірив	Бойко В.О.					ЗТЕ-5-5		
Рецензув.						кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив	Петренко В.П.							

## ABSTRACT

The project envisages the installation of a water-heating boiler house to cover the heating, ventilation and hot water supply loads of the residential area of the city of Boryspil, as well as the load of the industrial enterprise.

In the first part, the calculation of the heat loads of the residential area was performed. The costs and temperatures of mains water for heating, ventilation and hot water supply are determined, and the corresponding graphs are drawn.

In the second part, the calculation of the thermal scheme of the water-heating boiler house is performed, taking into account the heat loads of the residential area and the industrial enterprise. A selection of boiler room power equipment was made, a detailed diagram of the boiler room, a plan, longitudinal and transverse sections was drawn.

In the third part, labor protection issues are considered.

The fourth part contains information on the strategic environmental assessment of the planning scheme of the territory where the boiler house is planned to be located.

The settlement and explanatory note contains:

The graphic part is made on 3 sheets of A1 format.

Key words: design of thermal parameters, water-heating boiler room, energy supply, heat supply system, graph of thermal supply.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		6

## ВСТУП

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

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

Для реалізації виконано наступне:

- розраховані теплові навантаження в системі тепlopостачання житлового району;
- знайдені витрата та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях;
- розрахована тепла 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 тепла схема котельні.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

# РОЗДІЛ 1. Розрахунок теплових навантажень житлово-промислового району міста Харків

## 1.1 Вихідні данні для проєкту

1.1.1 Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Харків.

1.1.2 Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант № 4 (48 житлових кварталів).

1.1.3 Структура теплового навантаження:

1.1.3.1 Опалення житлових кварталів

1.1.3.2 Гаряче водопостачання житлових кварталів

1.1.3.3 Вентиляція громадських будівель

1.1.3.4 Технологічне навантаження промислового підприємства 10,0 МВт (теплоносії – гаряча вода  $t''_2 = 95 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

1.1.4 Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення –  $t_{3,0} = -23 \text{ }^\circ\text{C}$ .

1.1.5 Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період –  $t_3^{\text{сер.опал}} = -2,1 \text{ }^\circ\text{C}$ .

1.1.6 Розрахункова температура для проектування системи вентиляції –  $t_{3в} = -10 \text{ }^\circ\text{C}$ .

1.1.7 Температура початку опалювального періоду –  $t_{3пк} = +8 \text{ }^\circ\text{C}$ .

1.1.8 Температура точки “зламу”  $t_{3з}$  (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря).

1.1.9 В дипломному проєкті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснити для трьох характерних режимів:

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

1.1.10 Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.

1.1.11 Тривалість опалювального періоду –  $n_0 = 189$  діб.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						8
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

### 1.1.12 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	+8
У вказаному інтервалі	0,5	2	7,6	16,4	31,1	50,5	54,7	54,2
Нижче даної	0,5	2,5	10,1	26,5	57,6	108,1	162,8	189

1.1.13 Розрахункові температури мережної води  $\tau_{01}/\tau_{02} = 130 \text{ }^\circ\text{C} / 70 \text{ }^\circ\text{C}$ .

1.1.14 Система тепlopостачання – закрита.

1.1.15 Метод регулювання теплового навантаження – опалення.

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

## 1.2 Визначення теплових навантажень в системі тепlopостачання житлового району

1.2.1 Накреслю план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:6000.

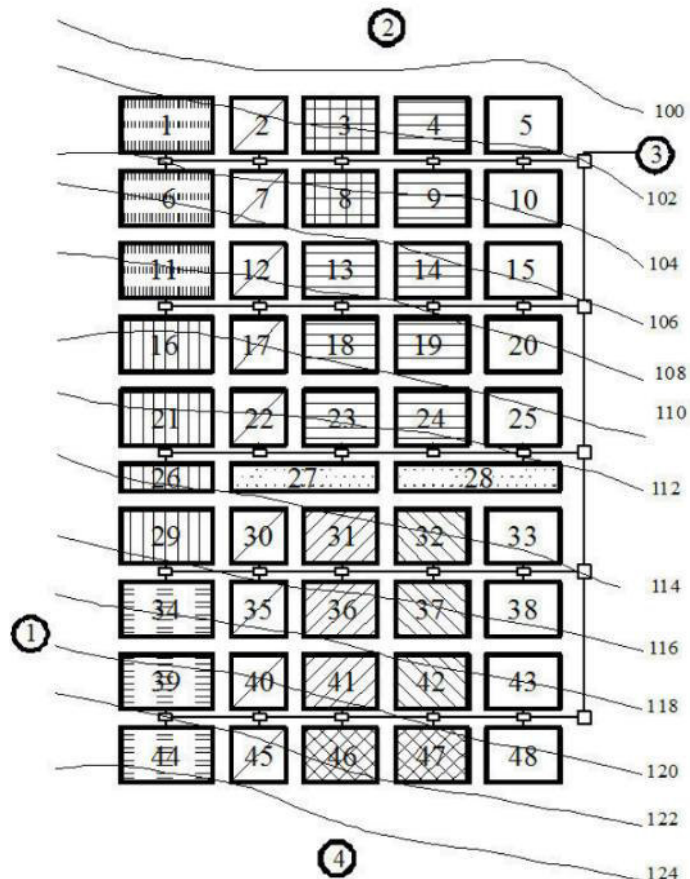


Рис. 1.2.1 План району

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

1.2.2 Нумерую на плані району квартали району тепlopостачання.

1.2.3 Загальна площа житлових споруд району:

$$F_{\text{ж}} = F_i f_i = 25,77 \cdot 6002,76 = 154691 \text{ м}^2$$

де  $F_i = 25,77$  - площа кварталу району тепlopостачання, га;

$f_i = 6002,75$  - густина (щільність) житлового фонду,  $\text{м}^2/\text{га}$ , приймається в залежності від поверховості забудови (додаток 14) [1].

1.2.4 Максимальне теплове навантаження системи опалення житлових і громадських будівель:

$$Q'_{o \text{ max}} = q_o F_{\text{ж}} (1 + K_{\text{гр}}) 10^{-6} = 92,4 \cdot 154691 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 17,87 \text{ МВт}$$

де  $q_o$  - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення  $1 \text{ м}^2$  загальної площі житлових споруд,  $\text{Вт}/\text{м}^2$  (додаток 15) [1];

$K_{\text{гр}}$  - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд,

$$K_{\text{гр}} = 0,25.$$

1.2.5 Максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{o \text{ max}} = K_{\text{гр}} K_{\text{в}} q_o F_{\text{ж}} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 92,4 \cdot 154691 \cdot 10^{-6} = 2,14 \text{ МВт}$$

де  $K_{\text{в}}$  - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на вентиляцію громадських споруд;  $K_{\text{в}} = 0,4$  - для споруд, збудованих до 1985 року,  $K_{\text{в}} = 0,6$  - для споруд, збудованих після 1985 року.

1.2.6 Чисельність (кількість мешканців) людей, проживаючих у районі:

$$m = \frac{F_{\text{ж}}}{f_3} = \frac{154691}{25} = 6188$$

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

1.2.7 Середнє теплове навантаження на гаряче водopостачання житлових і громадських споруд:

$$Q'_{\text{ГВП}} = q_{\text{Г}} m 10^{-6} = 376 \cdot 6188 \cdot 10^{-6} = 2,33 \text{ МВт}$$

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						10
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де  $q_2$  - укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання на одну людину, Вт/люд, (додаток 16) [1];  $m$  - кількість людей.

### 1.2.8 Результати розрахунку по кожному кварталу:

Таблиця 1.1.

#### Розрахункові теплові навантаження

№ квартал	Площа квартала $F_i$ , га	Густина житлового фонду $f_i$ , м <sup>2</sup> /Га	Житлова площа кварталу $F_{жс}$ , м <sup>2</sup>	Кількість мешканців $m$ , люд.	Теплові потоки, МВт			
					Опалення $Q'_{o\max}$	Вентиляція $Q'_{в\max}$	ГВП $Q'_{ГВП}$	Всього: 6+7+8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	0,67	8 500	5 695	228	0,55	0,07	0,09	0,71
2.	0,40	8 100	3 240	130	0,32	0,04	0,05	0,41
3.	0,55	7 400	4 070	163	0,4	0,05	0,06	0,51
4.	0,55	6 500	3 575	143	0,35	0,04	0,05	0,44
5.	0,55	4 000	2 200	88	0,47	0,06	0,03	0,56
6.	0,67	8 500	5 695	228	0,55	0,07	0,09	0,71
7.	0,40	8 100	3 240	130	0,32	0,04	0,05	0,41
8.	0,55	7 400	4 070	163	0,4	0,05	0,06	0,51
9.	0,55	6 500	3 575	143	0,35	0,04	0,05	0,44
10.	0,55	4 000	2 200	88	0,47	0,06	0,03	0,56
11.	0,67	8 500	5 695	228	0,55	0,07	0,09	0,71
12.	0,40	8 100	3 240	130	0,32	0,04	0,05	0,41
13.	0,55	6 500	3 575	143	0,35	0,04	0,05	0,44
14.	0,55	6 500	3 575	143	0,35	0,04	0,05	0,44
15.	0,55	4 000	2 200	88	0,47	0,06	0,03	0,56
16.	0,67	6 100	4 087	163	0,4	0,05	0,06	0,51
17.	0,40	7 200	2 880	115	0,28	0,03	0,04	0,35
18.	0,55	5 800	3 190	128	0,31	0,04	0,05	0,4
19.	0,55	5 800	3 190	128	0,31	0,04	0,05	0,4
20.	0,55	3 600	1 980	79	0,42	0,05	0,03	0,5
21.	0,67	6 100	4 087	163	0,4	0,05	0,06	0,51
22.	0,40	7 200	2 880	115	0,28	0,03	0,04	0,35
23.	0,55	5 800	3 190	128	0,31	0,04	0,05	0,4
24.	0,55	5 800	3 190	128	0,31	0,04	0,05	0,4
25.	0,55	3 600	1 980	79	0,42	0,05	0,03	0,5
26.	0,31	6 100	1 891	76	0,18	0,02	0,03	0,23
27.	0,49	2 700	1 323	53	0,28	0,03	0,02	0,33
28.	0,49	2 700	1 323	53	0,28	0,03	0,02	0,33
29.	0,67	6 100	4 087	163	0,4	0,05	0,06	0,51
30.	0,40	7 200	2 880	115	0,28	0,03	0,04	0,35
31.	0,55	4 500	2 475	99	0,29	0,04	0,04	0,37
32.	0,55	5 000	2 750	110	0,33	0,04	0,04	0,41
33.	0,55	3 600	1 980	79	0,42	0,05	0,03	0,5

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
						11
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

№ квар-тала	Площа квартала $F_i$ , га	Густина житлового фонду $f_i$ , м <sup>2</sup> /га	Житлова площа кварталу $F_{ж}$ , м <sup>2</sup>	Кількість мешканців $m$ , люд.	Теплові потоки, МВт			
					Опалення $Q'_{o\max}$	Вентиляція $Q'_{в\max}$	ГВП $Q'_{ГВП}$	Всього: 6+7+8
34.	0,67	7 800	5 226	209	0,51	0,06	0,08	0,65
35.	0,40	7 500	3 000	120	0,29	0,04	0,05	0,38
36.	0,55	4 700	2 585	103	0,31	0,04	0,04	0,39
37.	0,55	5 200	2 860	114	0,34	0,04	0,04	0,42
38.	0,55	3 700	2 035	81	0,43	0,05	0,03	0,51
39.	0,67	7 800	5 226	209	0,51	0,06	0,08	0,65
40.	0,40	7 500	3 000	120	0,29	0,04	0,05	0,38
41.	0,55	4 700	2 585	103	0,31	0,04	0,04	0,39
42.	0,55	5 200	2 860	114	0,34	0,04	0,04	0,42
43.	0,55	3 700	2 035	81	0,43	0,05	0,03	0,51
44.	0,67	7 800	5 226	209	0,51	0,06	0,08	0,65
45.	0,40	7 500	3 000	120	0,29	0,04	0,05	0,38
46.	0,55	7 100	3 905	156	0,38	0,05	0,06	0,49
47.	0,55	7 100	3 905	156	0,38	0,05	0,06	0,49
48.	0,55	3 700	2 035	81	0,43	0,05	0,03	0,51
Всь ого	25,77	6002,76	154 691	6 188	17,87	2,14	2,33	22,34

1.2.9 Максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання житлових і громадських споруд:

$$Q'_{ГВП\max} = 2,4Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 2,33 = 5,59 \text{ МВт}$$

1.2.10 Середнє теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального (літнього) періоду:

$$Q'_{ГВП\text{л}}^{\text{сер}} = Q'_{ГВП} \frac{55 - t_{хв\text{л}}}{55 - t_{хв\text{з}}} \beta = 2,33 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 1,49 \text{ МВт}$$

де  $t_{х.в.л}$  - температура холодної водопровідної води для літнього періоду,  $t_{х.в.л} = 15$  °С;  $t_{х.в.з}$  - температура холодної водопровідної води для опалювального (зимового) періоду,  $t_{х.в.з} = 5$  °С;  $\beta$  - 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 Максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального (літнього) періоду:

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						12
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$Q_{ГВПmaxЛ}^{сер} = Q'_{ГВПmax} \frac{55 - t_{ХВЛ}}{55 - t_{ХВЗ}} \beta = 5,59 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 3,58 \text{ МВт}$$

1.2.12 Теплові навантаження на опалення  $Q_o$  та вентиляцію  $Q_v$  для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря  $t_{3o}$ ,  $t_{3в}$ ,  $t_3^{сер.опал}$ ,  $t_{3з}$ ,  $t_{3ПК}$ :

$$Q_o = Q'_{o\max} \bar{Q}_o = Q'_{o\max} \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3o}},$$

$$Q_v = Q'_{v\max} \bar{Q}_v = Q'_{v\max} \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3o}};$$

де  $t_{в.р}$  - температура повітрі всередині приміщення,  $t_{в.р} = +18^\circ\text{C}$ ;

$t_{3o}$  - розрахункова температура зовнішнього повітря на опалення,  $^\circ\text{C}$ .

1.2.13 Теплове навантаження системи гарячого водопостачання (середнє і максимальне) на протяж опалювального періоду визначаються як незмінні, незалежно від температури зовнішнього повітря.

1.2.14 Результати розрахунків теплових навантажень:

Таблиця 1.2.

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

№ з/п	Позначення	Од. виміру	Тепловий потік при $t_3$					літо
			$t_{3o}$	$t_{3в}$	$t_3^{сер.опал}$	$t_{3з}$	$t_{3ПК}$	
			-23	-10	-2,1	0,8	8	
1	$\bar{Q}_o$		1,00	0,68	0,49	0,42	0,24	-
2	$Q_o$	МВт	17,87	10,61	7,04	5,97	3,28	-
3	$Q_v$	МВт	2,14	1,28	0,85	0,72	0,41	-
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	1,49
5	$Q'_{ГВПmax}$	МВт	5,59	5,59	5,59	5,59	5,59	3,58
6	Всього: 2+3+4	МВт	22,34	14,22	10,22	9,02	6,02	1,49
7	Всього: 2+3+5	МВт	25,6	17,48	13,48	12,28	9,28	3,58

1.2.15 Річна витрата теплоти на опалення:

$$Q_o^{річн} = Q'_{o\max} n_o \frac{t_{вр} - t_3^{сер.опал}}{t_{вр} - t_{3o}} 3,6 = 17,87 \cdot 189 \cdot 24 \frac{+18 - (-2,1)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 143058 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

$$Q_v^{річн} = Q'_{v\max} n_o \frac{z}{24} \frac{t_{вр} - t_3^{сер.опал}}{t_{вр} - t_{3o}} 3,6 = 2,14 \cdot 189 \cdot \frac{16+18 - (-2,1)}{24+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 11421,2 \text{ ГДж/рік}$$

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

- на гаряче водопостачання:

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

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{річн}} = (2,33 \cdot 189 \cdot 24 + 1,49 \cdot (8400 - 189 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 31295,4 \text{ ГДж/рік}$$

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;

$t_3^{\text{сер.опал}}$  - середня температура зовнішнього повітря протягом опалювального періоду, °С.

1. Сумарна річна витрата теплоти на опалення, на вентиляцію та на ГВП:

$$\sum Q^{\text{річн}} = Q_o^{\text{річн}} + Q_v^{\text{річн}} + Q_{\text{ГВП}}^{\text{річн}} = 143058 + 11421,2 + 31295,4 = 185774,6 \text{ ГДж/рік}$$

$$\sum Q^{\text{річн}} = 51608 \text{ МВт/рік}$$

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

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						14
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

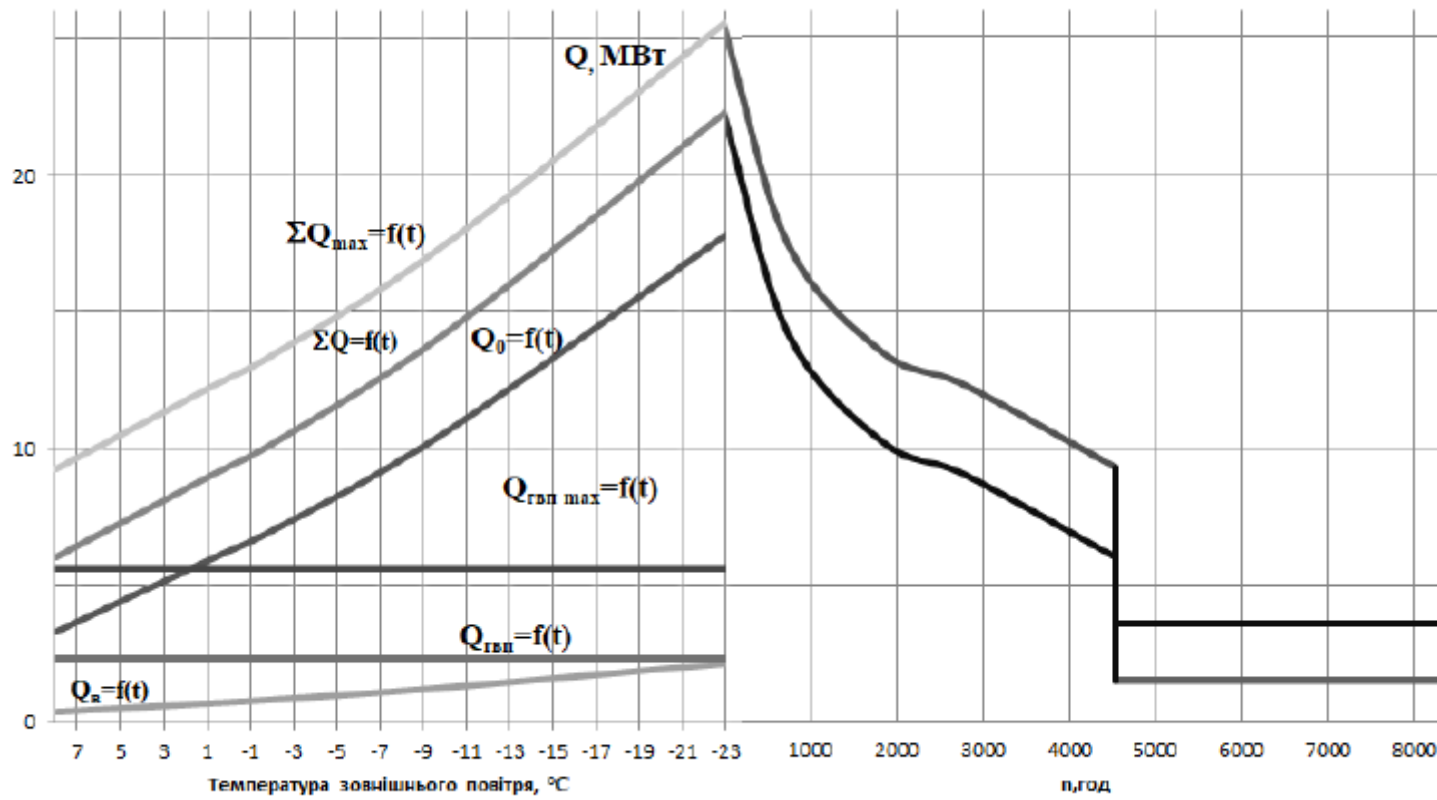


Рис. 1.2. Графік зміни теплових навантажень опалення, вентиляції та ГВП на протязі опалювального періоду та року

### 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. Температура мережної води для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря  $t_{30}, t_{3\theta}, t_3^{сеп.опал}, t_{33}, t_{3ПК}$ :

- в подавальному трубопроводі:

$$\tau_{01} = t_{\theta.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o (\delta \tau_o' - 0,5\theta')$$

$$\tau_{01} = 18 + \left( \frac{95 + 70}{2} - 18 \right) \cdot \left( \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} \right)^{0,8} + \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} (64,5 - 0,5 \cdot 25) = 130^\circ\text{C}$$

- після вузла змішування:

$$\tau_{03} = t_{\theta.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o$$

$$\tau_{03} = 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} = 95^\circ\text{C}$$

- після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\tau_{02} = t_{\theta.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o$$

$$\tau_{02} = 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} = 70^\circ\text{C}$$

$$\text{де } \Delta t_o' = \tau'_{\text{пр}} - t_{\text{вр}} = 82,5 - 18 = 64,5^\circ\text{C};$$

$$\tau'_{\text{пр}} = \frac{\tau'_{03} + \tau'_{02}}{2} = \frac{95 + 70}{2} = 82,5^\circ\text{C}$$

$$\bar{Q} = \frac{t_{\text{вр}} - t_3}{t_{\text{вр}} - t_{30}} = \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} = 1$$

$$\delta \tau'_{01} = \tau'_{01} - \tau'_{02} = 130 - 70 = 60^\circ\text{C}$$

$$\theta' = \tau'_{03} - \tau'_{02} = 95 - 70 = 25^\circ\text{C}$$

де  $\tau_{03}$  - розрахункова температура мережної води перед системою опалення (на вході в опалювальні прилади), приймається в межах 95...105 °С.

1.3.1.2 Витрата мережної води на опалення у першому діапазоні ( $t_{3ПК}...t_{33}$ ):

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau'_{01} - \tau'_{02})} = \frac{3,28 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70,2 - 45)} = 31,06 \text{ кг/с}$$

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

1.3.1.3 Визначається витрату мережної води на опалення у другому діапазоні ( $t_{33} \dots t_{30}$ ), витрата є постійною і дорівнює розрахунковій:

$$G'_{o \max} = \frac{Q'_{o \max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{17,87 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (130 - 70)} = 71,08 \text{ кг/с}$$

1.3.1.4 Звожу результати визначення температур і витрат до таблиці 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				
		$t_{30}$	$t_3$	$t_3^{\text{сер.опал}}$	$t_{3,3}$	$t_{3\text{ПК}}$
		-23	-10	-2,1	0,8	8
$\tau_{01}$	°С	130	97,7	77,7	70,2	70,2
$\tau_{02}$	°С	70	56,9	48,3	45,0	45,0
$\tau_{03}$	°С	95	73,9	60,6	55,5	55,5
$G_o$	кг/с	71,08	71,08	71,08	71,08	31,06

1.3.1.5 Будує графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						17
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

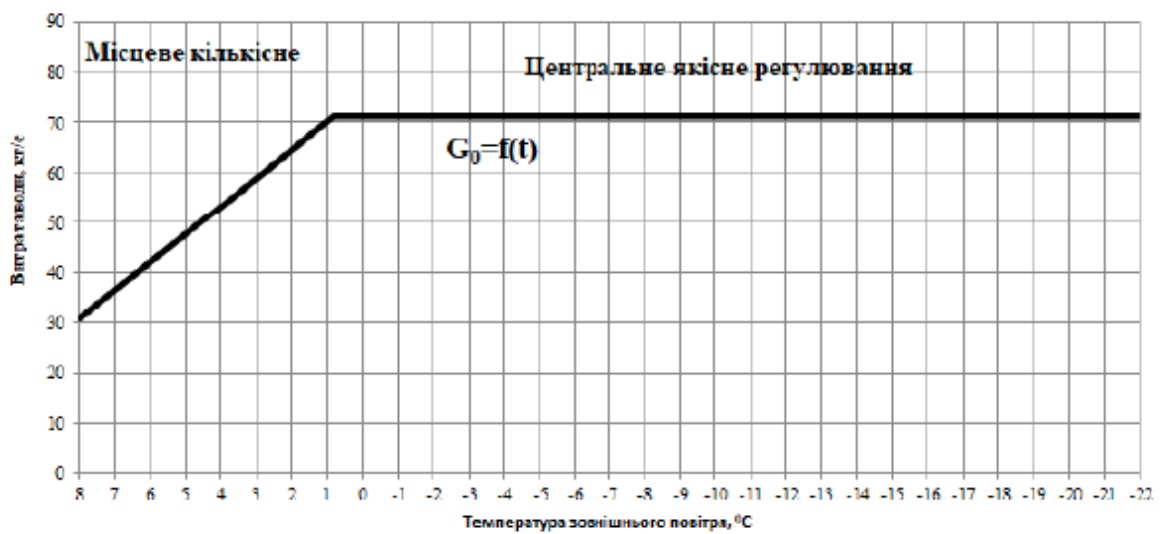
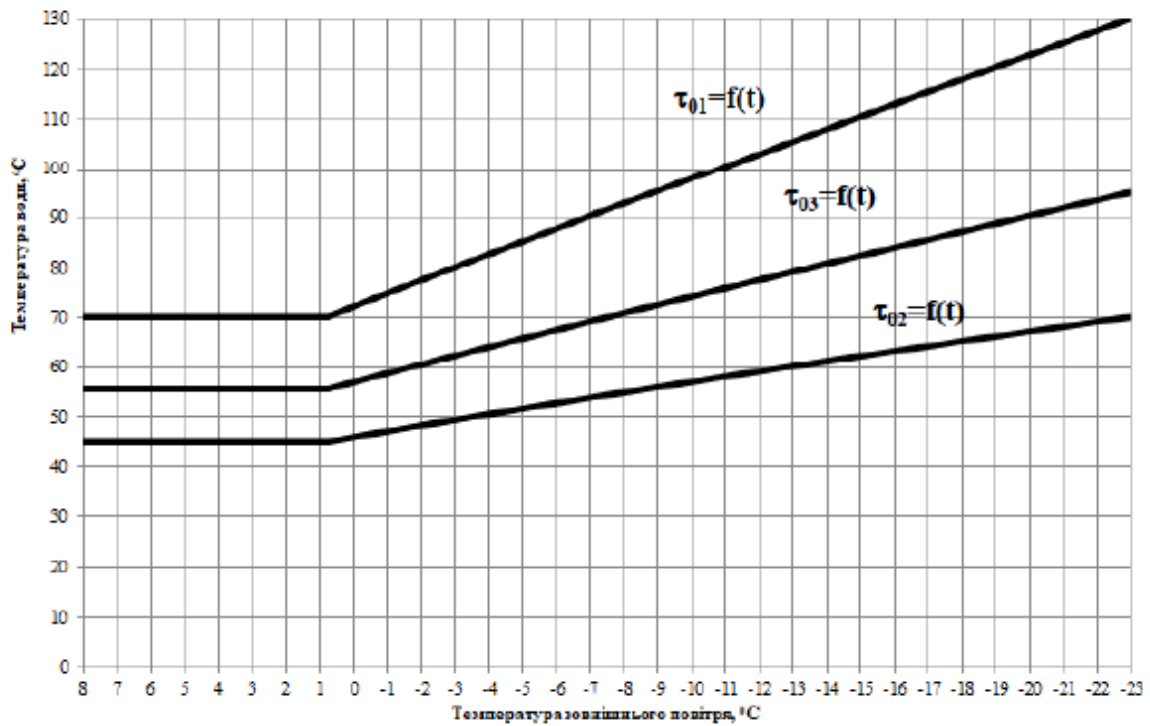


Рис. 1.3.1 Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

### 1.3.2 Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

#### 1.3.2.1 Витрата мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{\text{ГВП max}} = \frac{Q_{\text{ГВП max}} \cdot 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_{\text{Г}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{Г}} - t_{\text{хз}}}$$

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		18

$$G_{\text{ГВП max}} = \frac{5,59 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70,2 - 45)} \frac{60 - (45 - 5)}{60 - 5} = 19,25 \text{ кг/с}$$

1.3.2.2 Температура мережної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$\tau_2 = \tau_{o2} - Q_{\text{ГВП}} \frac{t_n - t_{x3}}{t_r - t_{x3}} \frac{1}{c \cdot (G_{o \text{ max}} + G_{\text{ГВП}})}$$

$$\tau_2 = 45 - 2,33 \cdot 10^3 \cdot \frac{(45 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19(71,08 + 19,25)} = 41,1 \text{ }^\circ\text{C}$$

де  $t_n$  - температура водопровідної води після підігрівника ГВП 1-го ступеня,  $^\circ\text{C}$ ,

$$t_n = \tau_{o2}''' - (5 \dots 10 \text{ }^\circ\text{C}).$$

1.3.2.3 Витрата теплоносія і температури мережної води при  $t_3 \neq t_3'''$ .

Розрахунок виконується в два етапи: попередній і кінцевий.

*Попередній розрахунок ( $t_3 = 0,8 \text{ }^\circ\text{C}$ ):*

1.3.2.4 Температурні напори 1-го і 2-го ступенів підігрівників при розрахунковому режимі ( $t_3 = t_3'''$ ):

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta I} - \Delta t_{m I}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta I}}{\Delta t_{m I}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(41,1 - 5) - (45 - 40)}{\ln \frac{41,1 - 5}{45 - 40}} = 15,7 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta II} - \Delta t_{m II}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta II}}{\Delta t_{m II}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_r) - (\tau_{2r} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_r}{\tau_{2r} - t_n}} = \frac{(70,2 - 60) - (45 - 40)}{\ln \frac{70,2 - 60}{45 - 40}} = 7,3 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.5 Витрата водопровідної води на ГВП:

$$q_{\text{ГМ}} = \frac{Q_{\text{ГВП max}} \cdot 10^3}{c(t_r - t_{x3})} = \frac{5,59 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 24,26 \text{ кг/с}$$

1.3.2.6 Теплопродуктивність підігрівників 1-го і 2-го ступенів:

$$Q_I = c q_{\text{ГМ}} (t_n - t_{x3}) = 4,19 \cdot 24,26 \cdot (40 - 5) = 3,56 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = c q_{\text{ГМ}} (t_r - t_n) = 4,19 \cdot 24,26 \cdot (60 - 40) = 2,03 \text{ МВт}$$

$$3,56 + 2,03 = 5,59 \text{ МВт}$$

Умова  $Q_I + Q_{II} = Q_{\text{ГВП max}}$  виконується.

1.3.2.7 Витрати мережної води, що проходить через підігрівників 1-го і 2-го ступенів:

$$G_I = G_{II} + G'_{o \text{ max}} = 29,12 + 71,08 = 100,2 \text{ кг/с}$$

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП \max} \cdot 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 5,59 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70,2 - 45)} = 29,12 \text{ кг/с}$$

1.3.2.8 Визначаємо параметри підігрівників 1-го та 2-го ступенів:

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M_I} G_{\delta_I}}} = \frac{3,56 \cdot 10^3}{15,7 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{24,26 \cdot 100,2}} = 1,1$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{2,03 \cdot 10^3}{7,3 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{24,26 \cdot 29,12}} = 2,5$$

1.3.2.9 Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню, нехтуючи витратою мережної води через 1-й ступінь  $G_1$  і приймаючи витрату нагрівної води через його рівною  $G'_{o \max}$ , температуру нагрівної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, рівною  $\tau_{cm} = \tau_{o2}$ :

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x3}) = 4,19 \cdot 0,77 \cdot 24,26 \cdot (48,3 - 5) = 3,39 \text{ МВт}$$

де  $\varepsilon_1$  визначаємо за формулою:

$$\varepsilon_1 = \left( 0,35 \frac{G_{M1}}{G'_{o \max}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_1} \sqrt{\frac{G_{M1}}{G'_{o \max}}} \right)^{-1}$$

$$\varepsilon_1 = \left( 0,35 \frac{24,26}{71,08} + 0,65 + \frac{1}{1,1} \sqrt{\left[ \frac{24,26}{71,08} \right]} \right)^{-1} = 0,77$$

1.3.2.10 Температура водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{x3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{3,39 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 24,26} = 38,3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.11 Теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 5,59 - 3,39 = 2,2 \text{ МВт}$$

1.3.2.12 Витрата мережної води через підігрівник 2-го ступеню:

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{22})} = \frac{2,2 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (77,7 - 38,3)} = 13,33 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2Г} = t_n$$

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

1.3.2.13 Витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 13,33 + 71,08 = 84,41 \text{ кг/с}$$

1.3.2.14 Температура мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню:

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{02} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{71,08}{84,41} 48,3 + \frac{13,33}{84,41} 38,3 = 46,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

На цьому попередній розрахунок закінчую.

*Кінцевий розрахунок*

1.3.2.15 Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню.

В даному випадку витрати нагрівної і водопровідної води приймаються відповідно  $G_I$  і  $q_{гМ}$ .

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M1} (\tau_{cm} - t_{xz}) = 4,19 \cdot 0,81 \cdot 24,26 \cdot (46,7 - 5) = 3,43 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_1 = \left( 0,35 \frac{G_{M1}}{G_{61}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_1} \sqrt{\frac{G_{M1}}{G_{61}}} \right)^{-1}$$

$$\varepsilon_1 = \left( 0,35 \frac{24,26}{84,41} + 0,65 + \frac{1}{1,1} \sqrt{\frac{24,26}{84,41}} \right)^{-1} = 0,81$$

1.3.2.16 Температура водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{xz} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{гМ}} = 5 + \frac{3,43 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 24,26} = 38,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

3.2.17 Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \text{ max}} - Q_I = 5,59 - 3,43 = 2,16 \text{ МВт}$$

1.3.2.18 Витрата мережної води через підігрівник 2-го ступеню:

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

$$G_{II} = \frac{1,7 \cdot 2,5^2 \cdot 24,26}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,5^2 \cdot \left( \frac{(77,7 - 38,7) \cdot 4,19 \cdot 24,26}{2,16 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 16 \text{ кг/с}$$

1.3.2.19 Температура мережної води на виході із підігрівника 2-го ступеню:

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$\tau_{2z} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 77,7 - \frac{2,16 \cdot 10^3}{16 \cdot 4,19} = 45,48 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.20 Витрата мережної води через підігрівник 1-го ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{\text{оmax}} = 16 + 71,08 = 87,08 \text{ кг/с}$$

1.3.2.21 Температура мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню:

$$\tau_{\text{см}} = \frac{G'_{\text{оmax}}}{G_I} \tau_{02} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{71,08}{87,08} 48,3 + \frac{16}{87,08} 45,48 = 47,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.22 Перевіряю теплову продуктивність 1-го і 2-го ступенів підігрівників.

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_1 G_{M1} (\tau_{\text{см}} - t_{x3}) = 4,19 \cdot 0,81 \cdot 24,26 \cdot (47,8 - 5) = 3,52 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_1 = \left( 0,35 \frac{G_{M1}}{G_{\text{бI}}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_1} \sqrt{\frac{G_{M1}}{G_{\text{бI}}}} \right)^{-1}$$

$$\varepsilon_1 = \left( 0,35 \frac{24,26}{87,08} + 0,65 + \frac{1}{1,1} \sqrt{\frac{24,26}{87,08}} \right)^{-1} = 0,81$$

- Температура водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{x3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{\Gamma M}} = 5 + \frac{3,52 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 24,26} = 39,63 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{\text{ГВП max}} - Q_I = 5,59 - 3,52 = 2,07 \text{ МВт}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню:

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

$$G_{II} = \frac{1,7 \cdot 2,5^2 \cdot 24,26}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,5^2 \cdot \left( \frac{(77,7 - 39,63) \cdot 4,19 \cdot 24,26}{2,16 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 15,6 \text{ кг/с}$$

- Температура мережної води на виході із підігрівника 2-го ступеню:

$$\tau_{2z} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 77,7 - \frac{2,07 \cdot 10^3}{15,6 \cdot 4,19} = 46 \text{ } ^\circ\text{C}$$

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
						22
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- Витрата мережної води через підігрівник 1-го ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 15,6 + 71,08 = 86,68 \text{ кг/с}$$

- Температура мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню:

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{02} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{22} = \frac{71,08}{86,68} 48,3 + \frac{15,6}{86,68} 46 = 47,9 \text{ C}$$

- Теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M1} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,81 \cdot 24,26 \cdot (47,9 - 5) = 3,53 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_1 = \left( 0,35 \frac{G_{M1}}{G_{6I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_1} \sqrt{\frac{G_{M1}}{G_{6I}}} \right)^{-1}$$

$$\varepsilon_1 = \left( 0,35 \frac{24,26}{86,68} + 0,65 + \frac{1}{1,1} \sqrt{\frac{24,26}{86,68}} \right)^{-1} = 0,81$$

- Температура водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{x3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{3,53 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 24,26} = 39,73 \text{ C}$$

- Теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП max} - Q_I = 5,59 - 3,53 = 2,06 \text{ МВт}$$

1.3.2.23 Температура мережної води на виході з підігрівника 1-го ступеню:

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 47,9 - \frac{3,53 \cdot 10^3}{86,68 \cdot 4,19} = 38,18 \text{ C}$$

1.3.2.24 Перевірка розрахунку

$$t_2 = t_n + \frac{Q_{II} 10^3}{c q_{2M}} = 39,73 + \frac{2,06 \cdot 1000}{4,19 \cdot 24,26} = 60 \text{ C}$$

1.3.2.25 Витрата мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП л}^{сер} 10^3}{(\tau_{01}' - 30) c} = \frac{2,33 \cdot 10^3}{(70,2 - 30) \cdot 4,19} = 8,85 \text{ C}$$

1.3.2.26 Результати розрахунків зводжу у таблицю 1.4.

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.4

Результати розрахунку витрат та температур мережної води  
на гаряче водопостачання

Позначення	Од. виміру	Температура мережної води при					літо
		$t_{zo}$	$t_z$	$t_z^{\text{сер.опал}}$	$t_{z,z}$	$t_{зпк}$	
		-23	-10	-2,1	0,8	8	
$\tau_{o2}$	°C	70	57	48,3	45,0	45,0	70
$\tau_{2e}$	°C	66,3	46,2	46,0	45,0	45,0	30
$t_n$	°C	48,38	39,73	39,73	36,28	36,28	60
$\tau_{см}$	°C	58,56	47,93	47,9	45,0	45,0	-
$\tau_2$	°C	46,38	38,18	38,18	34,98	34,98	-
$G_{ГВП}$	кг/с	8,09	11,89	16,5	19,25	19,25	8,85

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

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

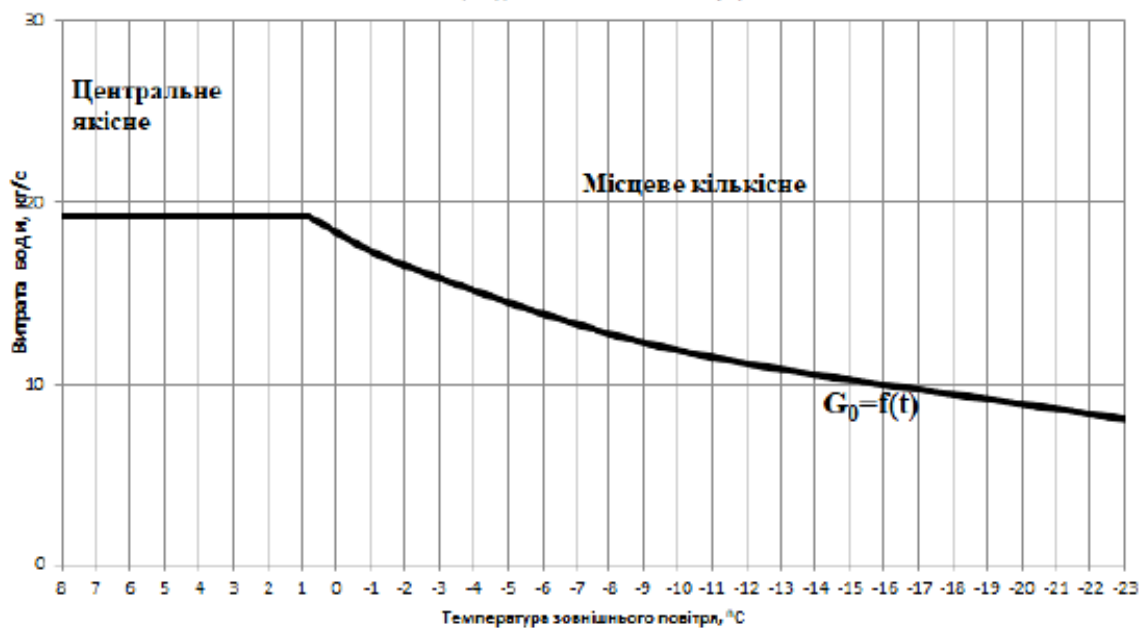
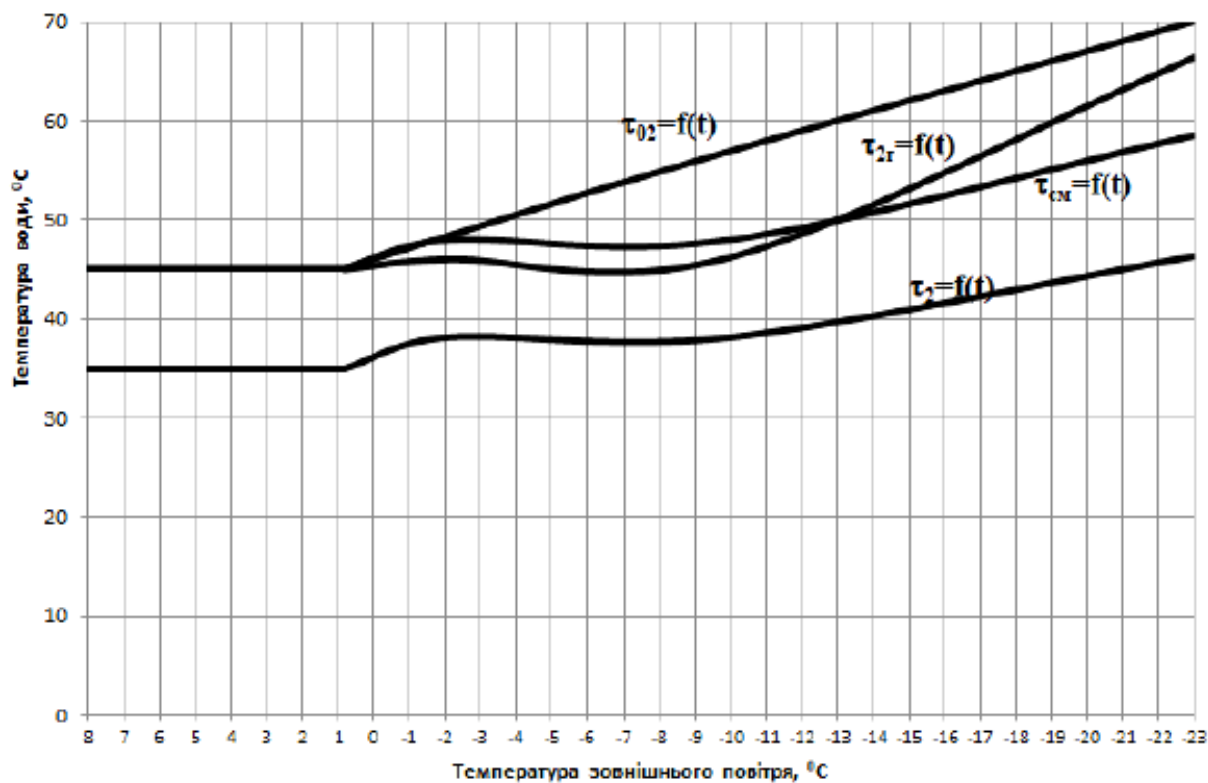


Рис. 1.3.2 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря.

### 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  $t_{\text{зовн.вент.}}$

#### 1.3.3.1 Визначається температура мережної води після калориферів:

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

$$\frac{(\tau_{01} + \tau_{2B}) - (\tau_{BP} + \tau_3)}{(\tau''_{01} + \tau''_{2B}) - (\tau_{BP} + \tau_3)} \cdot \left(\frac{\tau''_{01} - \tau''_{2B}}{\tau_{01} - \tau_{2B}}\right)^{0,15} = 1$$

$$\frac{(130 + 32,1) - (18 + (-23))}{(97,7 + 56,9) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{97,7 - 56,9}{130 - 32,1}\right)^{0,15} = 1$$

де  $\tau''_{01}$  - температура мережної води у подавальному трубопроводі при  $t_{зОВН.ВЕНТ}$ ;  $\tau''_{2B}$  - температура води після калориферів при  $t_{зВ}$ , °С.

Методом підбору знаходимо  $\tau_{2B} = 32,1$  °С.

1.3.3.2 Витрата мережної води на вентиляцію:

$$G_B = \frac{Q_B \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2B})} = \frac{2,14 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (130 - 32,1)} = 5,22 \text{ кг/с}$$

II. Діапазон температур зовнішнього повітря ( $t_{зОВН.ВЕНТ} < t_3 \leq t_{зЗ}$ ).

1.3.3.3 Температура води після калориферів:

$$\tau_{2B} = \tau_{01} - (\tau''_{01} - \tau''_{2B}) \frac{t_{BP} - t_3}{t_{BP} - t_{зВ}} = 70 - (97,7 - 56,9) \cdot \frac{18 - (-2,1)}{18 - (-10)} = 44,9 \text{ °С}$$

1.3.3.4 Витрата мережної води на вентиляцію:

$$G_B'' = \frac{Q_B \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2B})} = \frac{2,14 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (97,7 - 56,9)} = 7,49 \text{ кг/с}$$

I. Діапазон температур зовнішнього повітря ( $t_{зЗ} < t_3 \leq t_{зПК}$ ).

1.3.3.5 Температура води після калориферів:

$$\frac{(\tau'''_{01} + \tau_{2B}) - (\tau_{BP} - \tau_{зПК})}{(\tau''_{01} + \tau''_{2B}) - (\tau_{BP} - \tau_{зВ})} \cdot \frac{\left(\frac{\tau''_{01} - \tau''_{2B}}{\tau_{01} - \tau_{2B}}\right)^{0,15}}{\left(\frac{\tau_{BP} - \tau_{зПК}}{\tau_{BP} - \tau_{зВ}}\right)^{0,85}} = 1$$

$$\frac{(70,2 + 19,2) - (18 + 8)}{(97,7 + 56,9) - (18 + (-10))} \cdot \frac{\left(\frac{97,7 - 56,9}{70 - 19,2}\right)^{0,15}}{\left(\frac{18 - 8}{18 - (-10)}\right)^{0,85}} = 1$$

Методом підбору знаходимо  $\tau_{2B} = 19,2$  °С.

1.3.3.6 Визначаю витрату мережної води на вентиляцію:

$$G_6 = \frac{Q_6 \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{26})} = \frac{0,41 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 19,2)} = 1,93 \text{ кг/с}$$

1.3.3.7 Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.5.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						26
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 1.5.

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Од. виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{30}$	$t_3$	$t_3^{\text{сер.опал}}$	$t_{3,3}$	$t_{3\text{пк}}$
		-23	-10	-2,1	0,8	8
$\tau_1$	°C	130,0	97,7	77,7	70,2	70,2
$\tau_{o2}$	°C	70,0	56,9	48,3	45,0	45,0
$\tau_{2\theta}$	°C	32,1	56,9	48,3	45,0	19,2
$G_6$	кг/с	5,22	7,49	7,49	7,49	1,93

1.3.3.8 Будуємо графіки залежності температур мережної води після калориферів і витрати мережної води на вентиляцію від температури зовнішнього повітря.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

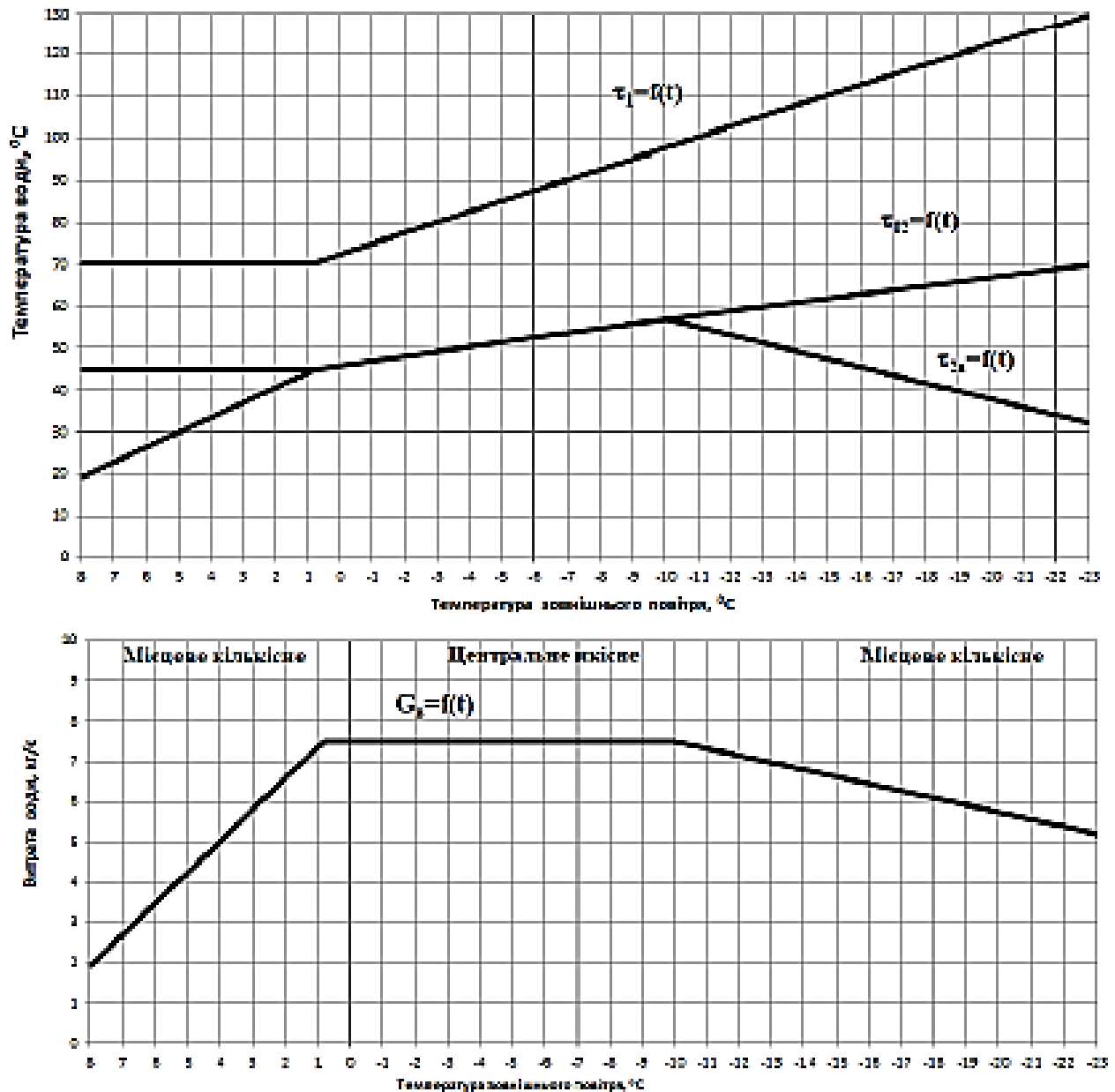


Рис. 1.3.3 Графіки залежності температур мережної води після калориферів і витрати мережної води на вентиляцію від температури зовнішнього повітря.

## 1.4 Визначення розрахункових витрат теплоносія

### 1.4.1 Розрахункова витрата мережної води:

- на опалення  $G'_{o \max} = \frac{Q'_{o \max} \cdot 10^3}{c(t'_{o1} - t'_{o2})} = \frac{17,87 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (130 - 70)} = 71,08 \text{ кг/с}$

- на вентиляцію  $G'_{v \max} = \frac{Q'_{v \max} \cdot 10^3}{c(t'_{o1} - t'_{2v})} = \frac{2,14 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (130 - 70)} = 8,51 \text{ кг/с}$

- середня при двоступеневих схемах приєднання підігрівників води в системі ГВП:

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$G_{\text{ГВП}}^{\text{сер}} = \frac{Q'_{\text{ГВП}} \cdot 10^3}{c(t'''_{01} - t'''_{02})} \cdot \left( \frac{55 - t'}{55 - t_x} \right) = \frac{2,33 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70,2 - 45)} \cdot \left( \frac{55 - (45 - 5)}{55 - 5} \right) = 11,03 \text{ кг/с}$$

де  $t'$  - температура водопровідної води після підігрівника ГВП першого (нижнього) ступеня;  $t' = t'''_{02} - (5 \dots 10^\circ \text{C})$ .

- максимальна при двоступеневих схемах приєднання підігрівників води в системі ГВП:

$$G_{\text{ГВП}}^{\text{max}} = \frac{0,55 Q'_{\text{ГВП max}} \cdot 10^3}{c(t'''_{01} - t'''_{02})} = \frac{5,59 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70,2 - 45)} = 29,12 \text{ кг/с}$$

1.4.2 Сумарна розрахункова витрата мережної води:

$$G' = G'_{\text{о max}} + G'_{\text{в max}} + K_3 G_{\text{ГВП}}^{\text{сер}} = 71,08 + 8,51 + 1,2 \cdot 11,03 = 92,83 \text{ кг/с}$$

Коефіцієнт  $K_3$ , що враховує частку середньої витрати води на гаряче водопостачання при регулюванні по навантаженню опалення приймаю з додатку 19.

1.4.3 Розрахункова витрата води в двотрубних водяних теплових мережах для неопалювального (літнього) періоду:

$$G'_{\text{л}} = \frac{Q_{\text{ГВП}}^{\text{сер}} \cdot 10^3}{c(t'''_{01} - 30)} = \frac{1,49 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70,2 - 30)} = 8,85 \text{ кг/с}$$

1.4.4. Заношу результати розрахунків витрат теплоносія для кожного кварталу в таблицю 1.6.

Таблиця 1.6

Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія, кг/с					
	$G'_{\text{о max}}$	$G'_{\text{в max}}$	$G_{\text{ГВП}}^{\text{сер}}$	$K_3 \cdot G_{\text{ГВП}}^{\text{сер}}$	$G'$	$G'_{\text{л}}$
1.	2,19	0,28	0,43	0,52	2,98	0,34
2.	1,27	0,16	0,24	0,29	1,72	0,19
3.	1,59	0,20	0,29	0,34	2,13	0,23
4.	1,39	0,16	0,24	0,29	1,84	0,19
5.	1,87	0,24	0,14	0,17	2,28	0,11
6.	2,19	0,28	0,43	0,52	2,98	0,34
7.	1,27	0,16	0,24	0,29	1,72	0,19
8.	1,59	0,20	0,29	0,34	2,13	0,23
9.	1,39	0,16	0,24	0,29	1,84	0,19
10.	1,87	0,24	0,14	0,17	2,28	0,11
11.	2,19	0,28	0,43	0,52	2,98	0,34
12.	1,27	0,16	0,24	0,29	1,72	0,19
13.	1,39	0,16	0,24	0,29	1,84	0,19

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		29

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія, кг/с					
	G' <sub>o max</sub>	G' <sub>в max</sub>	G <sup>ср</sup> <sub>ГВП</sub>	K <sub>з</sub> *G <sup>ср</sup> <sub>ГВП</sub>	G'	G' <sub>л</sub>
14.	1,39	0,16	0,24	0,29	1,84	0,19
15.	1,87	0,24	0,14	0,17	2,28	0,11
16.	1,59	0,20	0,29	0,34	2,13	0,23
17.	1,11	0,12	0,19	0,23	1,46	0,15
18.	1,23	0,16	0,24	0,29	1,68	0,19
19.	1,23	0,16	0,24	0,29	1,68	0,19
20.	1,67	0,20	0,14	0,17	2,04	0,11
21.	1,59	0,20	0,29	0,34	2,13	0,23
22.	1,11	0,12	0,19	0,23	1,46	0,15
23.	1,23	0,16	0,24	0,29	1,68	0,19
24.	1,23	0,16	0,24	0,29	1,68	0,19
25.	1,67	0,20	0,14	0,17	2,04	0,11
26.	0,72	0,08	0,14	0,17	0,97	0,11
27.	1,11	0,12	0,10	0,11	1,35	0,08
28.	1,11	0,12	0,10	0,11	1,35	0,08
29.	1,59	0,20	0,29	0,34	2,13	0,23
30.	1,11	0,12	0,19	0,23	1,46	0,15
31.	1,15	0,16	0,19	0,23	1,54	0,15
32.	1,31	0,16	0,19	0,23	1,70	0,15
33.	1,67	0,20	0,14	0,17	2,04	0,11
34.	2,03	0,24	0,38	0,46	2,73	0,30
35.	1,15	0,16	0,24	0,29	1,60	0,19
36.	1,23	0,16	0,19	0,23	1,62	0,15
37.	1,35	0,16	0,19	0,23	1,74	0,15
38.	1,71	0,20	0,14	0,17	2,08	0,11
39.	2,03	0,24	0,38	0,46	2,73	0,30
40.	1,15	0,16	0,24	0,29	1,60	0,19
41.	1,23	0,16	0,19	0,23	1,62	0,15
42.	1,35	0,16	0,19	0,23	1,74	0,15
43.	1,71	0,20	0,14	0,17	2,08	0,11
44.	2,03	0,24	0,38	0,46	2,73	0,30
45.	1,15	0,16	0,24	0,29	1,60	0,19
46.	1,51	0,20	0,29	0,34	2,05	0,23
47.	1,51	0,20	0,29	0,34	2,05	0,23
48.	1,71	0,20	0,14	0,17	2,08	0,11
Всього	71,08	8,71	11,12	13,35	93,13	8,85

## 1.5 Вихідні дані до частини 2 проекту

1.5.1 Температура суміші зворотної води після системи ГВП та вентиляції для максимально зимового режиму:

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_B} \tau_{02 ГВП} + \frac{G_B}{(G_o + G_{ГВП}) + G_B} \tau_{02В}$$

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		30

$$\tau_2 = \frac{(71,08 + 8,09)}{71,08 + 8,09 + 5,22} \cdot 46,38 + \frac{5,22}{71,08 + 8,09 + 5,22} \cdot 32,1 = 45,5^\circ\text{C}$$

1.5.2 Температура суміші зворотної води після системи ГВП та вентиляції для режиму точки зламу температурного графіка:

$$\tau_2 = \frac{(71,08 + 19,25)}{71,08 + 19,25 + 7,49} \cdot 34,98 + \frac{7,49}{71,08 + 19,25 + 7,49} \cdot 45 = 35,7^\circ\text{C}$$

1.5.3 Консолідую результати розрахунку теплової мережі, які необхідні для теплового розрахунку джерела тепlopостачання (водогрійної котельні) у вигляді таблиці 1.7.

Таблиця 1.7

Загальні вихідні дані до частини 2 проекту

№ з/п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				МЗ	ТЗ	Л
1	Місце розташування котельні			м. Харків		
2	Тип системи тепlopостачання			закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	$\tau_1$	°C	130		
		$\tau_2$	°C	70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	°C	-23	0,8	+15... +30
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	17,87	5,97	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	5,59	5,59	1,49
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	2,14	0,72	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	МВт·г/р ік	51 608		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (теплоносій – гаряча вода)	$Q_{\text{ПП}}$	МВт	10,0		
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	$t''_2$	°C	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{ПП}}^{\text{рік}}$	МВт·г/ рік	70 000		
12	Температура «прямої» мережної води	$\tau_1$	°C	130,0	70	70

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		31

№ з/п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				МЗ	ТЗ	Л
13	Температура «зворотної» мережної води	$t_2$	°С	45,5	35,7	30
14	Витрата «прямої» води в тепломережу	$G_1$	кг/с	84,39	97,82	8,85
			т/ год	303,8	352,2	31,9
15	Убуток води в тепломережі	$G_{уб.тм}$	т/ год	15	15	5
16	Витрата «зворотної» води в тепломережі	$G_2$	т/ год	288,8	337,2	26,9
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 вод. ст.	40	40	40

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		32

## РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

### 2.1. Вихідні дані для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами

#### 2.1.1 Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами

Консолідуємо вихідні дані для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами на базі двох джерел інформації:

- на базі теплового розрахунку теплової мережі району;
- на базі даних, сформованих самостійно, та згідно з рекомендаціями.

Перед початком формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні здійснюють балансову перевірку взаємоузгодженості по тепловій енергії одержаних в розділі I проекту результатів для трьох режимів за наступним балансовим рівнянням:

$$(Q_{оп} + Q_{ГВП}^6 + Q_{вент}) = G_1 \cdot 4,2 \cdot (\tau_1 - \tau_2)$$

<b>МЗ</b>	27,09	=	29,88
<b>ТЗ</b>	13,77	=	14,14
<b>Л</b>	1,44	=	1,49

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

Таблиця 2.1

#### Вихідні дані для теплового розрахунку котельні

№ з/п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.	Характерні режими експлуатації			Джерело інформації
				МЗ	ТЗ	Л	
1	Вид палива для котельні		—	Природний газ			Засади паливо-постачання міста
2	Теплота згорання палива	$Q_{нр}$	кДж/ м <sup>3</sup>	33 730			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	$t'_{вк.н ом}$	°С	70	70	70	Е.Р. для водогрійних котлів

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		33

№ з/п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.	Характерні режими експлуатації			Джерело інформації
				МЗ	ТЗ	Л	
6	Номінальна температура води на виході з котла	$t''_{\text{ВК.НОМ}}$	°C	150	150	150	“—“
7	Температура сирії води	$t'_{\text{с.в}}$	°C	5	5	15	Е.Р: – 5 °C для МЗ та ТЗ режимів, 15 °C – для режима Л
8	Температура сирії води перед станцією хімоводоочищення	$t''_{\text{с.в}}$	°C	15	15	15	Е.Р: 15 °C - 20 °C
9	Температура хімовищеної води на виході зі станції ХВО	$t'_{\text{ХОВ}}$	°C	20	20	20	Е.Р: 15 °C – 20 °C
10	Температура хімовищеної води перед деаератором	$t''_{\text{ХОВ}}$	°C	55	55	55	Е.Р: 50 °C – 65 °C
11	Температура технологічної води на вході в котельню	$t'_{\text{техн.в}}$	°C	5	5	15	Е.Р: 8 °C для МЗ та ТЗ режимів, 15 °C для режима 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 у 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: $t''_{\text{ТОА}} = 65$ °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 хімоводоочищення	$K_{\text{ХВО}}$	од.	1,1	1,1	1,1	Е.Р: 1,05 – 1,10

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		34



## 2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

2.3.1 Сумарне теплове навантаження житлового району для котельні з урахуванням втрат теплоти в тепломережі –  $\sum Q_{ЖР}$

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

Результати визначення у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{ЖР}$	$1,1 \cdot (17,87 + 5,59 + 2,14)$	28,2		
$\sum Q_{ЖР}$	$1,1 \cdot (5,97 + 5,59 + 0,72)$		13,5	
$\sum Q_{ЖР}$	$1,1 \cdot (0,00 + 1,49 + 0,00)$			1,64

2.3.2 Режим роботи котельні – з одним «базовим» котлом.

2.3.3 Визначаю експлуатаційну температуру води на вході у встановлені котли –  $t'_{ВК}$ , °С згідно з рекомендацією.

Результати визначення у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, °С		
		МЗ	ТЗ	Л
$t'_{ВК}$	70	70	70	70

2.3.4 Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з базового котла –  $t''_{ВК.Б}$ , °С, за рекомендацією.

Результати визначення у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, °С		
		МЗ	ТЗ	Л
$t''_{ВК.Б}$	150	150	150	150

2.3.5 Визначаю експлуатаційну температуру грійної води на вході в теплообмінники технологічної, сирії, хімоочищеної води та на вході в деаератор згідно з рекомендацією –  $t'_{ТОА}$ , °С,.

					ПЗ	Арк.
						36
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Результати визначення у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

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

2.3.6 Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з теплообмінників технологічної, сирової та хімоочищеної води –  $t''_{\text{ТОА}}$ , °С, згідно з рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

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

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 у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/ГОД		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ДА}}^{\text{підж}}$	15	15		
$G_{\text{ДА}}^{\text{підж}}$	15		15	
$G_{\text{ДА}}^{\text{підж}}$	5			5

2.3.8 Витрата грійної води з базового водогрійного котла на деаератор –  $G_{\text{ДА}}^{\text{гр.в}}$ , т/ГОД,:

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

та його теплове навантаження –  $Q_{\text{ДА}}$ , МВт:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.8.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		37

Таблиця 2.8

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{гр.в}$	$(1 + 0,01) \cdot 15 \cdot (65 - 55 / (150 - 65))$	1,8		
$G_{ДА}^{гр.в}$	$(1 + 0,01) \cdot 15 \cdot (65 - 55 / (150 - 65))$		1,8	
$G_{ДА}^{гр.в}$	$(1 + 0,01) \cdot 15 \cdot (65 - 55 / (150 - 65))$			0,6

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ДА}$	$(1,8/3,6) \cdot 4,2 \cdot (150 - 65) \cdot 10^{-3}$	0,18		
$Q_{ДА}$	$(1,8/3,6) \cdot 4,2 \cdot (150 - 65) \cdot 10^{-3}$		0,18	
$Q_{ДА}$	$(0,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (150 - 65) \cdot 10^{-3}$			0,06

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

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

Результати визначення у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G''_{ДА}$	$(1 - 0,01) \cdot 15 + 1,18$	16,7		
$G''_{ДА}$	$(1 - 0,01) \cdot 15 + 1,18$		16,7	
$G''_{ДА}$	$(1 - 0,01) \cdot 5 + 0,6$			5,6

2.3.10 Витрата хімоочищеної води, що надходить в деаератор –  $G_{ХОВ}$ , т/год:

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

Результати визначення у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

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

2.3.11 Витрату сирої води для підживлення –  $G_{св}$ , т/год:

$$G_{св} = K_{хво} \cdot G_{ХОВ}$$

Результати визначення у таблиці 2.11.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						38
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.11

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{CB}$	$1,1 \cdot 15,2$	16,7		
$G_{CB}$	$1,1 \cdot 15,2$		16,7	
$G_{CB}$	$1,1 \cdot 5,1$			5,6

2.3.12 Теплова потужність підігрівника сирі води (ПСВ) –  $Q_{ПСВ}$ , МВт:

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

та витрата грійної води на ПСВ –  $G_{ПСВ}$ , т/год:

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

Результати визначення у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ПСВ}$	$(16,7/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3}$	0,29		
$Q_{ПСВ}$	$(16,7/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3}$		0,29	
$Q_{ПСВ}$	$(5,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 15) \cdot 10^{-3}$			0,03

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{ПСВ}^{гр.в}$	$0,29 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	2,9		
$G_{ПСВ}^{гр.в}$	$0,29 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$		2,9	
$G_{ПСВ}^{гр.в}$	$0,03 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$			0,3

2.3.13 Теплова потужність підігрівника хімоочищеної води (ПХВ) –  $Q_{ПХВ}$ , МВт,

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

та витрату грійної води на ПХВ –  $G_{ПХВ}^{гр.в}$ , т/год:

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.13.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		39

Таблиця 2.13

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ПХВ}$	$(15,2 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3}$	0,62		
$Q_{ПХВ}$	$(15,2 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3}$		0,62	
$Q_{ПХВ}$	$(5,1 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3}$			0,21

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{ПХВ}^{гр.в}$	$0,62 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	6,3		
$G_{ПХВ}^{гр.в}$	$0,62 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$		6,3	
$G_{ПХВ}^{гр.в}$	$0,21 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$			2,1

2.3.14 Визначаю витрату технологічної води на ПТВ –  $G_{техн.в}$ , т/год

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

теплову потужність ПТВ –  $Q_{ПТВ}$ , МВт:

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

витрату грійної води –  $G_{ПТВ}^{гр.в}$ , т/год - за формулою:

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

Результати визначення у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{техн.в}$	$10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot 95)$	90,4		
$G_{техн.в}$	$10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot 95)$		90,4	
$G_{техн.в}$	$10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot 95)$			90,4

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ПТВ}$	$(90,4 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (95 - 5) \cdot 10^{-3}$	9,5		
$Q_{ПТВ}$	$(90,4 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (95 - 5) \cdot 10^{-3}$		9,5	
$Q_{ПТВ}$	$(90,4 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (95 - 15) \cdot 10^{-3}$			8,4

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		40

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{ПТВ}^{гр.в}$	$9,5 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	96		
$G_{ПТВ}^{гр.в}$	$9,5 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$		96	
$G_{ПТВ}^{гр.в}$	$8,4 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$			84,9

2.3.15 Сумарна витрата грійної води з базового котла води на на внутрішнє споживання котельні –  $\Sigma G_{ВН}^{гр.в}$ , т/год для трьох режимів:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{ВН}^{гр.в}$	96+6,3+2,9+1,8	107		
$\Sigma G_{ВН}^{гр.в}$	96+6,3+2,9+1,8		107	
$\Sigma G_{ВН}^{гр.в}$	84,9+2,1+0,3+0,6			87,9

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

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

Результати визначення у таблиці 2.16.

Таблиця 2.16

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, °С		
		МЗ	ТЗ	Л
$\tau_{звор}$	$288,8 \cdot 45,5 + (96+6,3+2,9+16,7) \cdot 65 / (288,8+96+6,3+2,9+16,7)$	51,3		
$\tau_{звор}$	$337,2 \cdot 35,7 + (96+6,3+2,9+16,7) \cdot 65 / (288,8+96+6,3+2,9+16,7)$		43,5	
$\tau_{звор}$	$26,9 \cdot 30 + (84,9+2,1+0,3+5,6) \cdot 65 / (84,9+2,1+0,3+5,6)$			57,1

2.3.17 Загальна теплова потужність котельні (потужність з виробленої теплоти) –  $\Sigma Q_{КОТ}$ , т/год, з урахуванням теплоти, що внесена водою підживлення:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.17.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		41

Таблиця 2.17

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	$28,2+9,5+0,62+0,29+0,18-15/3,6 \cdot 4,19 \cdot 5 \cdot 10^{-3}$	38,7		
$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	$13,5+9,5+0,62+0,29+0,18-15/3,6 \cdot 4,19 \cdot 5 \cdot 10^{-3}$		24,0	
$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	$1,64+8,4+0,21+0,03+0,06-5/3,6 \cdot 4,19 \cdot 15 \cdot 10^{-3}$			10,3

2.3.18 Встановлюю типорозмір встановлюваних у 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, та  $t''_{\text{ВК.НОМ}}$ , °С.

Приймаю до встановлення 4 котла **КВ-ГМ-10** (11,6 МВт) – варіант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

Результати визначення у таблиці 2.18.

Таблиця 2.18

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результату
Тип котла		КВ-ГМ-10
$Q_{\text{ВК.НОМ}}$	МВт	11,6
$G_{\text{ВК.НОМ}}$	т/год	123,5
$\eta_{\text{ВК.НОМ}}$	%	92
$t'_{\text{ВК.НОМ}}$	°С	150
$t''_{\text{ВК.НОМ}}$	°С	70

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

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

\*) До встановлення приймається число котлів, що відповідає результату обчислення за формулою, округленого до більшого цілого числа.

Результати визначення у таблиці 2.19.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		42

Таблиця 2.19

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, шт		
		МЗ	ТЗ	Л
$N_{ВК.ВСТ}$	38,7/11,6	4		
$N_{ВК.ВСТ}$	24,0/11,6		3	
$N_{ВК.ВСТ}$	10,3/11,6			1

2.3.20 Визначаю кількість котлів, що будуть в експлуатації протягом року у «базовому» режимі, згідно рекомендації .

$$N_{ВК.Б} = 1$$

Результати визначення у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, шт		
		МЗ	ТЗ	Л
$N_{ВК.ВСТ}$	1	1	1	1

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

$$N_{ВК.З} = N_{ВК.ВСТ} - 1$$

Результати визначення у таблиці 2.21

Таблиця 2.21

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, шт		
		МЗ	ТЗ	Л
$N_{ВК.З}$	4-1	3		
$N_{ВК.З}$	3-1		2	
$N_{ВК.З}$	1-1			0

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 навести у таблиці 2.22.

Таблиця 2.22

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, шт		
		МЗ	ТЗ	Л
$N_{ВК.Р}$	3+1	4		
$N_{ВК.Р}$	2+1		3	
$N_{ВК.Р}$	1+0			1

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		43

2.3.23 Визначаю експлуатаційні параметри роботи «базового» водогрійного котла для всіх режимів, враховуючи рекомендації:

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

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

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

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

$$G_{\text{ВК.Б}} = G_{\text{ВК.НОМ}}, \text{т/ГОД}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

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

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

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

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

Результати визначення у таблиці 2.23

Таблиця 2.23

Показник	Од. виміру	Значення для режимів		
		МЗ	ТЗ	Л
N <sub>ВК</sub>	шт.	4	3	1
Q <sub>ВК.Б</sub>	МВт	11,6	11,6	10,3
t' <sub>ВК.Б</sub>	°C	70	70	70
t'' <sub>ВК.Б</sub>	°C	150	150	150
G <sub>ВК.Б</sub>	т/ГОД	123,5	123,5	110,6

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.24.

Таблиця 2.24

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	38,7-11,6	27,1		
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	24,0-11,6		12,4	
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	10,3-10,3			0

2.3.25 Теплове навантаження кожного котла, що несе змінну складову теплового навантаження –  $Q_{ВК.3}$ , МВт, за формулою:

$$Q_{ВК.3} = \sum Q_{ВК.3} / N_{ВК.3}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.25.

Таблиця 2.25

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ВК.3}$	27,1/3	9,03		
$Q_{ВК.3}$	12,4/2		6,2	
$Q_{ВК.3}$	0,0 (за відсутності такого котла)			0

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, за формулою:

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

- для **ТЗ** режима (враховуючи доцільність номінального пропуску води через котли) за рекомендацією.

$$G_{ВК.3} = G_{ВК.НОМ}$$

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

$$G_{ВК.3} = 0,0$$

Результати визначення у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{ВК.3}$	$9,03 \cdot 1000 \cdot 3,6 / 4,19 \cdot (150 - 70)$	97		
$G_{ВК.3}$			123,5	
$G_{ВК.3}$				0

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

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		45

$$\sum G_{BK} = G_{BK.B} + N_{BK.3} \cdot G_{BK.3}$$

Результати визначення у таблиці 2.27.

Таблиця 2.27

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{BK.3}$	$123,5+3 \cdot 97$	414,5		
$G_{BK.3}$	$123,5+2 \cdot 123,5$		370,5	
$G_{BK.3}$	$110,6+0 \cdot 110,6$			110,6

2.3.28 Температура води на виході з котлів, що несуть змінну складову теплового навантаження котельні –  $t''_{BK.3}$ , °C:

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

Результати визначення у таблиці 2.28.

Таблиця 2.28

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, °C		
		МЗ	ТЗ	Л
$t''_{BK.3}$	$70+9,03 \cdot 1000 \cdot 3,6/4,19 \cdot 97$	150,0		
$t''_{BK.3}$	$70+0,8 \cdot 1000 \cdot 3,6/4,19 \cdot 123,5$		113,1	
$t''_{BK.3}$	0			0

2.3.29 Витрата води в рециркуляційному трубопроводі для трьох режимів –  $G_{рец}$ , т/год,:

$$G_{рец} = \sum G_{BK} \cdot (t'_{BK} - \tau_{звор}) / (t''_{BK.B} - \tau_{звор})$$

Результати визначення навожу в таблиці 2.29

Таблиця 2.29

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{рец}$	$414,5 \cdot (70-51,3)/(150-51,3)$	78,5		
$G_{рец}$	$370,5 \cdot (70-43,5)/(150-43,5)$		92,2	
$G_{рец}$	$110,6 \cdot (70-57,1)/(150-57,1)$			15,4

2.3.30 Середньовагова температура води на виході з усіх водогрійних котлів після змішування її з «базового» та «змінних» котлів для трьох режимів –  $t_{BK}^{\Sigma}$ :

$$t_{BK}^{\Sigma} = ((G_{BK.B} - \sum G_{вн} - G_{рец}) \cdot t''_{BK.B} + N_{BK.3} \cdot G_{BK.3} \cdot t''_{BK.3}) / (G_{BK.B} - \sum G_{вн} - G_{рец} + N_{BK.3} \cdot G_{BK.3})$$

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		46

Результати визначення навожу в таблиці 2.30

Таблиця 2.30

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, °С		
		МЗ	ТЗ	Л
$t_{BK}^{\Sigma}$	$((123,5-107-78,5) \cdot 150 + 3 \cdot 97 \cdot 150) / (123,5-107-78,5+3 \cdot 97)$	150		
$t_{BK}^{\Sigma}$	$((123,5-107-92,2) \cdot 150 + 2 \cdot 123,5 \cdot 150) / (123,5-107-92,2+2 \cdot 123,5)$		96,8	
$t_{BK}^{\Sigma}$	150 (за регламентом)			150

2.3.31 Витрата зворотної води через регулюючий клапан в трубопроводі перепуску зворотної води в пряму магістраль (перепуск) для трьох режимів –  $G_{пер}$ , т/год:

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{пер}$	$303,8 \cdot (150-130) / (150-51,3)$	60,6		
$G_{пер}$	$352,2 \cdot (96,8-70) / (96,8-43,5)$		175,8	
$G_{пер}$	$31,9 \cdot (150-57,1) / (150-57,1)$			27,4

2.3.32 Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$\Delta G\%$	$(414,5-288,8-107+60,6-78,5) \cdot 100 / 414,5$	0,43		
$\Delta G\%$	$(370,5-337,2-107+175,8-92,2) \cdot 100 / 370,5$		2,67	
$\Delta G\%$	$(110,6-26,9-87,9+27,4-15,4) \cdot 100 / 110,6$			7,05

Висновок: Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами виконані з прийнятною точністю, оскільки похибка становитиме не більше 8%.

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		47

## 2.4. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами

### 2.4.1. Вибір водогрійних котлів

У відповідності до рекомендацій та розрахунків до встановлення приймаємо 2 котли КВ-ГМ–20 – варіант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

Визначену інформацію по водогрійним котлам наводжу в таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

№ з/п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	Тип ВК	Типорозмір водогрійного котла		За інформаційними листами заводів виробників	КВ-ГМ-10
2	$Q_{ВК.НОМ}$	Номінальна теплова потужність котла	МВт(т)	З паспорта котла	11,6
3	$G_{ВК.НОМ}$	Номінальна витрата води на котел	т/ГОД		123,5
4	$V_{ВК.НОМ}$	Номінальна витрата природного газу на котел	тис. м <sup>3</sup> /ГОД		1,26
5	$\Delta p'_{ВК.НОМ}$	Номінальний гідравлічний опір котла	атм		1,5
6	$t'_{ВК.НОМ}$	Номінальна температура води на вході в котел	°С		70
7	$t''_{ВК.НОМ}$	Номінальна температура води на виході з котла	°С		150
8	$\eta_{ВК.НОМ}$	Номінальний ККД котла	од.		0,92

### 2.4.2. Вибір рециркуляційних насосів

2.4.2.1 Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної подачі –  $Q_{нас.реци}^{НОМ}$ , м<sup>3</sup>/ГОД, та напору –  $H_{нас.реци}^{НОМ}$ , м в.д.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції –  $G_{РЕЦ}$  та опору трубопровідної системи рециркуляції –  $\Delta H_{РЕЦ}$ .

2.4.2.2 Вибираю насоси GRUNDFOS NKG 80-50-200/219 для режимів МЗ, ТЗ.

Визначаю число робочих рециркуляційних насосів –  $N_{нас.реци}^{роб}$ :

$$N_{нас.реци}^{роб} = G_{РЕЦ}^{ТЗ} / Q_{нас.реци}^{НОМ} = 92,2/50 = 1,8$$

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		48

Одержане число насосів округляю до більшого цілого значення  $N_{\text{нас.реци}}^{\text{роб}} = 2$  шт..

Визначаю число встановлених насосів рециркуляції з урахуванням одного резервного –  $N_{\text{нас.реци}}^{\text{вст}}$  шт:

$$N_{\text{нас.реци}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.реци}}^{\text{роб}} + 1 = 2 + 1 = 3 \text{ шт.}$$

2.4.2.3 Вибираю насоси GRUNDFOS NKGE 50-32-125/139 для режиму Л.

$$N_{\text{нас.реци}}^{\text{роб}} = G_{\text{РЕЦ}}^{\text{ТЗ}} / Q_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}} = 15,4/24 = 0,6$$

Одержане число насосів округляю до більшого цілого значення  $N_{\text{нас.реци}}^{\text{роб}} = 1$  шт..

$$N_{\text{нас.реци}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.реци}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2 \text{ шт}$$

2.4.2.4 Блок параметрів по насосам рециркуляцій наводжу в табл. 2.34.

Таблиця 2.34

### Характеристика насосів рециркуляції

№ з/п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Характеристика параметру		
					МЗ	ТЗ	Л
1	Тип насосу	Типорозмір насоса рециркуляції	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NKG 80-50-200/219	NKGE 50-32-125/139	
2	$Q_{\text{НОМ}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	50	24	
3	$H_{\text{НОМ}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..		21,8	25	
4	$N_{\text{НОМ}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)		4	2,2	
5	$\eta_{\text{НОМ}}$	Номінальний ККД насоса	од.		0,784	0,69	

### 2.4.3. Вибір циркуляційних насосів теплової мережі (мережних насосів)

2.4.3.1 Здійснюю вибір типорозміру мережних насосів, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.мер}}^{\text{НОМ}}$  м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.мер}}^{\text{НОМ}}$  м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) витрати води через трубопровідну систему «Котельна – Тепломережа»  $G_1$  т/год, та опору трубопровідної системи –  $\Delta H_{\text{мер}}$  (не вище 40 м.вд.ст.) та статичного напору тепломережі.

$$G_1 = 352,2 \text{ т/год (для режиму ТЗ), } G_1 = 31,9 \text{ т/год (для режиму Л).}$$

2.4.3.2 Для режимів МЗ, ТЗ обираю насоси GRUNDFOS NKG 125-80-160/177

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49

Визначаю число встановлених насосів рециркуляції з урахуванням одного резервного –  $N_{\text{нас.мер}}^{\text{вст}}$ :

$$N_{\text{нас.мер.роб}} = G_1^{T3} / Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}} = 352,2/140 = 2,5 \text{ шт}$$

Одержане число насосів округляю до більшого цілого значення — 3 шт.

$$N_{\text{нас.мер}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.мер.роб}} + 1 = 3 + 1 = 4 \text{ шт.}$$

2.4.3.3 Для літнього режиму обираю насоси NKGE 65-50-125/142

$$N_{\text{нас.мер.роб}} = G_1^{T3} / Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}} = 31,9/50 = 0,6 \text{ шт}$$

Одержане число насосів округляю до більшого цілого значення — 1 шт.

$$N_{\text{нас.мер}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.мер.роб}} + 1 = 1 + 1 = 2 \text{ шт.}$$

2.4.3.3 Блок параметрів по мережним насосам наводжу в табл. 2.35.

Таблиця 2.35

### Характеристика мережних насосів

№ з/п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Характеристика параметру		
					МЗ	ТЗ	Л
1	Тип насоса	Типорозмір насоса рециркуляції	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NKG 125-80-160/177		NKGE 65-50-125/142
2	$Q_{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	140		50
3	$H_{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..		32		21,8
4	$N_{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)		15		5,5
5	$\eta_{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.		0,815		0,784

### 2.4.4. Вибір внутрішньо-котельних насосів

#### 2.4.4.1. Вибір насосів сирі води

2.4.4.1.1 Здійснюю вибір типорозміру насосів сирі води, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$  м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$  м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення –  $G_{\text{св}}$ , та опору трубопроводної системи –  $\Delta H$ .

2.4.4.1.2 Для режимів МЗ, ТЗ, Л обираю насоси NKGE 50-32-160/160.

Визначаю число робочих насосів сирі води –  $N_{\text{нас.св}}^{\text{роб}}$ :

$$N_{\text{нас.с.в.роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}} = 16,67 / 17,3 = 0,96 \text{ (для режиму МЗ, ТЗ)}$$

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		50

Одержане число насосів округляю до більшого цілого значення.

Число робочих насосів –  $N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}}$  становить — 1 шт..

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в.}}^{\text{ном}} = 5,6 / 17,3 = 0,3 \text{ (для режиму Л)}$$

Одержане число насосів округляю до більшого цілого значення.

Число робочих насосів –  $N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}}$  становить — 1 шт..

2.4.4.1.3 Визначаю число встановлених насосів з урахуванням одного резервного –  $N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{вст}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2 \text{ шт. (для трьох режимів)}$$

2.4.4.1.4 Блок параметрів по насосам сирі води у таблиці 2.36.

Таблиця 2.36

### Характеристика насосів сирі води

№ з/п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Характеристика параметру		
					МЗ	ТЗ	Л
1	Тип насоса	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NKGE 50-32-160/160		
2	$Q_{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	$\text{м}^3/\text{год}$	З паспорта насоса	17,3		
3	$H_{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст.		35		
4	$N_{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)		1,1		
5	$\eta_{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.		0,6		

### 2.4.4.2. Вибір насосів хімоочищеної води

2.4.4.2.1 Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$ ,  $\text{м}^3/\text{год}$ , та напору –  $H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати хімоочищеної води для підживлення –  $G_{\text{хов}}/\text{год}$ , та опору трубопровідної системи –  $\Delta H$ .

2.5.4.2.2 Для режимів МЗ, ТЗ, Л обираю насоси GRUNDFOS CR15-03 AFAE-HQQE 3х.

Визначаю число робочих насосів сирі води –  $N_{\text{нас.хов}}^{\text{роб}}$ :

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{хов}} / Q_{\text{нас.рец}}^{\text{ном}} = 15,2/17 = 0,89 \text{ (для режиму МЗ, ТЗ)}$$

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{хов}} / Q_{\text{нас.рец}}^{\text{ном}} = 5,6/17 = 0,33 \text{ (для режиму Л)}$$

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		51

Одержане число насосів округляємо до більшого цілого значення

Число робочих мережних насосів –  $N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}}$ , шт, становить — 1.

2.5.4.2.3 Визначаю число встановлених насосів з урахуванням одного резервного –  $N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{вст}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2 \text{ (для трьох режимів)}$$

2.4.4.2.4 Блок параметрів по насосам хімічищеної води у таблиці 2.37.

Таблиця 2.37

### Характеристика насосів хімічищеної води

№ з/п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Характеристика параметру		
					МЗ	ТЗ	Л
1	Тип насоса	Типорозмір насоса рециркуляції	---	З інформаційного листа заводу-виробника	CR15-03 AFAE-HQQE 3x		
2	$Q_{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	17		
3	$H_{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м вод. ст.		33,5		
4	$N_{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)		3		
5	$\eta_{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.		0,706		

### 2.4.4.3. Вибір насосів технологічної води

2.4.4.3.1 Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$  м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для потреб промислового підприємства –  $G_{\text{тех}}$  та опору трубопровідної системи –  $\Delta H$ .

2.4.4.3.2 Для режимів МЗ, ТЗ, Л обираю насоси GRUNDFOS TP 80-570/2.

Визначаю число робочих насосів технологічної води –  $N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}}$ :

$$N_{\text{нас.тех.}}^{\text{роб}} = G_{\text{тех}} / Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}} = 90,4/120 = 0,75$$

Одержане число насосів округляємо до більшого цілого значення

Число робочих насосів –  $N_{\text{нас.тех.}}^{\text{роб}}$  становить — 1шт.

2.4.4.3.3 Визначаю число встановлених насосів з урахуванням одного резервного –  $N_{\text{нас.тех}}^{\text{вст}}$ :

$$N_{\text{нас.тех.}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.тех.}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		52

2.4.4.3.4 Блок параметрів по насосам технологічної води в таблицю 2.38.

Таблиця 2.38

**Характеристика насосів технологічної води**

№ з/п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Характеристика параметру		
					МЗ	ТЗ	Л
1	Тип насоса	Типорозмір насоса рециркуляції	---	З інформаційного листа заводу-виробника	ТР 80-570/2		
2	Q <sub>ном</sub>	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	120		
3	H <sub>ном</sub>	Номінальний напір насоса	м вод. ст.		47,8		
4	N <sub>ном</sub>	Номінальна потужність насоса	кВт(е)		22		
5	η <sub>ном</sub>	Номінальний ККД насоса	од.		0,769		

**2.4.4.4. Вибір підживлювальних насосів**

2.4.4.4.1 Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі – Q<sub>нас.під</sub><sup>ном</sup> м<sup>3</sup>/год, та напору – H<sub>нас.під</sub><sup>ном</sup> м в.д.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення – G<sub>під</sub> т/год, опору трубопроводної системи – ΔH (не вище 40 м.в.д.ст.) та статичного напору.

$$G_{\text{убут}} = 15 \text{ т/год. (для режимів МЗ, ТЗ)}$$

2.4.4.4.2 До встановлення приймаю насоси GRUNDFOS NB 32-160.1/169.

Визначаю число робочих насосів – N<sub>нас.під</sub><sup>роб</sup>:

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} = G_{\text{підж}} / Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}} = 15/20,4 = 0,74$$

Одержане число насосів округляємо до більшого цілого значення

Число робочих насосів – N<sub>нас.під</sub><sup>роб</sup>, шт, становить — 1.

Число встановлених насосів з урахуванням одного резервного – N<sub>нас.підж</sub><sup>вст</sup>:

$$N_{\text{нас.підж}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.4.4.4.3 G<sub>убут</sub> = 5,0 т/год. (для режиму Л).

До встановлення приймаю два насоси GRUNDFOS CRN 5-5.

Визначаю число робочих насосів – N<sub>нас.під</sub><sup>роб</sup>:

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} = G_{\text{підж}} / Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}} = 5/5 = 1$$

Число встановлених насосів з урахуванням одного резервного – N<sub>нас.підж</sub><sup>вст</sup>:

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		53

$$N_{\text{нас.підж}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.4.4.4.4 Блок параметрів по насосам наводжу в табл. 2.39.

Таблиця 2.39

### Характеристика підживлювальних насосів

№ з/п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Характеристика параметру		
					МЗ	ТЗ	Л
1	Тип насоса	Типорозмір насоса рециркуляції	---	3 інформаційного листа заводу-виробника	NB 32-160.1/169		CRN 5-5
2	$Q_{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	3 паспорта насоса	20,4	5	
3	$H_{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..		31,9	27	
4	$N_{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)		3	0,75	
5	$\eta_{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.		0,70	0,72	

### 2.4.5. Вибір деаераторів водогрійної котельні

Загальноприйнятим рішенням для водогрійних котельних є встановлення для деаерації води не менше двох деаераторів вакуумного типу з охолодником випару для кожного.

Продуктивність деаератора рівна витраті сирі води, що йде на підживлення  $G_{\text{св}} = 16,67$  т/год.

Приймаю до встановлення два вакуумні деаератори типу ДВ-15 з номінальною продуктивністю 15 т/год.

Приймаю до встановлення два охолоджувачі випару ОВ-1, ежектор ЕВ-10.

Блок параметрів наводжу в таблиці 2.40

Таблиця 2.40

### Характеристика деаераторів водогрійної котельні

№ з/п	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	Типорозмір деаератора		За інформаційними листами	ДВ-15
2	Номінальна продуктивність	т/год		5
3	Діапазон продуктивності	т/год		4,5...18
4	Температура деаерованої води	°С		40...80
5	Температура теплоносія	°С		70...180

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		54

6	Тип охолодника випару		заводів	ОВВ-2
7	Тиск робочий абсолютний	МПа	виробників	0,0075...0,05
8	Тип ежектора			ЕВ-10

## 2.4.6. Вибір підігрівників

Вибір типорозміру підігрівників сирі води (ПСВ), хімоочищеної води (ПХВ), технологічної води (ПТВ) здійснюється за визначеною в проекті їх тепловою потужністю та переліком стандартних типорозмірів вказаних підігрівників за методикою, сформованою в курсі “Теплотехнологічні процеси та установки”.

### 2.4.6.1. Підігрівник сирі води

Теплове навантаження підігрівника сирі води  $Q_{\text{псв}} = 0,29$  МВт.

Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_{\text{г}} - \Delta t_{\text{м}}) / \ln(\Delta t_{\text{г}} / \Delta t_{\text{м}}) = (150 - 70) / \ln(150 / 70) = 105 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{псв}} / (\Delta t \cdot K) = 290000 / (105 \cdot 2500) = 1,1 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник FUNKE FP 04. Максимально можлива площа поверхні нагріву —  $F = 1,12 \text{ м}^2$ , площа поверхні нагріву однієї пластини —  $0,04 \text{ м}^2$ , кількість пластин — 28 шт.

### 2.4.6.2. Підігрівник хімоочищеної води

Теплове навантаження підігрівника хімоочищеної води  $Q_{\text{пхв}} = 0,62$  МВт;

Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_{\text{г}} - \Delta t_{\text{м}}) / \ln(\Delta t_{\text{г}} / \Delta t_{\text{м}}) = (95 - 55) / \ln(95 / 55) = 73 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{хов}} / \Delta t \cdot K = 620000 / 73 \cdot 2500 = 3,4 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник FUNKE FP 04. Максимально можлива площа поверхні нагріву —  $F = 3,4 \text{ м}^2$ , площа поверхні нагріву однієї пластини —  $0,04 \text{ м}^2$ , кількість пластин — 85 шт.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		55

### 2.4.6.3. Підігрівник технологічної води

Теплове навантаження підігрівника технологічної води  $Q_{ПТВ}=9,5$  МВт;

Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (60 - 55) / \ln(60/55) = 57,5^\circ\text{C}$$

Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 950000 / 57,5 \cdot 2500 = 6,6 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник FUNKE FP 08. Максимально можлива площа поверхні нагріву —  $F=6,64 \text{ м}^2$ , площа поверхні нагріву однієї пластини —  $0,08 \text{ м}^2$ , кількість пластин — 83 шт.

### 2.4.7. Вибір вентиляторів (В) та димососів (Д) для водогрійних котлів

Вибір В та Д здійснюється у відповідності до технічних умов (ТУ) заводу-виробника водогрійних котлів на комплект поставки котла.

Таблиця 2.41

#### Рекомендоване тягодуттєве обладнання

№ п/п	Найменування	Димосос	Вентилятор
1	Тип обладнання	ДН-10	ВДН-9
2	Потужність, кВт	30	15
3	Частота обертання, об/хв	750	1000
4	$Q^{\text{ном}}$ , м <sup>3</sup> /год	19600	14650
5	$H^{\text{ном}}$ , кПа	2,21	2,78
6	$\eta^{\text{ном}}$	0,8	0,8

## 2.5. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні

2.5.1 Годинна витрата природного газу в котельні для трьох режимів роботи –  $V_{\text{КОТ}}$ , тис. м<sup>3</sup>/год:

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

Результати визначення у табл. 2.42.

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		56

Таблиця 2.42

Показник	Визначення результату	Значення для режимів, тис.м <sup>3</sup> /год		
		МЗ	ТЗ	Л
$B_{КОТ}$	$1,01 \cdot 38,7 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,92 \cdot 33730)$	4,53		
$B_{КОТ}$	$1,01 \cdot 24 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,92 \cdot 33730)$		2,81	
$B_{КОТ}$	$1,01 \cdot 10,3 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,92 \cdot 33730)$			1,21

2.5.2 Сумарна “встановлена” електрична потужність, що споживає електричне обладнання власних потреб котельні –  $\Sigma W_{КОТ}^{вл.п}$ , кВт:

$$\Sigma W_{КОТ}^{вл.п} = W_{нас.реци} + W_{нас.тм} + W_{нас.підж} + W_{техн.води} + W_{нас.св} + W_{нас.хв} + \Sigma W_{ВД} + \Sigma W_{Д} + W_{освітл}$$

$$\Sigma W_{КОТ}^{вл.п} = 8 + 45 + 3 + 22 + 1,1 + 3 + 120 + 60 + 10 = 272,1 \text{ кВт}$$

де:

$W_{нас.реци} = 8$  кВт – встановлена потужність робочих насосів рециркуляції.

$W_{нас.т/м} = 45$  кВт – встановлена потужність робочих мережних насосів.

$W_{нас.підж} = 3$  кВт – встановлена потужність робочих насосів підживлення тепломережі.

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

$W_{нас.хв} = 3$  кВт – встановлена потужність робочих насосів хімічещеної води.

$W_{нас.техв} = 22$  кВт – встановлена потужність робочих насосів технічної води

$\Sigma W_{ВД} = 4 \cdot 30 = 120$  кВт – встановлена потужність робочих дутьових вентиляторів водогрійних котлів.

$\Sigma W_{Д} = 4 \cdot 15 = 60$  кВт – встановлена потужність робочих димососів водогрійних котлів.

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

2.4.3 Годинна, добова та річна потребу електричної енергії для власних потреб котельні, відповідно,  $W_{вл.п}^{год}$ , кВт·год/год,  $W_{вл.п}^{доб}$ , кВт·год/добу,  $W_{вл.п}^{рік}$ , кВт·год/рік, за формулами:

$$W_{вл.п}^{год} = \Sigma W_{КОТ}^{вл.п} \cdot 1 \cdot K_{т}^{год} = 272,1 \cdot 1 \cdot 0,9 = 244,89 \text{ кВт·год/год}$$

$$W_{вл.п}^{доб} = \Sigma W_{КОТ}^{вл.п} \cdot 24 \cdot K_{т}^{доб} = 272,1 \cdot 24 \cdot 0,8 = 5224,32 \text{ кВт·год/добу}$$

$$W_{вл.п}^{рік} = \Sigma W_{КОТ}^{вл.п} \cdot 8760 \cdot K_{т}^{рік} = 272,1 \cdot 8760 \cdot 0,7 = 1668517,2 \text{ кВт·год/рік, де:}$$

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

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		57

$K_{\tau}^{\text{доб}}$  – 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;

2.5.3 Визначаю для **МЗ** режима середньогодинні питомі витрати природного газу  $b_{\tau}^{\text{відп}}_{\text{газ}}$ , м<sup>3</sup>/МВт, та умовного в палива  $b_{\tau}^{\text{відп}}_{\text{у.п}}$ , кг у.п./МВт в котельній з відпущеної теплової енергії:

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

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

де  $K_{\text{газ}}^{\text{у.п}}$  – коефіцієнт перерахунку теплоти згорання газу в умовне паливо. Визначається за сертифікатом природного газу в межах 1,13-1,15.

Результати визначення навести у таблиці 2.43.

Таблиця 2.43

Показник	Од. виміру	Визначення результату	МЗ
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$	м <sup>3</sup> /МВт	$4,53 \cdot 10^3 / (28,2 + 10)$	118,6
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$	кг у.п./МВт	$4,53 \cdot 1,15 \cdot 10^3 / (28,2 + 10)$	136,4

2.5.4 Проектна середньогодинна питома витрата електричної енергії в котельній на відпущену теплову енергію –  $e_{e/e}^{\text{відп}}$ , кВт/ГДж:

$$e_{e/e}^{\text{відп}} = \Sigma W_{\text{річне}} / \Sigma Q_{\text{Т/Ф річне}} = 1668517,2 / 185774,6 = 9,0 \text{ кВт/ГДж}$$

2.5.5 Собівартість теплоти, відпущеної від котельні –  $C_Q$ , грн/ГДж:

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

$$C_Q = 37,89 \cdot 8200 \cdot 10^{-3} + 9,0 \cdot 4,32 + 35,0 = 384,58 \text{ грн/ ГДж}$$

2.5.6 Висновок щодо енергоефективності проектної котельні: «Проект водогрійної котельні за своїми показниками енергетичної та економічної ефективності, відповідає середньогалузевому рівню українських котельень комунальної енергетики і може бути прийнятний до реалізації».

Основні результати розрахунку зводжу в таблицю 2.44.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		58

## Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами

№ з/п	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Числові значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
1	$t_{зовн}$	Температура зовнішнього повітря	°С	- 23	+ 0,8	+ 15
2	$\Sigma Q_{ЖР}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	28,2	13,5	1,64
3	$Q_{п.п}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	10	10	10
4	$\Sigma Q_{КОТ}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	38,7	24	10,3
5	$\tau_1$	Температура мережної води в «прямій» магістралі на виході з котельні	°С	130°	70°	70°
6	$\tau_2$	Температура води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	°С	45,5	35,7	30,0
7	$\tau_{звор}$	Температура води в «зворотній» магістралі на вході в мережні насоси	°С	51,3	43,5	57,1
8	$G_1$	Витрата води в «прямій» магістралі на виході з котельні	т/год	303,8	352,2	31,9
9	$G_{убут}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15,0	15,0	5,0
10	$G_2$	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	288,8	337,2	26,9
11	$G_{рец}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	78,5	92,2	15,4
12	$G_{пер}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	61,6	175,8	27,4
13	$N_{ВК.ВСТ}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	4	3	1
14	$N_{ВК.Р}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	4	3	1
15	$N_{ВК.Б}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) режимі	од	1	1	1
16	$N_{ВК.З}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	3	2	0
17	$V_{КОТ}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м <sup>3</sup> / год	4,53	2,81	1,21
18	$(b_T^{відп})_{газ}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м <sup>3</sup> /ГДж	32,9		
19	$(b_T^{відп})_{у.п}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п /ГДж	37,89		
20	$\Sigma W_{ВК}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	272,1		
21	$e_{е/е}^{доб}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/ГДж	9,0		

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		59

№ з/п	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Числове значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
22	Ц <sub>Палив</sub>	Вартість природного газу	грн./ тис. м <sup>3</sup>	8200		
23	Ц <sub>Е/Е</sub>	Вартість електроенергії	грн./ кВт.го д	4,32		
24	C <sub>Q</sub>	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	грн./Г Дж	384,58		

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		60

## РОЗДІЛ 3. Охорона праці

### 3.1. Організація безпечної експлуатації котлів

3.1.1 Керівництво підприємства (організації) повинно забезпечити утримання котлів у справному стані і безпечні умови їх експлуатації шляхом організації належного обслуговування. З цією метою власник котла зобов'язаний:

- призначити відповідальну особу за справний стан і безпечну експлуатацію котлів із числа інженерно-технічних працівників (ІТП), які пройшли перевірку знань в установленому порядку;

- забезпечити інженерно-технічних працівників правилами і керівними вказівками з безпечної експлуатації котлів (циркулярами, інформаційними листами, інструкціями та ін.);

- призначити в необхідній кількості осіб обслуговуючого персоналу, які пройшли навчання і мають посвідчення на право обслуговування котлів, приладів безпеки, контрольно-вимірювальних приладів, хімводоочистки, живильних пристроїв та іншого допоміжного устаткування;

- розробити і затвердити виробничу інструкцію для персоналу, який обслуговує котли, на підставі «Типової інструкції для персоналу котельні» та Інструкції з монтажу і експлуатації заводу-виготовлювача котла з урахуванням компоновки устаткування. Виробнича інструкція повинна знаходитись на робочих місцях і видаватись під розписку обслуговуючому персоналу;

- встановити такий порядок, щоб персонал, на який покладено обов'язки з обслуговування котлів, вів ретельне спостереження за дорученим йому устаткуванням шляхом його огляду, перевірки справності арматури, КВП, запобіжних клапанів, засобів сигналізації і захисту, живильних пристроїв. Для запису результатів огляду і перевірки повинен вестись змінний журнал;

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №5 в м. Харків</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Іванець Г.В.					92	61
Перевірив		Бойко В.О.				ЗТЕ-5-5		
Рецензув.						кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив		Петренко В.П.						

- встановити порядок і забезпечити періодичність перевірки знань керівними та інженерно-технічними працівниками Правил, норм та інструкцій з охорони праці згідно з «Типовим положенням про навчання, інструктаж та перевірку знань працівників з охорони праці»;
- організувати періодичну перевірку знань персоналом виробничих інструкцій;
- організувати контроль за станом металу елементів котла відповідно до Інструкції з монтажу і експлуатації підприємства виготовлювача;
- забезпечити виконання інженерно-технічними працівниками Правил, а обслуговуючим персоналом - інструкцій;
- забезпечити проведення технічних опосвідчень і діагностування котлів в установлені терміни;
- проводити періодично, не рідше одного разу на рік, обстеження котлів з наступним повідомленням інспектора Держнаглядохоронпраці України про результати цього обстеження.

3.1.2 В котельні повинен бути годинник і телефон для зв'язку з місцями споживання теплоенергії, а також з технічними службами і власником.

3.1.3 В котельню не повинні допускатись особи, які не мають відношення до експлуатації котлів і устаткування котельні. У разі потреби сторонні особи можуть допускатись в котельню тільки з дозволу власника й у супроводі його представника.

3.1.4 Відповідальність за справний стан і безпечну експлуатацію котлів повинна бути покладена наказом по підприємству на начальника котельні, а при відсутності в штаті котельні начальника - на інженерно-технічного працівника, який виконує функції начальника котельні. Номер і дата наказу про призначення відповідальної особи повинні бути записані в паспорті котла. Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, повинна мати спеціальну теплотехнічну освіту.

3.1.5 В окремих випадках відповідальність за справний стан і безпечну експлуатацію котлів може бути покладена на інженерно-технічного працівника,

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

який не має теплотехнічної освіти, але пройшов спеціальну підготовку згідно з погодженою з Держнаглядом України програмою і атестацію в комісії за участю інспектора Держнаглядом України. На час відсутності відповідальної особи (відпустки, відрядження, хвороба) виконання її обов'язків повинно бути покладено наказом на іншого інженерно-технічного працівника, який пройшов перевірку знань Правил.

3.1.6 Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію, повинна забезпечити:

- утримання котлів у справному стані;
- проведення своєчасного планово-попереджувального ремонту котлів і підготовку їх до технічного опосвідчення;
- своєчасне усунення виявлених несправностей;
- обслуговування котлів навченим і атестованим персоналом;
- обслуговуючий персонал - інструкціями, а також періодичну перевірку знань цих інструкцій;
- виконання обслуговуючим персоналом виробничих інструкцій.

3.1.7 Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, зобов'язана:

- регулярно оглядати котли в робочому стані;
- щоденно в робочі дні перевіряти записи в змінному журналі і розписуватись в ньому;
- проводити роботу з персоналом по підвищенню його кваліфікації;
- проводити технічне опосвідчення котлів;
- зберігати паспорти котлів і Інструкції з монтажу і експлуатації заводів-виготовлювачів;
- проводити протиаварійні тренування з персоналом котельні;
- брати участь в обстеженнях і технічних опосвідченнях;
- перевіряти правильність ведення технічної документації при експлуатації та ремонті котлів і забезпечити її зберігання;
- брати участь в комісії по атестації і періодичній перевірці знань у ІТП і обслуговуючого персоналу;

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		63

- своєчасно виконувати приписи, видані органами Держнаглядодохоронпраці України.

3.1.8 Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, має право:

а) усувати від обслуговування котлів персонал, який допустив порушення інструкцій або виявив незадовільні знання;

б) подавати керівництву підприємства пропозиції щодо притягнення до відповідальності інженерно-технічних працівників і обслуговуючого персоналу, які порушили правила та інструкції;

в) подавати керівництву підприємства пропозиції щодо усунення причин, які породжують порушення вимог Правил та інструкцій.

### **3.2. Обслуговування**

3.2.1 До обслуговування котлів можуть бути допущені особи не молодше 18 років, які пройшли медичний огляд, навчання, атестацію і мають посвідчення на право обслуговування котлів.

3.2.2 Навчання, атестація і проведення інструктажу з безпеки праці повинні відповідати ГОСТ 12.0.004- 90. 6.2.2\*. Навчання і атестація машиністів (операторів) котельні повинні проводитись з дозволу Держнаглядодохоронпраці України в професійнотехнічних училищах, в навчально-курсних комбінатах (курсах), а також на курсах, що спеціально створюються підприємствами. Програми підготовки повинні складатись на підставі типових програм, погоджених з Держнаглядодохоронпраці України. Підставою для отримання дозволу є висновок ЕТЦ щодо можливості і умов виконання вказаних робіт навчальними закладами. Індивідуальна підготовка персоналу не допускається.

3.2.3 Атестація машиністів (операторів) котлів проводиться комісією за участю інспектора Держнаглядодохоронпраці України. Особам, які пройшли атестацію, повинні бути видані посвідчення за підписами голови комісії та інспектора Держнаглядодохоронпраці України.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		64

3.2.4 Про день проведення екзаменів адміністрація зобов'язана повідомити місцевий орган Держнаглядохоронпраці України не пізніше ніж за 5 днів.

3.2.5 Періодична перевірка знань персоналу, який обслуговує котли, повинна проводитись не рідше ніж один раз на 12 місяців. Позачергова перевірка знань проводиться:

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

Комісія з перевірки знань призначається наказом по підприємству, участь в її роботі інспектора Держнаглядохоронпраці України не обов'язкова. Крім цього, вказаному персоналові не рідше одного разу в квартал відповідальний за безпечну експлуатацію котлів проводить повторний інструктаж з перевіркою знань з безпеки праці.

3.2.6. Результати перевірки знань обслуговуючого персоналу оформляються протоколом за підписом голови і членів комісії з відміткою в посвідченні.

3.2.7 При перерві в роботі за спеціальністю більше 12 місяців персонал, який обслуговує котли, після перевірки знань повинен перед допуском до самостійної роботи пройти стажування для відновлення практичних навиків за програмою, затвердженою керівництвом підприємства.

3.2.8 Допуск персоналу до самостійного обслуговування котлів повинен оформлятися наказом по цеху або підприємству.

3.2.9 Забороняється доручати машиністові (операторові) котельні, який знаходиться на чергуванні, виконання під час роботи котла інших робіт, не передбачених виробничою інструкцією.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65

3.2.10 Забороняється залишати котел без постійного нагляду обслуговуючим персоналом як під час роботи котла, так і після його зупинки до зниження в ньому тиску до атмосферного.

3.2.11 Допускається експлуатація котлів без постійного нагляду за їх роботою обслуговуючим персоналом при наявності автоматики, сигналізації і захистів, що забезпечують ведення нормального режиму роботи, ліквідацію аварійних ситуацій, а також зупинки котла при порушеннях режиму роботи, які можуть викликати пошкодження котла.

### **3.3 Перевірка контрольно-вимірювальних приладів, автоматичних захистів, арматури і живильних пристроїв**

3.3.1 Перевірка справності дії манометрів, запобіжних клапанів, показчиків рівня води і живильних пристроїв повинна проводитись для котлів з робочим тиском до 1,4 МПа (14 кгс/см<sup>2</sup>) включно - не рідше одного разу на зміну; Про результати перевірки робиться запис у змінному журналі.

3.3.2 Перевірка справності манометра проводиться за допомогою триходового крана або запірних вентилів, що його заміняють, шляхом встановлення стрілки манометра на нуль. Не рідше одного разу на 12 місяців манометри повинні бути перевірені з встановленням тавра або пломби відповідно до порядку, передбаченого Держстандартом України.

3.3.3 Перевірка показчиків рівня води проводиться шляхом їх продування. Справність знижених показчиків рівня перевіряється порівнянням їх показань з показаннями показчиків рівня води прямої дії.

3.3.4 Справність запобіжних клапанів перевіряється короткочасним примусовим їх відкриттям.

3.3.5 Перевірка справності резервних живильних пристроїв здійснюється шляхом їх короткочасного включення в роботу.

3.3.6 Перевірка справності сигналізації і автоматичних захистів повинна проводитись згідно з графіком і інструкцією, затвердженими керівником підприємства - власника котла.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

### 3.4 Аварійний зупин котла

3.4.1 Котел повинен бути негайно зупинений і відключений дією захистів або персоналом у випадках, передбачених виробничою інструкцією і, зокрема, у випадках:

- виявлення несправності запобіжного клапана;
- якщо тиск в барабані котла піднявся вище дозволеного на 10% і продовжує підніматись;
- зниження рівня води нижче нижнього допустимого рівня;
- підвищення рівня води вище верхнього допустимого рівня;
- припинення дії всіх живильних пристроїв;
- припинення дії всіх показчиків рівня води прямої дії;
- якщо в основних елементах котла (барабані, колекторі, камері, пароводоперепускних і водоопускних трубах, парових і живильних трубопроводах, жаровій трубі, вогневій коробці, кожусі топки, трубній решітці, зовнішньому сепараторі, арматурі) будуть 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 засувок;
  - 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;
  - несправності автоматики безпеки або аварійної сигналізації, включаючи зникнення напруги на цих пристроях;
  - виникнення пожежі в котельні, яка загрожує обслуговуючому персоналу або котлу.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

3.4.2 Порядок аварійної зупинки котла повинен бути вказаний у виробничій інструкції. Причини аварійної зупинки котла повинні бути записані в змінному журналі.

### 3.5 Організація ремонту

3.5.1 Власник котла повинен забезпечити своєчасний ремонт котлів і допоміжного обладнання згідно з затвердженим графіком плановопопереджувального ремонту. Ремонт повинен виконуватись за технічними умовами і технологією, розробленою до початку виконання робіт. При ремонті, крім вимог даних Правил, повинні виконуватись також вимоги, викладені в галузевій нормативно-технічній документації.

3.5.2 На кожний котел повинен бути заведений ремонтний журнал, в який відповідальним за справний стан і безпечну експлуатацію котла вносяться дані про виконані ремонтні роботи, використані матеріали, зварювання і зварників, про зупинку котлів на чистку або промивку. Заміна труб, заклепок і підвальцьовування з'єднань труб з барабанами і колекторами повинні позначатись на схемі розміщення труб (заклепок), яка прикладається до ремонтного журналу. В ремонтному журналі також відображуються результати оглядів котла до чистки з зазначенням товщини відкладення накипу і шламу і всі дефекти, виявлені в період ремонту.

3.5.3 Дані про ремонтні роботи, що викликають необхідність проведення дострокового опосвідчення котлів, а також про ремонтні роботи з заміною елементів котла із застосуванням зварювання або вальцювання записуються в ремонтний журнал і заносяться в паспорт котла.

3.5.4 До початку проведення робіт у середині барабана або колектора котла, з'єданого трубопроводами (паропровід, живильні, дренажні, спускні лінії та ін.) з іншими працюючими котлами, а також перед внутрішнім оглядом або ремонтом елементів, які працюють під тиском, котел повинен бути від'єднаний від усіх трубопроводів заглушками, якщо на них встановлена флянцева арматура. У випадку, якщо арматура трубопроводів пари і води безфлянцева, відключення котла повинно проводитись двома запірними органами при наявності між ними дренажного пристрою діаметром умовного проходу не

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		68

менше ніж 32 мм, що має пряме сполучення з атмосферою. Приводи засувок, а також вентилів відкритих дренажів і ліній аварійного зливу води із барабана повинні бути замкнені на замок так, щоб виключалась можливість послаблення їх щільності при замкненому замку. Ключі від замків повинні зберігатись у особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію котла, якщо на підприємстві не встановлено інший порядок їх зберігання.

3.5.5 Товщина заглушок, які використовуються для відключення котла, встановлюється, виходячи із розрахунку на міцність. Заглушка повинна мати виступаючу частину (хвіст), за якою визначається їх наявність. При встановленні прокладок між флянцями і заглушкою прокладки повинні бути без хвостовиків.

3.5.6 Допуск людей у середину котла, а також відкриття запірної арматури після покиннення котла людьми повинні проводитись тільки за письмовим дозволом (нарядом-допуском), що видається в установленому порядку.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		69

## **РОЗДІЛ 4. Підвищення ефективності роботи водогрійного котла за рахунок встановлення конденсаційного економайзера**

Метою розгляду питання є покращення економічності роботи водогрійного котла тепловою потужністю 180 Гкал/год (далі - ВК) за рахунок встановлення конденсаційного економайзера (КЕ) та використання тепла (утилізації) вихідних димових газів, з подальшим використанням в системі теплопостачання та частковим заміщенням органічного палива (природного газу), для чого технологічною схемою передбачається наступне:

- з існуючого газоходу за димососом ВК відводяться димові гази з високою температурою (109-209 °С) на КЕ для їх охолодження (до температури 45-55 °С) з подальшим скидом через нову індивідуальну димову трубу з корозійностійкої сталі;

- одночасно від внутрішньостанційного технологічного трубопроводу до КЕ підводиться охолоджуюча (зворотня мережна) вода (з температурою 45-50 °С) для її підігріву (на 3-10 °С в залежності від режиму роботи котла та температури зворотньої мережної води) за рахунок охолодження димових газів та використання скритої теплоти пароутворення, що вивільняється при конденсації водяних парів, які містяться у вихідних димових газах. Після підігріву у КЕ охолоджуюча (зворотня мережна) вода повертається у схему мережної води.

Остаточний підігрів зворотньої мережної води до кінцевої необхідної температури, яка залежить від поточної температури зовнішнього повітря (в опалювальний період) або температури, що вимагається для забезпечення гарячого водопостачання (в неопалювальний період), здійснюється, як і при звичайній існуючій схемі, на основному обладнанні об'єкту теплової генерації. При цьому на основному обладнанні зменшується витрата природного газу на величину, що відповідає кількості утилізованого тепла.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в м. Харків</i>			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив	Іванець Г.В.								92	70	
Перевірив	Бойко В.О.							ЗТЕ-5-5			
Рецензув.								кафедра ТЕХТ НУХТ			
Затвердив	Петренко В.П.										

Таким чином основне обладнання виступає ще й джерелом - регулятором коливань потужності, яка видається КЕ.

Конденсаційний економайзер (КЕ) з трубчастим теплообмінником призначений для встановлення за котлоагрегатом, що працює на природному газі, для відведення теплової енергії від гарячого середовища (вихідних димових газів) та передачі до холодного середовища (мережна вода або інші потоки).

Димові гази після котлоагрегату проходять поперек трубок теплообмінників економайзера і рівномірно розосереджується по всій площі теплообмінників. У першій стадії теплообміну димові гази охолоджуються до температури точки роси водяної пари, а на наступній стадії відбувається конденсація водяної пари з випадінням конденсату і подальшим охолодженням димових газів. При цьому тепла енергія передається іншому середовищу. Використання КЕ дозволяє суттєво підвищити коефіцієнт корисної дії (ККД) системи (на 8-10 %) до 102-103 % (при розрахунку за нижчою теплотворною здатністю палива  $Q_{пн}^p$ ).

### **Варіанти встановлення конденсаційного економайзера (КЕ)**

Розглянемо наступні варіанти (схеми) встановлення КЕ:

**Варіант 1** - встановлення трьохпоточного (трьохмодульного) КЕ з використанням в якості охолоджуючого середовища трьох потоків:

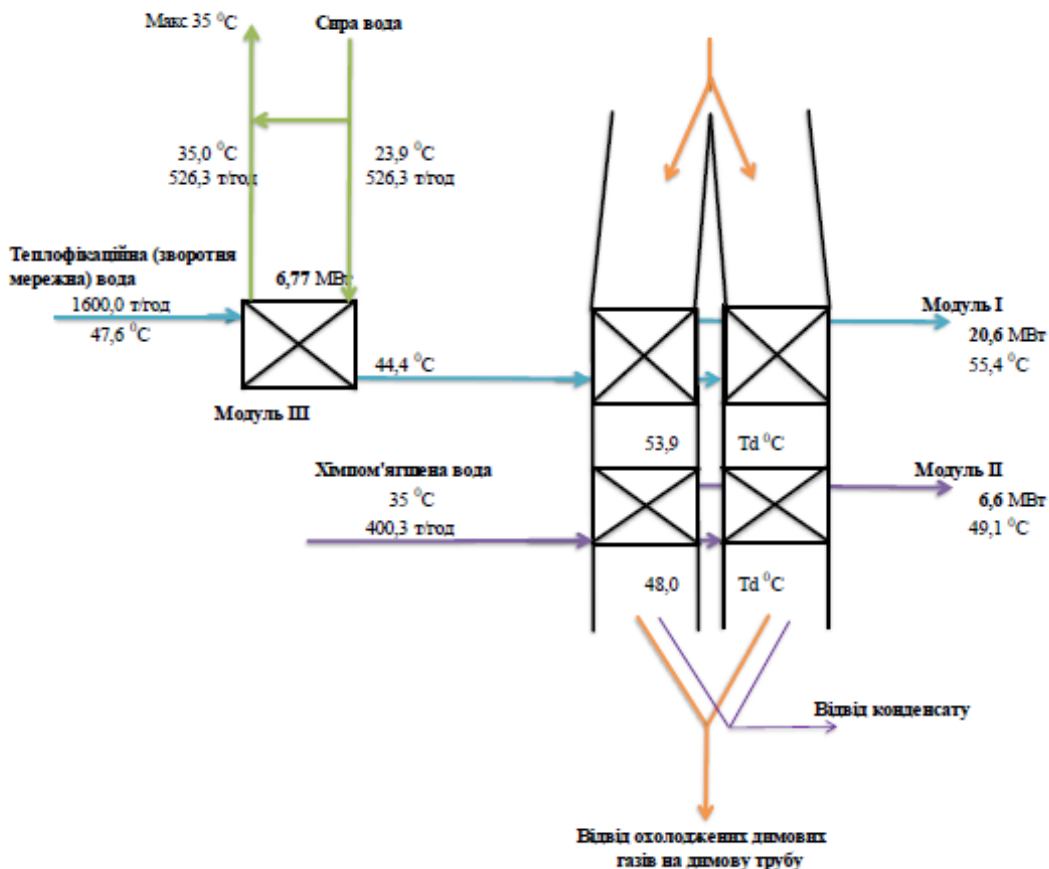
- у модулі I - теплофікаційної (зворотньої мережної) води;
- у модулі II - хімпом'ягшеної води після ХВП;
- у модулі III - сирій води перед ХВП;

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Принципова схема за варіантом 1

Проектні параметри: 209 МВт  
 323950 кг/год  
 208,6 °C

Навантаження котла  
 Потік димових газів  
 Температура димових газів



Модуль I: вихідні димові гази після димососу котлоагрегату розподіляються на два потоки і проходять поперек трубок двох теплообмінників Модулю I економайзера, в яких підігрівається теплофікаційна (зворотня мережна) вода. Потік теплофікаційної (зворотньої мережної) води подається і відводиться паралельно в обидва теплообмінники Модулю I економайзера.

Модуль II: далі димові гази, що виходять з двох теплообмінників Модулю I економайзера, проходять поперек трубок двох теплообмінників Модулю II економайзера, в яких підігрівається хімпом'ягшена вода після ХВП. Потік хімпом'ягшеної води після ХВП подається і відводиться паралельно в обидва теплообмінники Модулю II економайзера.

Модуль III: для підігріву сирої води перед ХВП встановлюється пластинчастий теплообмінник (Модуль III), через який проходить теплофікаційна (зворотня мережна) вода, яка охолоджується перед попаданням

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		72

в Модулі I та II конденсаційного економайзера. Оскільки температура і витрата сирі води змінюються, то встановлено пункт рециркуляції, щоб регулювати температуру підігрітої сирі води на виході з Модулю III. Вона не повинна перевищувати 35 °С за умовами роботи ХВП.

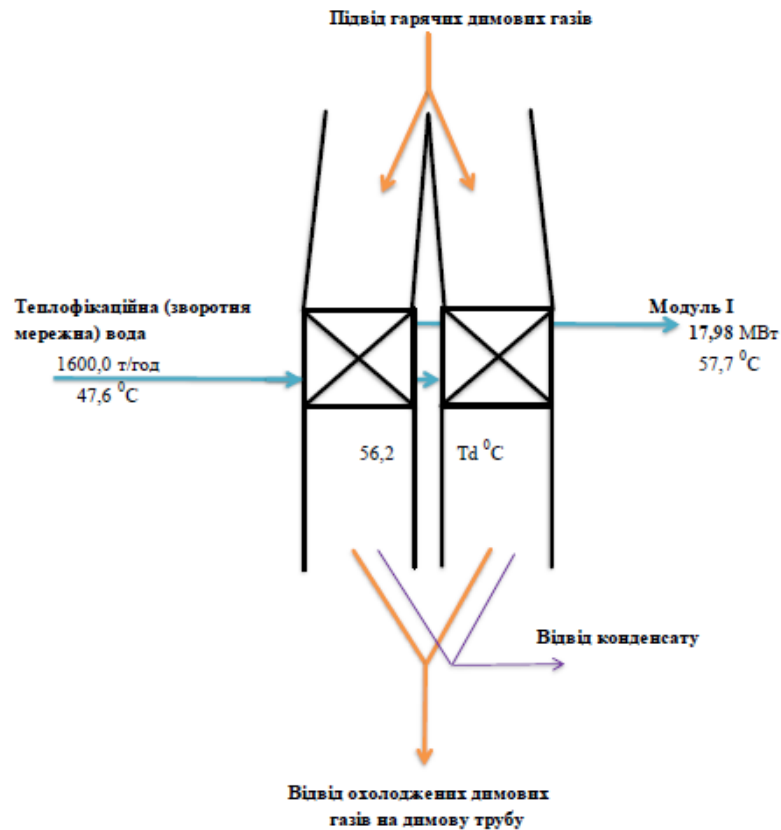
Модуль III безпосередньо не є модулем конденсаційного економайзера і безпосередньо не утилізує тепло, але за його допомогою (завдяки попередньому охолодженню теплофікаційної (зворотньої мережної) води перед подачею її до теплообмінників Модулю I KE) збільшуються глибина охолодження відхідних димових газів після водогрійного котла та ступінь утилізації тепла (як за рахунок охолодження вихідних димових газів, так і за рахунок використання скритої теплоти пароутворення, що вивільняється при конденсації водяних парів, які містяться у вихідних димових газах).

**Варіант 2** - встановлення однопоточного (одномодульного) KE з використанням в якості охолоджуючого середовища одного потоку - теплофікаційної (зворотньої мережної) води.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		73

**Принципова схема за варіантом 2**

Проектні параметри:	209	МВт	Навантаження котла
	323950	кг/год	Поток димових газів
	208,6	°C	Температура димових газів



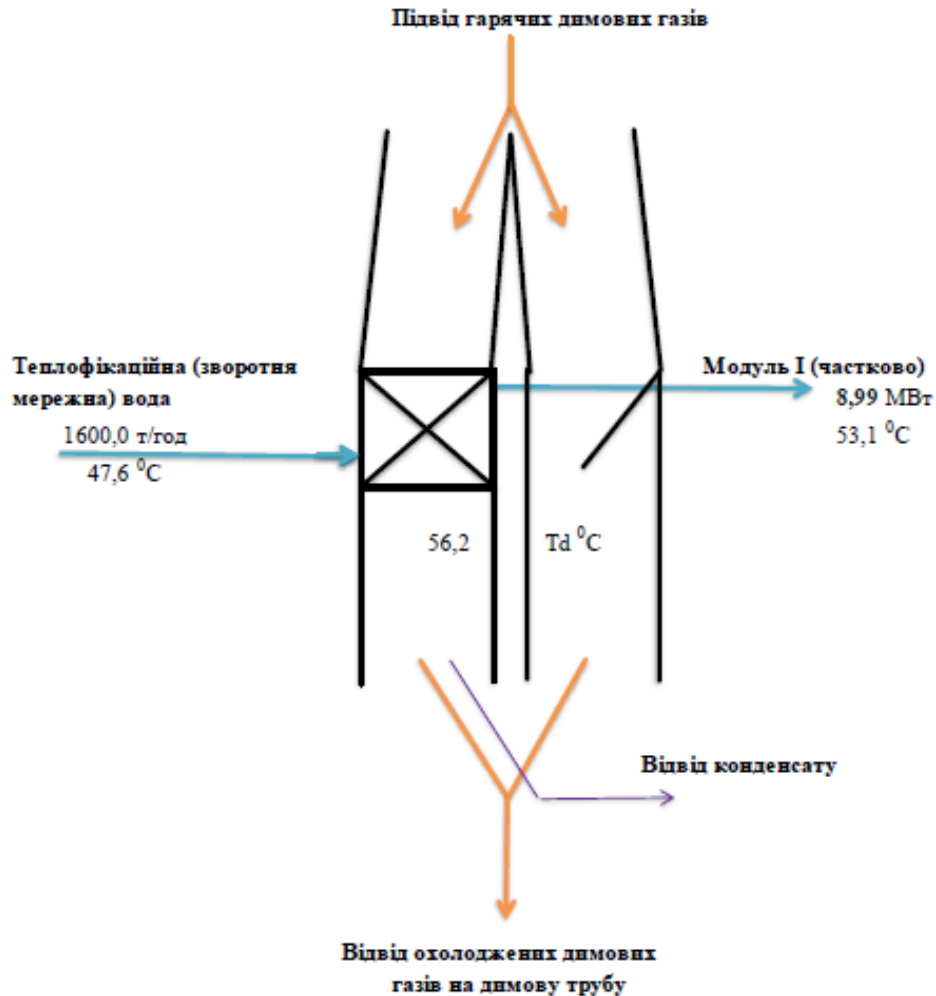
Модуль I: вихідні димові газі після димососу котлоагрегату розподіляються на два потоки і проходять поперек трубок двох теплообмінників Модулю I економайзера, в яких підігрівається теплофікаційна (зворотня мережна) вода. Потік теплофікаційної (зворотньої мережної) води подається і відводиться паралельно в обидва теплообмінники Модулю I економайзера.

**Варіант 3** - встановлення однопоточного (одномодульного) КЕ тільки в одному газоході (1 теплообмінник - половина Модулю I) з використанням в якості охолоджуючого середовища одного потоку - теплофікаційної (зворотньої мережної) води.

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

### Принципова схема за варіантом 3

Проектні параметри:	209	МВт	Навантаження котла
	323950	кг/год	Поток димових газів
	208,6	°C	Температура димових газів



Модуль I (1 теплообмінник - половина Модулю I): вихідні димові гази після димососу котлоагрегату розподіляються на два потоки:

- перший потік проходить поперек трубок теплообмінника Модулю I економайзера, в якому підігрівається теплофікаційна (зворотня мережна) вода;
- другий потік проходить без охолодження одразу на димову трубу.

По ходу другого потоку встановлюється регулююча шиберна заслонка, яка забезпечує можливість вирівнювання тиску, а також більш повного

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

завантаження теплообмінника Модулю I КЕ при роботі водогрійного котла на режимах часткового завантаження.

У всіх варіантах охолоджені димові гази після КЕ відводяться на окрему димову трубу.

Конденсат, що утворіється при охолодженні димових газів, відводиться у систему підживлення.

У всіх варіантах утилізація тепла вихідних димових газів у КЕ здійснюється за умови роботи водогрійного котла на природному газі.

При переході водогрійного котла на спалювання резервного палива (топкового мазуту) передбачена можливість відключення КЕ. У цьому випадку скид вихідних димових газів після водогрійного котла здійснюється через існуючу димову трубу, тобто в існуючому штатному режимі.

### **Розрахунки та порівняння варіантів**

Розрахунки виконані для чотирьох режимів вірогідного завантаження водогрійного котла.

Прийнята концепція першочергового завантаження водогрійного котла, на якому встановлюється КЕ, з включенням в роботу інших котлів тільки у випадку, якщо навантаження на котельню перевищує встановлену потужність водогрійного котла з КЕ. Одночасно прийнято, що цей котел буде виводитися з експлуатації для проведення профілактичних та ремонтних робіт влітку.

Таким чином розглядаються наступні режими вірогідного завантаження водогрійного котла з КЕ:

- **Режим 1:** першочергове максимально можливе завантаження виходячи з середньомісячного завантаження водогрійної котельні за період 5 років;
- **Режим 2:** першочергове завантаження, але не більше, ніж до 160 Гкал/год, виходячи з середньомісячного завантаження водогрійної котельні за період 5 років;
- **Режим 3:** першочергове максимально можливе завантаження виходячи з середньомісячного завантаження водогрійної котельні за один рік;

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		76

- **Режим 4:** першочергове завантаження, але не більше, ніж до 160 Гкал/год, виходячи з середньомісячного завантаження водогрійної котельні за один рік.

Деталізовані вихідні дані, техніко-економічні показники та результати техніко-економічних розрахунків щодо доцільності встановлення конденсаційного економайзера (КЕ) для використання тепла димових газів водогрійного котла за наведеними вище варіантами, режимами завантаження наведені у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники			
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
1	2	3	4	5	6
<b>Вихідні дані</b>					
<i>По водогрійному котлу (ВК) КВ-ГМ-180</i>					
Встановлена теплова потужність ВК	Гкал/год	180,0	180,0	180,0	180,0
	МВт	209,3	209,3	209,3	209,3
Середнє навантаження ВК за час роботи	Гкал/год	118,4	112,9	170,8	157,4
	МВт	137,7	131,3	198,6	183,1
	%	65,77	62,73	94,87	87,46
Час роботи ВК	год	7604	7604	8016	8016
Виробіток тепла ВК	тис. Гкал	900,168	858,605	1368,874	1261,913
	тис. МВт*год	1046,895	998,557	1592,000	1467,605
Коефіцієнт використання встановленої потужності ВК		0,571	0,545	0,868	0,800
Температура відхідних газів ВК	°С	176,4	175,3	206,6	204,2
Втрати тепла, всього	%	7,039	6,991	8,289	8,176
у тому числі:					

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники			
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
1	2	3	4	5	6
- з відхідними газами	%	6,98	6,93	8,22	8,11
- з хімінедопалом	%	0,013	0,009	0,024	0,013
- у навколишнє середовище	%	0,05	0,05	0,05	0,05
ККД ВК (брутто)	%	92,961	93,009	91,711	91,824
Витрата мережної води через ВК	т/год	4500	4500	4500	4500
Витрата палива:					
- натурального (пр. газ при $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 8000$ ккал/нм <sup>3</sup> )	млн. нм <sup>3</sup>	121,041	115,393	186,574	171,784
- умовного	тис. т у.п.	138,333	131,877	213,228	196,325
- питома умовного	кг у.п./Гкал	153,674	153,595	155,769	155,577
Витрати електроенергії на власні потреби	тис. кВт*год	5058,5	4872,5	6882,1	6403,9
<b>Загальностанційні:</b>					
Температура зворотної мережної води (середня)	°С	47,4	47,4	47,6	47,6
Витрата сирової води (середня)	т/год	548,6	548,6	547,4	547,4
Температура сирової води (середня)	°С	23,3	23,3	23,4	23,4
Витрата хімпом'ягшеної води на підживлення тепломережі (середня, 35 °С)	т/год	412,8	412,8	414,9	414,9
<b>Техніко-економічні розрахунки</b>					
<i>Техніко-економічні показники:</i>					
<b>Варіант 1. Встановлення трьохпоточного (трьохмодульного) конденсаційного економайзера (КЕ)</b>					
Встановлена теплова потужність ВК з КЕ, всього	Гкал/год	208,8	208,8	208,8	208,8
	МВт	242,8	242,8	242,8	242,8

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники			
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
1	2	3	4	5	6
	%	100,00	100,00	100,00	100,00
у тому числі:					
- встановлена теплова потужність ВК	Гкал/год	180,0	180,0	180,0	180,0
	МВт	209,3	209,3	209,3	209,3
	%	86,20	86,20	86,20	86,20
- встановлена теплова потужність КЕ, всього	Гкал/год	28,81	28,81	28,81	28,81
	МВт	33,50	33,50	33,50	33,50
	%	13,80	13,80	13,80	13,80
з неї:					
- встановлена теплова потужність модулю I КЕ	Гкал/год	22,58	22,58	22,58	22,58
	МВт	26,26	26,26	26,26	26,26
	%	10,81	10,81	10,81	10,81
- встановлена теплова потужність модулю II КЕ	Гкал/год	6,23	6,23	6,23	6,23
	МВт	7,24	7,24	7,24	7,24
	%	2,98	2,98	2,98	2,98
Встановлена теплова потужність модулю III КЕ	Гкал/год	11,44	11,44	11,44	11,44
	МВт	13,30	13,30	13,30	13,30
Температура зворотньої мережної води (середня):					
- перед модулем I КЕ	°C	43,3	43,3	43,5	43,5
- після модулю I КЕ	°C	51,0	50,7	54,4	53,6
- перед модулем III КЕ	°C	47,4	47,4	47,6	47,6
- після модулю III КЕ	°C	43,3	43,3	43,5	43,5
Витрата зворотньої мережної води через КЕ	т/год	1600	1600	1600	1600
Температура сирієї води (середня):					

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		79

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники			
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
1	2	3	4	5	6
- перед модулем III KE	°C	23,3	23,3	23,4	23,4
- після модулю III KE	°C	35,0	35,0	35,0	35,0
Температура хімпом'ягшеної води (середня):					
- перед модулем II KE	°C	35,0	35,0	35,0	35,0
- після модулю II KE	°C	43,7	43,2	47,5	46,6
Середнє навантаження ВК з конденсаційним економайзером (KE) за час роботи, всього	Гкал/год	134,2	128,0	193,3	178,2
	МВт	156,0	148,8	224,8	207,3
	%	100,00	100,00	100,00	100,00
у тому числі:					
- середнє навантаження ВК	Гкал/год	118,4	112,9	170,8	157,4
	МВт	137,7	131,3	198,6	183,1
	%	88,23	88,23	88,33	88,33
- середнє навантаження KE, всього	Гкал/год	15,78	15,07	22,57	20,80
	МВт	18,36	17,52	26,25	24,19
	%	11,77	11,77	11,67	11,67
з нього:					
- середнє навантаження модулю I KE	Гкал/год	12,36	11,81	17,51	16,13
	МВт	14,38	13,73	20,37	18,76
	%	9,21	9,23	9,06	9,05
- середнє навантаження модулю II KE	Гкал/год	3,42	3,26	5,05	4,66
	МВт	3,98	3,79	5,88	5,42
	%	2,55	2,55	2,61	2,62
Середнє навантаження модулю III KE за час роботи	Гкал/год	6,60	6,60	6,53	6,53
	МВт	7,68	7,68	7,60	7,60
Виробіток тепла ВК з KE, всього	тис. Гкал	1020,196	973,179	1549,781	1428,624

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		80

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники			
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
1	2	3	4	5	6
	тис. МВт*год	1186,488	1131,807	1802,395	1661,489
	%	100,00	100,00	100,00	100,00
у тому числі:					
- виробіток тепла ВК	тис. Гкал	900,168	858,605	1368,874	1261,913
	тис. МВт*год	1046,895	998,557	1592,000	1467,605
	%	88,23	88,23	88,33	88,33
- виробіток тепла КЕ, всього	тис. Гкал	120,028	114,574	180,907	166,711
	тис. МВт*год	139,593	133,250	210,395	193,885
	%	11,77	11,77	11,67	11,67
з нього:					
- виробіток тепла модулем I КЕ	тис. Гкал	93,997	89,802	140,388	129,325
	тис. МВт*год	109,319	104,440	163,271	150,404
	%	9,21	9,23	9,06	9,05
- виробіток тепла модулем II КЕ	тис. Гкал	26,031	24,772	40,519	37,386
	тис. МВт*год	30,274	28,810	47,124	43,480
	%	2,55	2,55	2,61	2,62
Передача (перерозподіл) теплачерез модуль III КЕ	тис. Гкал	50,189	50,189	52,351	52,351
	тис. МВт*год	58,370	58,370	60,885	60,885
Коефіцієнт використання встановленої потужності ВК з КЕ, всього		0,558	0,532	0,847	0,781
у тому числі:					
- коефіцієнт використання встановленої потужності ВК		0,571	0,545	0,868	0,800
- коефіцієнт використання встановленої потужності КЕ, всього		0,476	0,454	0,717	0,661
з нього:					

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники			
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
1	2	3	4	5	6
- коефіцієнт використання встановленої потужності модулю I KE		0,475	0,454	0,710	0,654
- коефіцієнт використання встановленої потужності модулю II KE		0,477	0,454	0,743	0,685
Коефіцієнт використання встановленої потужності модулю III KE		0,501	0,501	0,523	0,523
ККД ВК з KE (брутто) при розрахунку по $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	%	105,356	105,420	103,831	103,955
Підвищення ККД ВК з KE (брутто) при розрахунку по $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ :					
- абсолютне	%	12,395	12,411	12,120	12,131
- відносне		1,133	1,133	1,132	1,132
Витрата палива:					
- натурального (пр. газ при $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 8000$ ккал/нм <sup>3</sup> )	млн. нм <sup>3</sup>	121,041	115,393	186,574	171,784
- умовного	тис. т у.п.	138,333	131,877	213,228	196,325
- питома умовного	кг у.п./Гкал	135,594	135,512	137,586	137,422
Економія палива:					
- натурального (пр. газ при $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 8000$ ккал/нм <sup>3</sup> )	млн. нм <sup>3</sup>	16,140	15,398	24,657	22,694
- умовного	тис. т у.п.	18,445	17,598	28,180	25,936
Додаткова електрична потужність, що необхідна для забезпечення роботи KE, всього	кВт	486,2	486,2	486,2	486,2
у тому числі:					
- для прокачування сирої води через модуль III KE	кВт	13,0	13,0	13,0	13,0

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники			
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
1	2	3	4	5	6
- для прокачування зворотньої мережної води через модулі I та III KE	кВт	345,0	345,0	345,0	345,0
- для прокачування хімпом'ягшеної води через модуль II KE	кВт	9,8	9,8	9,8	9,8
- для відкачування конденсату після KE	кВт	20,0	20,0	20,0	20,0
- для продуву відхідних газів через KE (подавання додаткового аеродинамічного опіру)	кВт	98,4	98,4	98,4	98,4
Витрати електроенергії на власні потреби, всього	тис. кВт*год	8755,6	8569,5	10779,5	10301,3
у тому числі:					
- додаткові для забезпечення роботи KE, всього	тис. кВт*год	3697,1	3697,1	3897,4	3897,4
з них:					
- на прокачування сирої води через модуль III KE	тис. кВт*год	98,8	98,8	104,2	104,2
- на прокачування зворотньої мережної води через модулі I та III KE	тис. кВт*год	2623,5	2623,5	2765,6	2765,6
- на прокачування хімпом'ягшеної води через модуль II KE	тис. кВт*год	74,3	74,3	78,3	78,3
- на відкачування конденсату після KE	тис. кВт*год	152,1	152,1	160,3	160,3
- на продув відхідних газів через KE (подавання додаткового аеродинамічного опіру)	тис. кВт*год	748,4	748,4	789,0	789,0
<b>Варіант 2. Встановлення однопоточного (одномодульного) конденсаційного економайзера (KE)</b>					
Встановлена теплова потужність ВК з KE, всього	Гкал/год	197,1	197,1	197,1	197,1
	МВт	229,2	229,2	229,2	229,2

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		83

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники			
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
1	2	3	4	5	6
	%	100,00	100,00	100,00	100,00
у тому числі:					
- встановлена теплова потужність ВК	Гкал/год	180,0	180,0	180,0	180,0
	МВт	209,3	209,3	209,3	209,3
	%	91,34	91,34	91,34	91,34
- встановлена теплова потужність КЕ (модулю І), всього	Гкал/год	17,06	17,06	17,06	17,06
	МВт	19,84	19,84	19,84	19,84
	%	8,66	8,66	8,66	8,66
Температура зворотньої мережної води (середня):					
- перед модулем І КЕ	°С	47,4	47,4	47,6	47,6
- після модулю І КЕ	°С	54,0	53,7	56,9	56,2
Витрата зворотньої мережної води через КЕ (модуль І)	т/год	1600	1600	1600	1600
Середнє навантаження ВК з конденсаційним економайзером (КЕ) за час роботи, всього	Гкал/год	128,8	122,9	185,7	171,2
	МВт	149,8	142,9	216,0	199,1
	%	100,00	100,00	100,00	100,00
у тому числі:					
- середнє навантаження ВК	Гкал/год	118,4	112,9	170,8	157,4
	МВт	137,7	131,3	198,6	183,1
	%	91,89	91,88	91,96	91,95
- середнє навантаження КЕ (модулю І), всього	Гкал/год	10,45	9,98	14,94	13,77
	МВт	12,15	11,60	17,37	16,02
	%	8,11	8,12	8,04	8,05
Виробіток тепла ВК з КЕ, всього	тис. Гкал	979,615	934,476	1488,602	1372,319
	тис. МВт*год	1139,292	1086,796	1731,244	1596,007

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		84

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники			
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
1	2	3	4	5	6
	%	100,00	100,00	100,00	100,00
у тому числі:					
- виробіток тепла ВК	тис. Гкал	900,168	858,605	1368,874	1261,913
	тис. МВт*год	1046,895	998,557	1592,000	1467,605
	%	91,89	91,88	91,96	91,95
- виробіток тепла КЕ (модулем I), всього	тис. Гкал	79,447	75,872	119,729	110,406
	тис. МВт*год	92,397	88,239	139,244	128,403
	%	8,11	8,12	8,04	8,05
Коефіцієнт використання встановленої потужності ВК з КЕ, всього		0,567	0,541	0,862	0,795
у тому числі:					
- коефіцієнт використання встановленої потужності ВК		0,571	0,545	0,868	0,800
- коефіцієнт використання встановленої потужності КЕ (модулю I), всього		0,532	0,508	0,801	0,739
ККД ВК з КЕ (брутто) при розрахунку по $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	%	101,166	101,228	99,732	99,858
Підвищення ККД ВК з КЕ (брутто) при розрахунку по $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ :					
- абсолютне	%	8,205	8,219	8,021	8,034
- відносне		1,088	1,088	1,087	1,087
Витрата палива:					
- натурального (пр. газ при $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 8000 \text{ ккал/нм}^3$ )	млн. нм <sup>3</sup>	121,041	115,393	186,574	171,784
- умовного	тис. т у.п.	138,333	131,877	213,228	196,325
- питома умовного	кг у.п./Гкал	141,211	141,124	143,240	143,061
Економія палива:					

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники			
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
1	2	3	4	5	6
- натурального (пр. газ при $Q_{н}^P = 8000$ ккал/нм <sup>3</sup> )	млн. нм <sup>3</sup>	10,683	10,197	16,319	15,030
- умовного	тис. т у.п.	12,209	11,654	18,650	17,177
Додаткова електрична потужність, що необхідна для забезпечення роботи КЕ, всього	кВт	412,3	412,3	412,3	412,3
у тому числі:					
- для прокачування зворотньої мережної води через КЕ (модуль I)	кВт	315,0	315,0	315,0	315,0
- для відкачування конденсату після КЕ	кВт	20,0	20,0	20,0	20,0
- для продуву відхідних газів через КЕ (подавання додатково аеродинамічного опіру)	кВт	77,3	77,3	77,3	77,3
Витрати електроенергії на власні потреби, всього	тис. кВт*год	8193,9	8007,8	10187,3	9709,1
у тому числі:					
- додаткові для забезпечення роботи КЕ, всього	тис. кВт*год	3135,4	3135,4	3305,3	3305,3
з них:					
- для прокачування зворотньої мережної води через КЕ (модуль I)	тис. кВт*год	2395,3	2395,3	2525,0	2525,0
- на відкачування конденсату після КЕ	тис. кВт*год	152,1	152,1	160,3	160,3
- на продув відхідних газів через КЕ (подавання додаткового аеродинамічного опіру)	тис. кВт*год	588,0	588,0	619,9	619,9
<b>Варіант 3. Встановлення однопоточного (одномодульного) конденсаційного еко-номайзера (КЕ) тільки в одному газоході (1 теплообмінник - половина модулю I)</b>					
Встановлена теплова потужність	Гкал/год	188,5	188,5	188,5	188,5

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники			
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
1	2	3	4	5	6
ВК з КЕ, всього	МВт	219,3	219,3	219,3	219,3
	%	100,00	100,00	100,00	100,00
у тому числі:					
- встановлена теплова потужність ВК	Гкал/год	180,0	180,0	180,0	180,0
	МВт	209,3	209,3	209,3	209,3
	%	95,48	95,48	95,48	95,48
- встановлена теплова потужність КЕ (модулю I), всього	Гкал/год	8,53	8,53	8,53	8,53
	МВт	9,92	9,92	9,92	9,92
	%	4,52	4,52	4,52	4,52
Температура зворотньої мережної води (середня):					
- перед модулем I КЕ	°С	47,4	47,4	47,6	47,6
- після модулю I КЕ	°С	51,8	51,8	52,5	52,5
Витрата зворотньої мережної води через КЕ (модуль I)	т/год	1600	1600	1600	1600
Середнє навантаження ВК з коненсаційним економайзером (КЕ) за час роботи, всього	Гкал/год	125,3	119,9	178,6	165,3
	МВт	145,7	139,4	207,8	192,2
	%	100,00	100,00	100,00	100,00
у тому числі:					
- середнє навантаження ВК	Гкал/год	118,4	112,9	170,8	157,4
	МВт	137,7	131,3	198,6	183,1
	%	94,46	94,21	95,59	95,24
- середнє навантаження КЕ (модулю I), всього	Гкал/год	6,94	6,94	7,87	7,87
	МВт	8,07	8,07	9,16	9,16
	%	5,54	5,79	4,41	4,76
Виробіток тепла ВК з КЕ, всього	тис. Гкал	952,931	911,368	1431,985	1325,024

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		87

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники				
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4	
1	2	3	4	5	6	
	тис. МВт*год	1108,259	1059,921	1665,398	1541,003	
	%	100,00	100,00	100,00	100,00	
у тому числі:						
- виробіток тепла ВК	тис. Гкал	900,168	858,605	1368,874	1261,913	
	тис. МВт*год	1046,895	998,557	1592,000	1467,605	
	%	94,46	94,21	95,59	95,24	
- виробіток тепла КЕ (модулем I), всього	тис. Гкал	52,763	52,763	63,111	63,111	
	тис. МВт*год	61,363	61,363	73,398	73,398	
	%	5,54	5,79	4,41	4,76	
Коефіцієнт використання встановленої потужності ВК з КЕ, всього		0,577	0,552	0,867	0,802	
у тому числі:						
- коефіцієнт використання встановленої потужності ВК		0,571	0,545	0,868	0,800	
- коефіцієнт використання встановленої потужності КЕ (модулю I), всього		0,706	0,706	0,845	0,845	
ККД ВК з КЕ (брутто) при розрахунку по $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$		%	98,410	98,725	95,939	96,416
Підвищення ККД ВК з КЕ (брутто) при розрахунку по $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ :						
- абсолютне		%	5,449	5,716	4,228	4,592
- відносне			1,059	1,061	1,046	1,050
Витрата палива:						
- натурального (пр. газ при $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 8000$ ккал/нм <sup>3</sup> )		млн. нм <sup>3</sup>	121,041	115,393	186,574	171,784
- умовного		тис. т у.п.	138,333	131,877	213,228	196,325

					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		88

Найменування показників	Одиниця виміру	Узагальнені річні показники			
		Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
1	2	3	4	5	6
- питома умовного	кг у.п./Гкал	145,165	144,703	148,904	148,167
Економія палива:					
- натурального (пр. газ при $Q^p_n = 8000$ ккал/нм <sup>3</sup> )	млн. нм <sup>3</sup>	7,095	7,091	8,602	8,591
- умовного	тис. т у.п.	8,108	8,104	9,831	9,819
Додаткова електрична потужність, що необхідна для забезпечення роботи КЕ, всього	кВт	244,8	244,8	244,8	244,8
у тому числі:					
- для прокачування зворотньої мережної води через КЕ (модуль I)	кВт	157,5	157,5	157,5	157,5
- для відкачування конденсату після КЕ	кВт	10,0	10,0	10,0	10,0
- для продуву відхідних газів через КЕ (подавання додаткового аеродинамічного опіру)	кВт	77,3	77,3	77,3	77,3
Витрати електроенергії на власні потреби, всього	тис. кВт*год	6920,2	6734,2	8844,7	8366,5
у тому числі:					
- додаткові для забезпечення роботи КЕ, всього	тис. кВт*год	1861,7	1861,7	1962,6	1962,6
з них:					
- для прокачування зворотньої мережної води через КЕ (модуль I)	тис. кВт*год	1197,6	1197,6	1262,5	1262,5
- на відкачування конденсату після КЕ	тис. кВт*год	76,0	76,0	80,2	80,2
- на продув відхідних газів через КЕ (подавання додаткового аеродинамічного опіру)	тис. кВт*год	588,0	588,0	619,9	619,9

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		89

**Висновок:** узагальнені результати розрахунків щодо ефективності встановлення КЕ на водогрійному котлі показали збільшення ККД ВК на 4,2 - 12,4% в залежності від варіанту встановлення КЕ.

Найбільш ефективним з розглянутих є варіант 1 - встановлення трьохпоточного (трьохмодульного) КЕ з використанням в якості охолоджуючого середовища трьох потоків, при реалізації якого ККД ВК збільшується на 12,4%.

### **ВИСНОВКИ ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ**

У кваліфікаційній роботі виконано розрахунок теплових навантажень житлово-промислового району м. Харків, визначено витрати та температури мережної води для потреб опалення, гарячого водопостачання і вентиляції, а також встановлено розрахункові витрати теплоносія для системи тепlopостачання.

На основі отриманих результатів розраховано теплову схему водогрійної котельні, підібрано основне і допоміжне обладнання, зокрема котли, насоси, деаератори, підігрівники, вентилятори та димососи. Визначено енергетичні показники роботи котельні та підтверджено, що прийняті технічні рішення забезпечують надійне та ефективне тепlopостачання споживачів.

У розділі з охорони праці розглянуто основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори під час експлуатації котельного обладнання та запропоновано заходи щодо забезпечення безпечних умов праці.

У роботі також обґрунтовано підвищення ефективності водогрійного котла шляхом встановлення конденсаційного економайзера. Показано, що використання цього рішення дозволяє підвищити енергоефективність котельні, зменшити витрати палива та покращити загальні техніко-економічні показники її роботи.

Розроблені рішення є технічно обґрунтованими, енергоефективними та практично придатними для застосування при проєктуванні й модернізації систем тепlopостачання.

						Арк.
					00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ	90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Список використаної літератури

1. ДБН В.2.2-15-2005 Будинки і споруди. Житлові будинки. Основні положення [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1>
2. ДБН В.2.5-39:2008 Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-204>
3. ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1018>
4. ДБН В.2.5-77:2014 "Котельні" [Електронний ресурс] / Режим доступу: [https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn\\_v\\_2\\_5\\_77/1-1-0-1185](https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_77/1-1-0-1185)
5. ДБН В.2.5-77:2014 "Котельні" [Електронний ресурс] / Режим доступу: [https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn\\_v\\_2\\_5\\_77/1-1-0-1185](https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_77/1-1-0-1185)
6. Джерела енергопостачання промислових підприємств [Електронний ресурс] [Текст] : метод. рекомендації до викон. курсового проекту для студ. освіт. ступ. "Бакалавр" спец. 144 "Теплоенергетика" ден. форми навч / уклад.: В. М. Філоненко; Нац. ун-т харч. технол. — Київ : НУХТ, 2017. — 60 с.
7. Проектування котельень з паровими та водогрійними котлами: Метод. вказівки до викон. кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра для студентів на-пряму 6.050601 “Теплоенергетика” ден. та заоч. форм навч. Частина 2. / Ук-лад.: М.О. Прядко, В.М. Філоненко. –К.: НУХТ, 2022. – 149 с.
8. Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.В. Проектування системи теплопостачання житлово-промислового району міста. Мет. вказ. до виконання кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра, напряму 6.050601

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в м. Харків</i>						
Розробив	Іванець Г.В.								Літера	Аркушів	Арквш
Перевірив	Бойко В.О.									92	91
Рецензув.									ЗТЕ-5-5		
Затвердив	Петренко В.П.								кафедра ТЕХТ НУХТ		

“Тепло- енергетика” для студентів денної та заочної форм навчання.

Частина 1. . – К.: НУХТ, 2022. – 64 с.

9. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Сабарно Р.В. та інші. Охорона праці та промислова безпека: Посібник. – Київ: Лібра, 2010. –559 с.

10. Енергозбереження в теплопостачанні: текст лекцій для студентів спеціальності “Теплоенергетика” [Електронний ресурс] / Автор М.Ф. Боженко. Вид. 2-е, перероб. і доп. – Київ : НТУУ «КПІ», ТЕФ, 2015. – 225с.

11. <https://gas.ua/uk/business/tariffs>

12. <https://www.dtek-kem.com.ua/ua/services-tariffs>

					<i>00КРБ 144 ОПТЕ00.010.221612.2026.ПЗ</i>	Арк.
						92
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		