

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

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

<b>«До захисту в ЕК»</b>	<b>«До захисту допущено»</b>
Директор інституту	В.о. завідувача кафедри
_____ Блаженко С.І. _____	_____ Петренко В.П. _____
(підпис) (прізвище та ініціали)	(підпис) (прізвище та ініціали)
«___» _____ 2021 р.	«___» _____ 2021 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 тепlopостачання житлово-промислового  
району № 2 в місті Одеса

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

<u>Яровий Ярослав Олегович</u> (прізвище, ім'я, по батькові повністю)	_____ (підпис)
Керівник <u>проф. Павелко Володимир Іванович</u> (прізвище, ім'я та по батькові повністю)	_____ (підпис)
Рецензент <u>доц. Бойко Володимир Олександрович</u> (прізвище, ім'я та по батькові повністю)	_____ (підпис)

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

Здобувач \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2021 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**

**В.о. завідувача кафедри ТЕХТ**

проф. Петренко В.П.

“30” березня 2021 року

## ЗАВДАННЯ

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Ярового Ярослава Олеговича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району № 2 в місті Одеса

керівник роботи к.т.н., проф. Павелко Володимир Іванович

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “30”03.2021 року № 227-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 01.06.2021 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 12,0 МВт; температура теплоносія 95 С; розрахункова температура -18 С; температура зовнішнього повітря -0,2 С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду – 167 діб; температури мережної води  $t_{01}/t_{02}: 140^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$ .

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

1. Розрахунок теплових навантажень житлово-промислового району міста

2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

3. Охорона праці

4. Творче завдання

5. Перелік графічного матеріалу

1. План району з трасою теплових мереж. Схема абонентського приєднання житлового будинку до теплової мережі. Графіки.

2. Теплова схема котельні.

3. Компановка обладнання.

## 6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 08.04.2021

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Визначення теплових навантажень в системі ТПЖР	14.04-21.04.21	Виконано
2	Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях	22.04-29.04.21	Виконано
3	Визначення розрахункових витрат теплоносія	30.04-05.05.21	Виконано
4	Формування вихідних даних до Частини 2 проекту	06.05-10.05.21	Виконано
5	Розрахунок теплової схеми котельні	11.05-18.05.21	Виконано
6	Вибір енергетичного обладнання котельні	19.05-23.05.21	Виконано
7	Оформлення креслень та ПЗ	24.05-31.05.21	Виконано

**Здобувач** \_\_\_\_\_  
(підпис)

**Керівник роботи** \_\_\_\_\_  
(підпис)

**Яровий Я. О.** \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

**Павелко В.І.** \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

1. АНОТАЦІЯ.....	5
2. ВСТУП .....	7
3. РОЗДІЛ I. Розрахунок теплових навантажень житлово – промислового району міста.....	8
4. Вихідні дані до проекту.....	8
5. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району.....	10
6. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях.....	16
6.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення...	16
6.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання.....	18
6.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію.	23
4. Визначення розрахункових витрат теплоносія .....	25
5. Вихідні дані до розділу II .....	27
РОЗДІЛ II. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами	29
1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами.....	29
2. Формування принципової схеми водогрійної котельні .....	31
3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	32
4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні	41
5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	44
РОЗДІЛ III. Охорона праці .....	52
РОЗДІЛ IV. Жаротрубні котли .....	58
Список використаної літератури .....	71

					<b>00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ</b>			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2</i>  <i>в м. Одеса</i> <b>Зміст</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Яровий Я. О.							4
Перевірив	Павелко В. І.							
Рецензув.						ТЕ-4-4кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив	Петренко В.П.							

## АНОТАЦІЯ

**Яровий Я. О. Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району № 2 в місті Одеса-** кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Цей проект містить розрахунок теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району на 27 кварталів, знайдені графіки залежності теплових навантажень опалення, вентиляції та гарячого водопостачання району від температури зовнішнього повітря, графік залежності температур і витрати мережної води від температури зовнішнього повітря, графік річної витрати теплоти.

Обґрунтована та сформульована система технічних рішень зі створення котельні, виконаний розрахунок теплової схеми котельні з техніко – економічним показником ефективності її роботи, здійснений вибір енергетичного обладнання котельні, викреслена розгорнута схема котельні, план та повздовжній розріз.

Третя частина - розділ з охорони праці, в якому розглянуто питання безпечної експлуатації котельного устаткування.

Графічна частина виконана на 3 листах формату А1.

**Ключові слова:** тепловий розрахунок, котельня, графіки навантажень, теплове обладнання, схема абонентського приєднання, водогрійна котельня, сучасні системи теплозабезпечення, жаротрубні котли.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №2 в м. Одеса <b>Анотація</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Яровий Я. О.							5
Перевірив	Павелко В. І.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							
						ТЕ-4-4кафедра ТЕХТ НУХТ		

## ABSTRACT

**Yarovyi Ya. O. Project of the heat supply system of the residential-industrial district № 2 in the city of Odessa** - qualification work on the rights of the manuscript.

This project contains the calculation of heat loads in the heating system of a residential area for 27 quarters, found graphs of dependence of heat loads of heating, ventilation and general water supply of the area from outside air, graph of temperature and network water consumption from outside air, graphic year of heat consumption.

The system of technical decisions on creation of boiler-houses is generally grounded and formed, the calculation of the thermal scheme of a boiler-house with a technical-economic indicator of efficiency of its work is executed, the choice of power equipment of a boiler-house is provided, the expanded scheme of boiler-houses is crossed out.

The third part is the section on labor protection, which considers the issue of non-core operation of boiler equipment.

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

**Key words:** thermal calculation, boiler house, load schedules, heating equipment, subscriber association scheme, hot water boiler house, modern heat supply systems, fire tube boilers.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		6

## ВСТУП

Метою дипломного проекту є розроблення водогрійної котельні для забезпечення потреб опалення, вентиляції житлового району міста Одеса та технологічного навантаження на підприємства.

Значущість даного проекту на сьогоднішній день, має дуже велике значення, так як прискорення темпів урбанізації призводить до нових задач в теплоенергетичній галузі, таких як: збільшення кількості житлових будинків промислових підприємств, та інших об'єктів теплопостачання.

В основу даного дипломного проекту покладено створення водогрійної котельні, яка зможе при економії електроенергії та палива, працюючи максимально ефективно, забезпечити житловий район опаленням, гарячим водопостачанням, та технологічним навантаженням підприємства.

Для реалізації виконані такі задачі :

- розраховані теплові навантаження в системі теплопостачання житлового району;
- знайдені витрата та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях;
- розрахована теплова схема котельні з водогрійними котлами;
- визначена собівартість теплоти, відпущена від котельні;
- виконані монтажні креслення котельні;

При дотриманні всіх розрахунків, дана система зможе більш повно задовольнити потреби населення даного району у опаленні, гарячому водопостачанні та потреби у тепловому навантаженні підприємства.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2 в м. Одеса <b>Вступ</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Яровий Я. О.						7
Перевірив		Павелко В. І.						
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						
						ТЕ-4-4кафедра ТЕХТ НУХТ		

# РОЗДІЛ І. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

## 1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м.Одесса.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №2 (27 житлових кварталів).
3. Структура теплового навантаження:
  - 3.1. Опалення житлових кварталів;
  - 3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів;
  - 3.3. Вентиляція громадських будівель;
  - 3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства
- 9,0 МВт  
(Теплоносій – гаряча вода  $t_2'' = 95\text{ }^\circ\text{C}$ , степінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення  $t_{3.0} = (-19)\text{ }^\circ\text{C}$ .
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період –  $t_3^{\text{ср.оп}} = (1,0)\text{ }^\circ\text{C}$ .
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції –  $-10\text{ }^\circ\text{C}$ .
7. Температура початку опалювального періоду,  $t_{3\text{ПК}} = +8\text{ }^\circ\text{C}$
8. Температура точки “зламу”,  $t_{3.3}$  (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:
  - максимально зимового;
  - точки “зламу” температурного графіка опалення;
  - літнього.
10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
11. Тривалість опалювального періоду –  $n_o = 167$  діб.
12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього повітря, діб

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, $^\circ\text{C}$							
	-30... ...-25	-25... ...-20	-20... ...-15	-15... ...-10	-10... ...-5	-5... ...0	0... ...+5	+5... ...+8
У вказаному інтервалі	0,0	0,0	1,2	5,0	16,3	38,2	65,1	41,2
Ниже даної	0,0	0,0	1,2	6,2	22,5	60,7	125,8	167,0

13. Розрахункові температури мережної води  $\tau' / \tau'' : 140^\circ\text{C} / 70^\circ\text{C}$ .

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2 в м.Одесса <b>РОЗДІЛ І</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Яровий Я. О.							8
Перевірив	Павелко В. І.					ТЕ-4-4кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

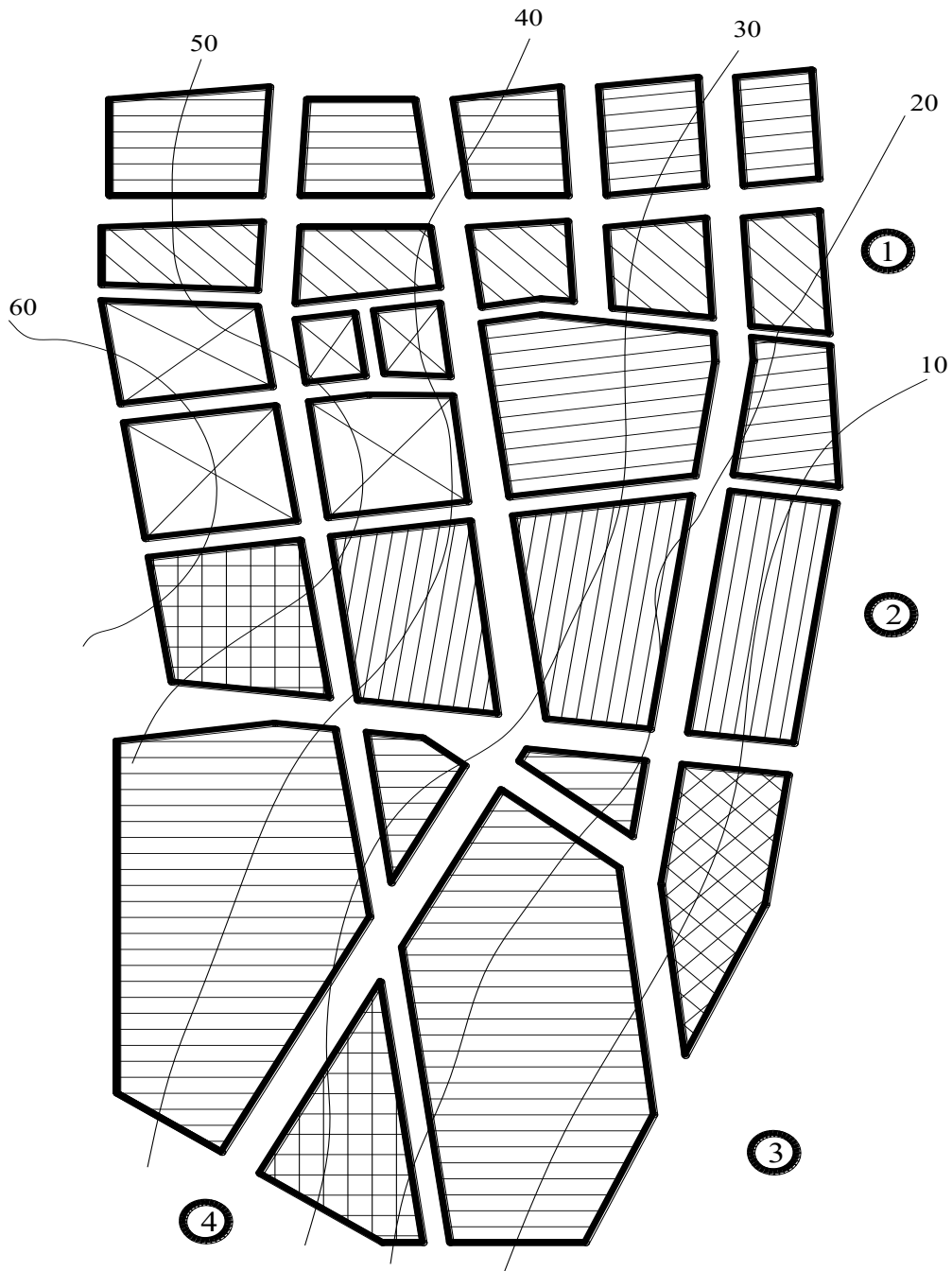
14. Система теплопостачання – закрита

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

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

## 2. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ

2.1. Викреслюємо план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:3000 .



						00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			10

2.2. Нумеруємо на плані району квартали району тепlopостачання.

2.3. Визначаємо загальну площу житлових споруд району:

$$F_{ж} = F_i f_i = 1,7 \cdot 8500 = 14450 \text{ м}^2$$

де  $f_i$  - густина (щільність) житлового фонду, м<sup>2</sup>/га, приймається в залежності від поверховості забудови (Додаток 8 [1]).

2.4. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи опалення житлових і громадських будівель:

$$Q'_{o \max} = q_o F_{ж} (1 + K_{гр}) 10^{-6} = 77 \cdot 14450 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 1,3 \text{ МВт}$$

де  $q_o$  - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1 м<sup>2</sup> загальної площі житлових споруд, Вт/м<sup>2</sup> (Додаток 9 [1]);  $K_{гр}$  - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд,  $K_{гр} = 0,25$ .

2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{в \max} = K_в K_г q_в F_{ж} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 77 \cdot 14450 \cdot 10^{-6} = 0,16 \text{ МВт}$$

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

2.6. Визначаємо чисельність (кількість мешканців) людей, що проживають у районі:

$$m = \frac{F_{ж}}{f_3} = \frac{14450}{25} = 578$$

де  $f_3$  - норма загальної площі на одного мешканця (людину), приймається  $f_3 = 18 \dots 25$  м<sup>2</sup>/люд.

2.2. . Визначаємо середнє теплове навантаження на гаряче водопостачання житлових і громадських споруд:

$$Q'_{ГВП} = q_2 m 10^{-6} = 320 \cdot 578 \cdot 10^{-6} = 0,18 \text{ МВт}$$

де  $q_2$  - укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання на одну людину, Вт/люд., (Додаток 10[1]);  $m$  - кількість людей.

2.7. Зводимо результати розрахунку по кожному кварталу в таблицю 1.

Таблиця 1

### Розрахунок теплових навантажень

Номер кварталу	Площа кварталу, га	Густина (щільність) житлового фонду м <sup>2</sup> /га	Житлова площа кварталу, м <sup>2</sup>	Кількість мешканців, чол.	Теплові потоки		
					Опалення Q'_{o \max}, МВт	Вентиляція Q'_{в \max}, МВт	Всього МВт
1	2	3	4	5	6	7	9
1	0,99	8500	8433,70	337	0,76	0,09	0,96
2	0,70	8500	5991,01	240	0,54	0,07	0,68

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ			Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			11	

## Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5	6	7	9
3	0,66	8500	5605,33	224	0,51	0,06	0,64
4	0,67	8500	5733,89	229	0,52	0,06	0,65
5	0,51	8500	4371,13	175	0,40	0,05	0,50
6	0,75	7700	5775	231	0,55	0,06	0,61
7	0,58	7400	4292	171	0,41	0,04	0,45
8	0,46	7400	3404	136	0,32	0,09	0,41
9	0,88	6500	5720	229	0,55	0,10	0,65
10	0,66	6500	4290	171	0,41	0,07	0,48
11	0,56	6500	3640	146	0,35	0,06	0,41
12	0,24	6500	1560	63	0,15	0,02	0,35
13	0,26	6500	1690	68	0,16	0,03	0,19
14	0,9	6500	5850	234	0,56	0,10	0,66
15	1,2	6500	7800	312	0,90	0,14	1,04
16	1,4	5900	8260	331	0,79	0,15	0,94
17	1,8	5900	10620	424	1,02	0,19	1,21
18	1,0	5900	5900	236	0,56	0,10	0,66
19	0,92	5900	5428	218	0,52	0,10	0,62
20	0,65	5900	3835	154	0,36	0,07	0,43
21	0,85	5500	4730	190	0,45	0,08	0,53
22	4,2	5500	23100	924	2,2	0,42	2,62
23	1,2	5500	6600	264	0,63	0,12	0,75
24	0,34	6000	2069,10	83	0,19	0,02	0,24
25	1,37	7100	9729,31	389	0,88	0,11	1,11
26	1,32	6800	8947,95	358	0,81	0,10	1,02
27	5,14	6000	30855,00	1234	2,79	0,34	3,52
<b>Всього</b>	<b>30.21</b>		<b>194229.71</b>	<b>7434</b>	<b>18.29</b>	<b>2.93</b>	<b>24,54</b>

2.9. Визначаємо максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання житлових і громадських споруд:

$$Q'_{ГВП \max} = 2,4 Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 2,27 = 5,44 \text{ МВт}$$

2.10. Визначаємо середнє теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального (літнього) періоду:

де  $t_{x.в.л}$  - температура холодної водопровідної води для літнього періоду,  $t_{x.в.л} = 15^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{x.в.з}$  - температура холодної водопровідної води для опалювального (зимового) періоду,  $t_{x.в.з} = 5^{\circ}\text{C}$ ;  $\beta$  - коефіцієнт, що враховує зміну витрати мережної води на гаряче водопостачання в неопалювальний період по відношенню до

									Арк.
									12
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ				

опалювального; для житлово-комунального сектора  $\beta = 0,8$ ; для курортних і південних міст  $\beta = 1,5$ ; для підприємств  $\beta = 1$ .

2.11. Визначаємо максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального /літнього/ періоду:

$$Q_{ГВП \max \text{ Л}}^{сер} = Q'_{ГВП \max} \frac{55 - t_{x.в \text{ Л}}}{55 - t_{x.в \text{ з}}} \beta = 5,44 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 4,35 \text{ МВт}$$

2.12. Визначаємо теплові навантаження на опалення  $Q_o$  та вентиляцію  $Q_v$  для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря  $t_{3.0}$ ,  $t_3$ ,  $t_3^{сер.опал}$ ,  $t_{3.з}$ ,  $t_{зпк}$ :

$$Q_o = Q'_{o \max} - Q_o = Q'_{o \max} \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3.0}} = 18,29 \frac{+18 - (-17)}{+18 - (-17)} = 18,29 \cdot 1 = 18,29 \text{ МВт}$$

$$Q_v = Q'_{v \max} - Q_v = Q'_{v \max} \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3.0}} = 2,35 \frac{+18 - (-17)}{+18 - (-17)} = 1,3 \cdot 1 = 1,3 \text{ МВт}$$

де  $t_{в.р}$  - температура повітря всередині приміщення,  $+18$  °C;  $t_{3.0}$  - розрахункова температура зовнішнього повітря на опалення, °C.

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

2.14. Зводимо результати розрахунків теплових навантажень в таблицю 2.

Таблиця 2

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

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при $t_3$					літо
			$t_{3.0}$ -19 °C	$t_3$ -10 °C	$t_3^{сер.опал}$ 0,6 °C	$t_{3.з}$ +3,8 °C	$t_{зпк}$ +8 °C	
1	$Q_o$		1,00	0,76	0,47	0,38	0,27	
2	$Q_o$	МВт	18,29	13,9	8,5	6,95	4,93	
3	$Q_v$	МВт	1,3	0,98	0,61	0,49	0,35	
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	1,81	1,37	0,85	0,68	0,48	1,69
5	$Q'_{ГВП \max}$	МВт	5,44	4,13	2,55	2,06	1,46	4,06
6	Всього: 2+3+4	МВт	21,4	16,25	9,96	8,12	5,76	1,69
7	Всього: 2+3+5	МВт	25,03	19,01	11,66	9,5	6,74	4,06

2.15. Визначаємо річну витрату теплоти (1 квартал):

- на опалення:

$$Q_o^{річн} = Q'_{o \max} n_o \frac{t_{в.р} - t_3^{сер.опал}}{t_{в.р} - t_{3.0}} \cdot 3,6 =$$

$$= 18,29 \cdot 167 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (0,6)}{+18 - (-17)} \cdot 3,6 = 129312,34 \text{ ГДж/рік}$$

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		13

- на вентиляцію:

$$Q_6^{річн} = Q'_{e\max} n_o \frac{z t_{в.р} - t_3^{сеп.опал}}{24 t_{в.р} - t_{3.о}} 3,6 =$$

$$= 2,93 \cdot 167 \cdot 24 \cdot \frac{16 \cdot +18 - (0,6)}{24 +18 - (-17)} \cdot 3,6 = 41856 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

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

$$= (2,27 \cdot 167 \cdot 24 + 1,69 \cdot (8400 - 167 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 48564 \text{ ГДж/рік}$$

де  $n_o$  - тривалість опалювального періоду, діб;  $n$  - тривалість роботи системи гарячого водопостачання (ГВП) протягом року,  $n = 840$  год;  $z$  - тривалість роботи вентиляційної системи протягом доби,  $z = 16$  год/добу;  $t_3^{сеп.опал}$  - середня температура зовнішнього повітря протягом опалювального періоду, °С.

2.16. Визначаємо сумарну річну витрату теплоти на опалення, на вентиляцію та на ГВП(1 квартал):

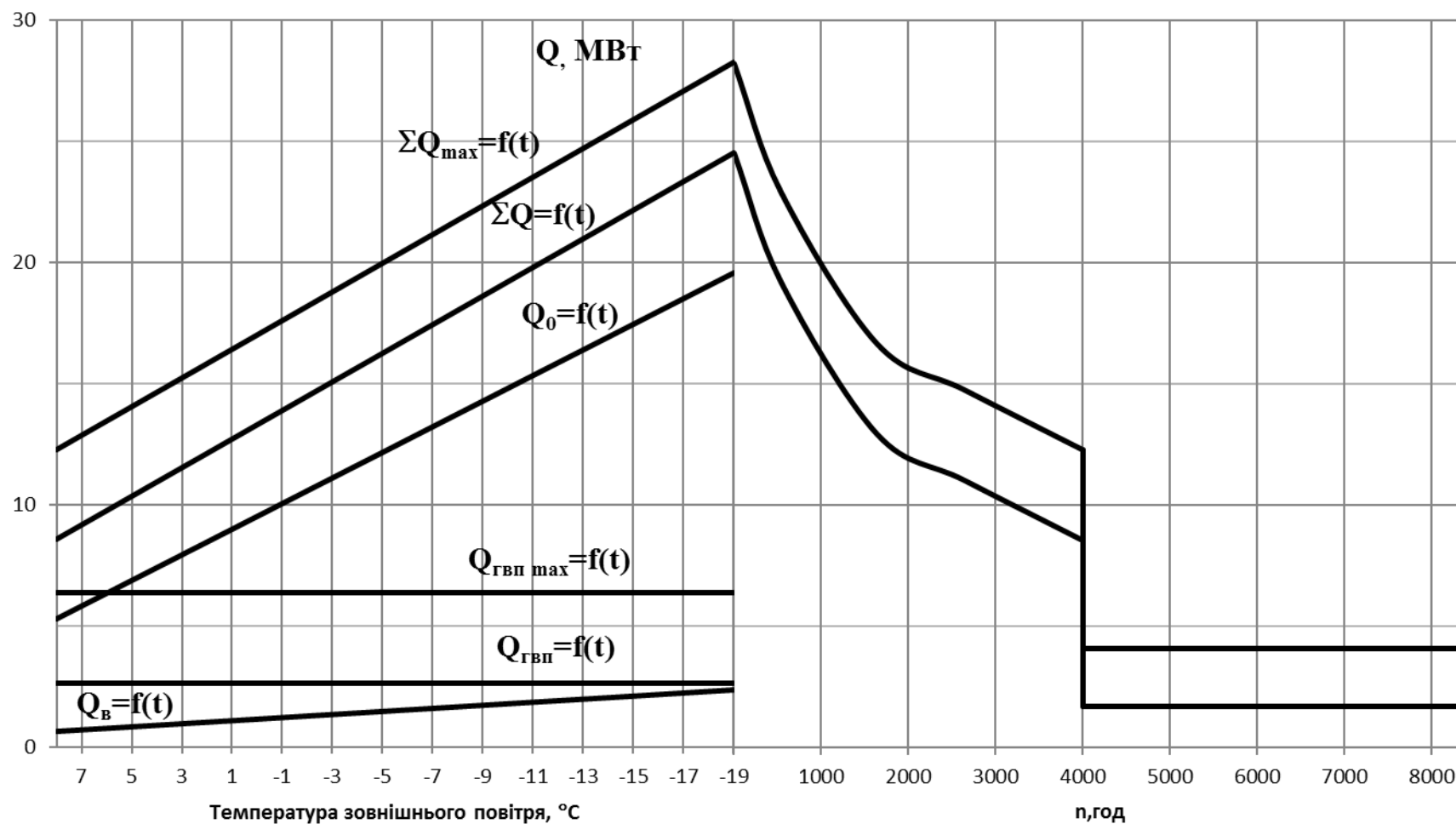
$$\sum Q_o^{річн} = Q_e^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} + Q^{річн} = 129312 + 41856 + 48564 = 219732 \text{ ГДж/рік}$$

$$\sum Q^{річн} = 61036 \text{ МВт*год/рік}$$

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

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

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



Зм.

№

Лібри Дан

00БП.144.ОПТЕ.010.009.ПЗ

15

Арх

### 3. РОЗРАХУНОК ВИТРАТИ ТА ТЕМПЕРАТУРИ МЕРЕЖНОЇ ВОДИ В ПРЯМІЙ ТА ЗВОРОТНІЙ МАГІСТРАЛЯХ

#### 3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення

3.1.1. Визначаємо температуру мережної води для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря  $t_{3.0}$ ,  $t_3$ ,  $t_3^{cep.onal}$ ,  $t_{3.3}$ ,  $t_{3PK}$ :

- в подавальному трубопроводі:

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o' (\delta \tau_o' - 0,5\theta') = \\ &= 18 + \left( \frac{95+70}{2} - 18 \right) \cdot \left( \frac{+18-(-17)}{+18-(-17)} \right)^{0,8} + \frac{+18-(-17)}{+18-(-17)} (70 - 0,5 \cdot 25) = 140 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після вузла змішування:

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{+18-(-17)}{+18-(-17)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \cdot \frac{+18-(-17)}{+18-(-17)} = 95 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{+18-(-17)}{+18-(-17)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \cdot \frac{+18-(-17)}{+18-(-17)} = 70 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

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

$$\bar{Q}_o = \frac{t_{e.p} - t_{3.0}}{t_{e.p} - t_{3.0}} = \frac{+18 - (-19)}{+18 - (-19)} = 1; \quad \delta \tau_o' = \tau_{o1}' - \tau_{o2}' = 140 - 70 = 70 \text{ }^\circ\text{C};$$

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

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

3.1.2. Визначаємо витрату мережної води на опалення у першому діапазоні ( $t_{3PK} \dots t_{3.3}$ ):

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau_{o1}' - \tau_{o2}')} = \frac{4,47 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 41,79)} = 43,9 \text{ кг/с}$$

3.1.3. Визначаємо витрату мережної води на опалення у другому діапазоні ( $t_{3.3} - t_{3.0}$ ), витрата є постійною і дорівнює розрахунковій, за формулою (4.5):

$$G_{o \max}' = \frac{Q_{o \max}' 10^3}{c(\tau_{o1}' - \tau_{o2}')} = \frac{18,29 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 70)} = 62,42 \text{ кг/с}$$

									Арк.
									16
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					

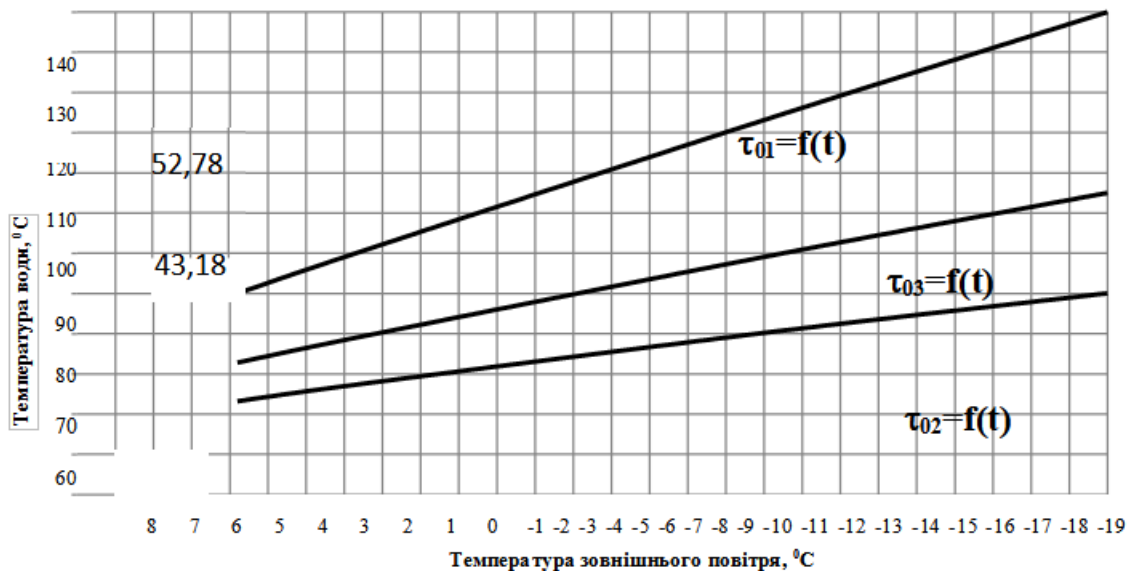
3.1.4 Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 4.

Таблиця 4

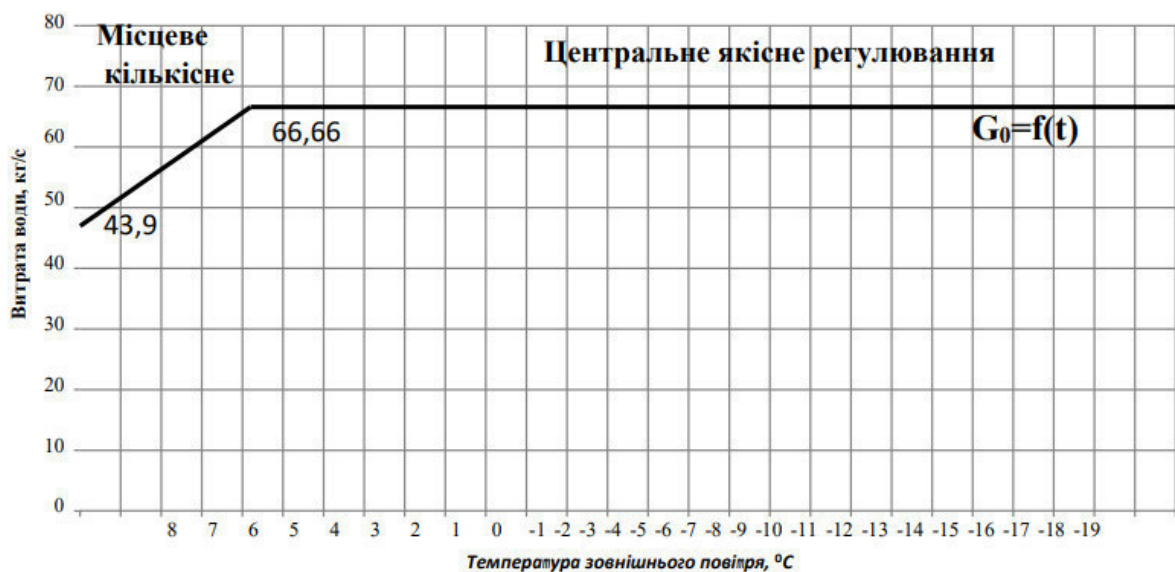
Результати розрахунку температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3.0}$ -19 °C	$t_3$ -10 °C	$t_3^{сер.опал}$ 0,6 °C	$t_{3.3}$ 3,8 °C	$t_{зпк}$ +8 °C
$\tau_{o1}$	°C	140	113,12	80,31	70	70
$\tau_{o2}$	°C	70	60,15	47,39	43,18	43,18
$\tau_{o3}$	°C	95	79,07	59,15	52,78	52,78
$G_o$	кг/с	62,42	62,42	62,42	62,42	43,9

3.1.5. Будуємо графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря.



95



Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ

Арк.

17

### 3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{ГВП \max} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{6,34 \cdot 10^3}{4,19(70 - 43,18)} \cdot \frac{60 - (43,18 - 5)}{60 - 5} = 22,4 \text{ кг/с}$$

3.2.1. Визначити температуру мережної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$\tau_2 = \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o \max} + G_{ГВП})} = 43,18 - 6,34 \cdot 10^3 \cdot \frac{(43,18 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19 \cdot (66,7 + 22,4)} = 37,6 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

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

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

**Попередній розрахунок** ( $t_3 = 0,6 \text{ }^\circ\text{C}$ ):

3.2.4. Визначаємо температурні напори 1-го і 2-го ступенів підігрівників при розрахунковому режимі ( $t_3 = t_3'''$ ):

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta_I} - \Delta t_{M_I}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_I}}{\Delta t_{M_I}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(32,92 - 5) - (43,18 - 38,18)}{\ln \frac{(32,92 - 5)}{(43,18 - 38,18)}} = 14,21 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta_{II}} - \Delta t_{M_{II}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_{II}}}{\Delta t_{M_{II}}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{2e} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{2e} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (43,18 - 38,18)}{\ln \frac{70 - 60}{(43,18 - 38,18)}} = 7,21 \text{ }^\circ\text{C}$$

3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{z_M} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(t_2 - t_{x.3})} = \frac{6,34 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 27,53 \text{ кг/с}$$

3.2.6. Визначаємо теплопродуктивність підігрівників 1-го і 2-го ступенів, за формулами (4.16) та (4.17):

$$Q_{II} = c q_{z_2} (t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 27,53 \cdot (60 - 38,18) = 3,67 \text{ МВт}$$

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

						00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			18

3.2.7. Визначаємо витрати мережної води, що проходить через підігрівників 1-го і 2-го ступенів,:

$$G_I = G_{II} + G' = 31,06 + 66,66 = 97,72 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}'' - \tau_{o2}'')} = \frac{0,55 \cdot 6,34 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 43,18)} = 31,06 \text{ кг/с}$$

3.2.8. Визначаємо параметр підігрівників 1-го та 2-го ступенів:

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M_I} G_{\delta_I}}} = \frac{14,7 \cdot 10^3}{13,5 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{109,39 \cdot 435,98}} = 1,32$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{7,2 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{109,39 \cdot 118,56}} = 2,85$$

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

$$Q_I = c \varepsilon_I G_M (\tau_{cm} - t_{x,z}) = 4,19 \cdot 0,78 \cdot 27,53 \cdot (47,39 - 5) = 3,82 \text{ МВт}$$

де  $\varepsilon_I$  визначаю за формулою:

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_M}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = 0,78$$

3.2.10. Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню, за формулою:

$$t_n = t_{x,z} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{14,84 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 109,35} = 38,1^\circ\text{C}$$

3.2.11. Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,34 - 3,82 = 2,52 \text{ МВт}$$

3.2.12. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню, за формулою:

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{22})} = \frac{2,52 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (80,31 - 38,1)} = 14,28 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{22} = t_n$$

3.2.13. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню, за формулою (4.24) [1]:

$$G_I = G_{II} + G' = 14,28 + 66,66 = 80,94 \text{ кг/с}$$

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

3.2.14. Визначаємо температуру мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, за формулою:

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{22} = \frac{317,42}{371,39} \cdot 46,7 + \frac{53,97}{371,39} \cdot 37,39 = 45,75$$

На цьому попередній розрахунок закінчуємо.

#### Кінцевий розрахунок.

3.2.15. Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню. В даному випадку витрати нагрівної і водопровідної води приймаються відповідно  $G_I$  і  $q_{z_M}$ .

$$Q_I = c \varepsilon_I G_M (\tau_{cm} - t_{x,3}) = 4,19 \cdot 0,83 \cdot 27,53 \cdot (45,75 - 5) = 3,65 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}}} \right)^{-1} = \left( 0,35 \cdot \frac{27,53}{80,94} + 0,65 + \frac{1}{1,32} \cdot \sqrt{\frac{27,53}{80,94}} \right)^{-1} = 0,83$$

3.2.16. Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню, за формулою:

$$t_n = t_{x,3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{3,88 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,53} = 38,67 \text{ }^\circ\text{C}$$

3.2.17. Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою (4.22) [1]:

$$Q_{II} = \overline{Q}_{ГВН \max} - Q_I = 6,34 - 3,88 = 2,97 \text{ МВт}$$

3.2.18. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню за формулою (4.26) [1]:

$$G_{II} = \frac{1,7 \Phi_{II}^2 g_{z_M}}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \Phi_{II}^2 \left( \frac{(\tau_{o1} - t_n) c g_{z_M}}{Q_{II} 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} =$$

$$= \frac{1,7 \cdot 2,85^2 \cdot 27,53}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,85^2 \cdot \left( \frac{(80,31 - 38,67) \cdot 4,19 \cdot 27,53}{2,46 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 12,7 \text{ кг/с}$$

3.2.19. Визначаємо температуру мережної води на виході із підігрівника 2-го ступеню, за формулою (4.28) [1]:

$$\tau_{22} = \tau_1 - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 80,31 - \frac{2,46 \cdot 10^3}{12,7 \cdot 4,19} = 34,08 \text{ }^\circ\text{C}$$

3.2.20. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню, за формулою (4.24) [1]:

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 12,7 + 66,66 = 79,36 \text{ кг/с}$$

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		20

3.2.21. Визначаю температуру мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, за формулою (4.25) [1]:

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{66,66}{79,36} \cdot 47,39 + \frac{12,7}{79,36} \cdot 34,08 = 45,26 \text{ C}$$

3.2.22. Перевіряю теплову продуктивність 1-го і 2-го ступенів підігрівників за формулами (4.20)-(4.22) [1]. Якщо знайдені величини близько співпадають з даними попереднього розрахунку, то розрахунок закінчено. В протилежному випадку знову провести уточнюючий розрахунок за вищенаведеною методикою.

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_M (\tau_{cm} - t_{x,z}) = 4,19 \cdot 0,82 \cdot 27,53 \cdot (45,26 - 5) = 3,82 \text{ МВт}$$

- $$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_M}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = 0,82$$

-

- Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{x,z} + \frac{Q_I \cdot 10^3}{c q_{z_m}} = 5 + \frac{3,82 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,53} = 38,08 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,34 - 3,82 = 2,52 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{1,7 \cdot 2,85^2 \cdot 27,53}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,85^2 \cdot \left( \frac{80,31 - 38,67}{2,52 \cdot 10^3} \cdot 4,19 \cdot 27,53 - 0,35 \right)} \right]^2} = 12,9 \text{ кг/с}$$

- Визначаємо температуру мережної води на виході із підігрівника 2-го ступеню:

$$\tau_{2z} = \tau_1 - \frac{Q_{II} \cdot 10^3}{G_{II} c} = 80,31 - \frac{2,52 \cdot 10^3}{14,64 \cdot 4,19} = 39,08 \text{ C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G_{o\max} = 14,64 + 66,66 = 81,30 \text{ кг/с}$$

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		21

- Визначаю температуру мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню:

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{66,66}{81,3} \cdot 47,39 + \frac{14,64}{81,3} \cdot 39,08 = 45,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_M (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,83 \cdot 27,53 \cdot (45,9 - 5) = 3,9 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_M}{G_{\delta_i}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_i}}{G_{\delta_i}} \right]} \right)^{-1} = 0,83$$

Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню

Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I \cdot 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{15,57 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 109,35} = 38,83^\circ\text{C}$$

Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,34 - 3,9 = 2,44 \text{ МВт}$$

3.2.23. Визначаємо температуру мережної води на виході з підігрівника 1-го ступеню, за формулою (4.29) [1]:

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I \cdot 10^3}{G_{Ic}} = 45,94 - \frac{15,57 \cdot 10^3}{372,86 \cdot 4,19} = 34,44$$

3.2.24. Здійснюємо перевірку, за формулою (4.30) [1] °C

Для визначення витрати теплоносія і температури мережної води при інших значеннях  $t_3$  пункти 3.2.4-3.2.8 не розраховуються, приймаються з попереднього, оскільки вони визначені при  $t_3 = t_3'''$ .

3.2.23. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП \text{ Л}}^{сер} \cdot 10^3}{(\tau_{01}''' - 30)c} = \frac{1,69 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 10,09 \text{ кг/с}$$

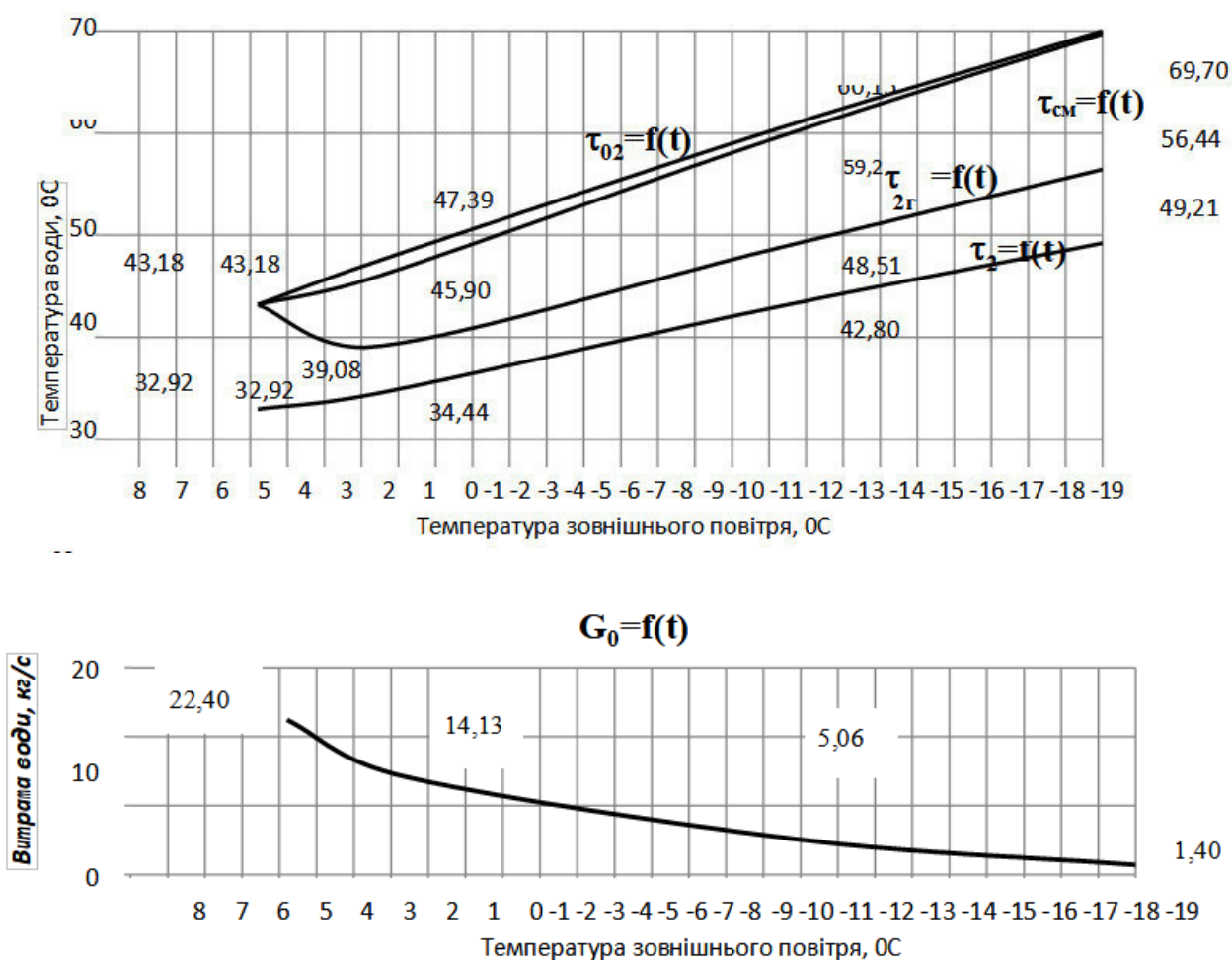
Зводимо результати розрахунків у таблицю 5.

										Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата						22

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					
		$t_{3.0}$ -19 °C	$t_3$ -10 °C	$t_3^{сер.опал}$ 0,6 °C	$t_{3.3}$ 3,8 °C	$t_{зпк}$ +8 °C	літо
$\tau_{o2}$	°C	70,00	60,15	47,39	43,18	43,18	70
$\tau_{2z}$	°C	56,44	48,51	39,08	43,18	43,18	30
$t_n$	°C	55,74	48,12	38,83	38,18	38,18	60
$\tau_{см}$	°C	69,70	59,29	45,90	43,18	43,18	-
$\tau_2$	°C	49,21	42,80	34,44	32,92	32,92	-
$G_{ГВП}$	кг/с	1,40	5,06	14,13	22,40	22,40	10,09

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



3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію  
За наявності “зрізки” температурного графіка виділяю три характерних ді-  
апазони.

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

3.3.1. Визначаємо температуру мережної води після калориферів за форму-  
лою (4.37):

$$\frac{(\tau_{o1} + \tau_{2e}) - (t_{e,p} + t_3)}{(\tau_{o1} + \tau_{2e}) - (t_{e,p} + t_{3,e})} \left( \frac{\tau_{o1}'' - \tau_{2e}''}{\tau_{o1} - \tau_{2e}} \right)^{0,15} = 1$$

$$\frac{(140 + \tau_{2e}) - (18 + (-19))}{(113,1 - 60,15) - (18 + (-10))} \cdot \left( \frac{113,1 - 60,15}{140 - \tau_{2e}} \right)^{0,15} = 1$$

де  $\tau_{o1}''$  - температура мережної води у подавальному трубопроводі при  $t_{зовн.вент.}$ ; ;  
 $\tau_{2e}''$  - температура води після калориферів при  $t_{з.в.}$ , оС.

Методом підбору знаходимо  $\tau_{2e} = 40,7$  °С.

3.3.2. Визначаємо витрату мережної води на вентиляцію, за формулою  
(4.39):

$$G_e = \frac{Q_e \cdot 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2e})} = \frac{2,35 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 40,7)} = 5,64 \text{ кг/с}$$

II. Діапазон температур зовнішнього повітря ( $t_{зовн.вент.} < t_3 \leq t_{3,3}$ ).

3.3.3. Визначаємо температуру води після калориферів, за формулою (4.40):

$$\tau_{2e} = \tau_{o1} - (\tau_{o1}'' - \tau_{2e}'') \frac{t_{e,p} - t_3}{t_{e,p} - t_{3,e}} = 70 - (113,76 - 60,15) \frac{18 - 3,8}{18 - (-10)} = 43,14 \text{ С}$$

3.3.4. Визначаємо витрату мережної води на вентиляцію, за формулою  
(4.39):

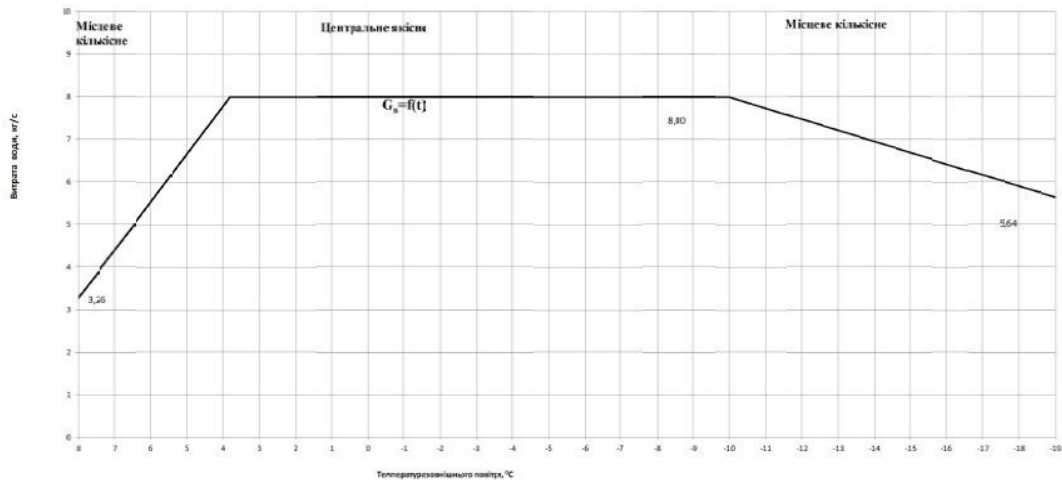
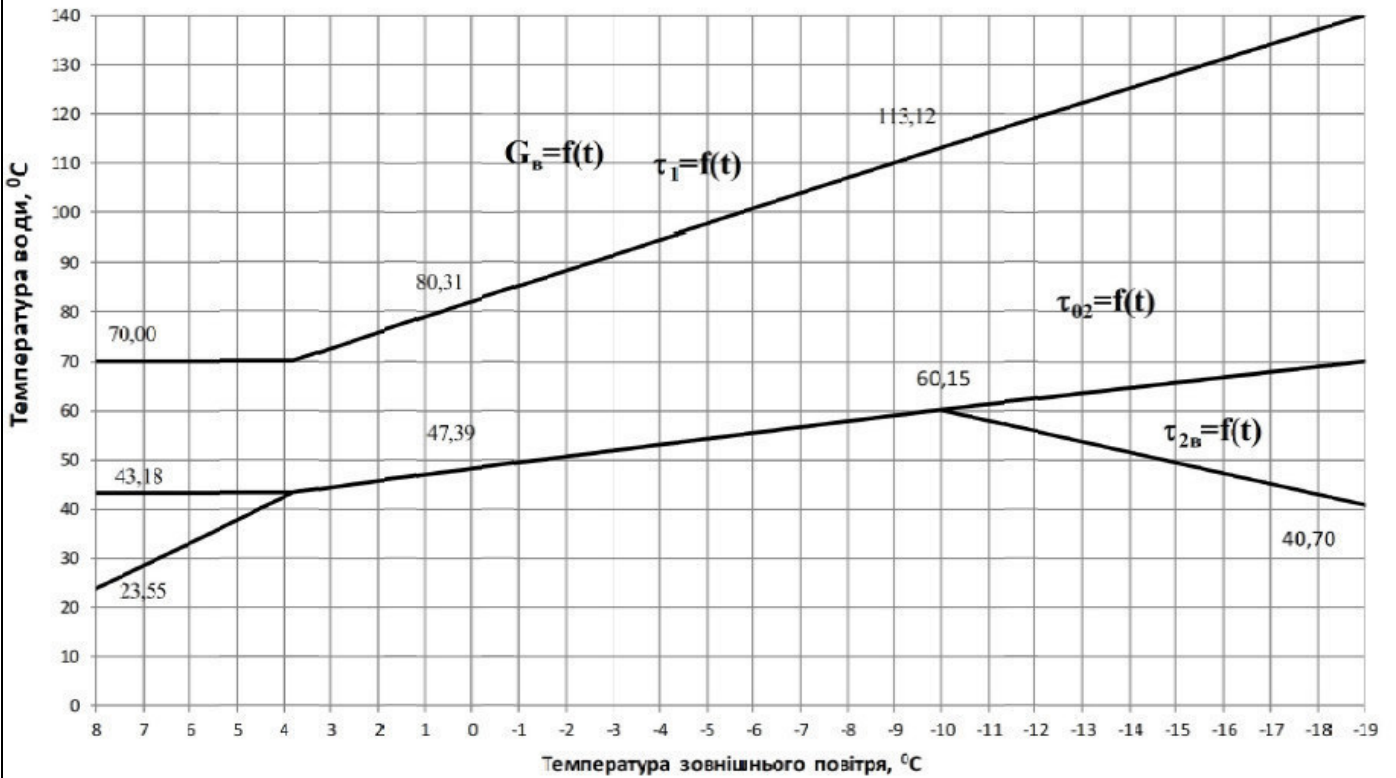
$$G_e'' = \frac{Q_e \cdot 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2e})} = \frac{1,78 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (113,12 - 60,15)} = 8 \text{ кг/с}$$

I. Діапазон температур зовнішнього повітря ( $\tau_{3,3} < \tau_3 \leq \tau_{37K}$ ).

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		24



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



4.

## ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G_{\text{оmax}} = \frac{Q_{\text{оmax}} \cdot 10^3}{c(\tau_{\text{о1}}' - \tau_{\text{о2}}')} = \frac{0,76 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 70)} = 2,6 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

$$G_{\epsilon \max} = \frac{Q_{\epsilon \max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{2\epsilon})} = \frac{0,09 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140-40,7)} = 0,22 \text{ кг/с}$$

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

$$G_{\text{ГВП}}^{\text{ср}} = \frac{Q'_{\text{ГВП}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} \left( \frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{0,11 \cdot 10^3}{4,19(70 - 43,18)} \cdot \left( \frac{55 - (43,18-5)}{55 - 5} + 0,2 \right) = 0,32 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G_{\text{ГВП}}^{\max} = \frac{0,55 Q'_{\text{ГВП max}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 6,34 \cdot 10^3}{4,19(70 - 43,18)} = 31,06 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{o \max} + G'_{\epsilon \max} + K_3 G_{\text{ГВП}}^{\text{ср}} = 2,6 + 0,22 + 1,2 \cdot 0,32 = 3,21 \text{ кг/с}$$

Коефіцієнт  $K_3$ , що враховує частку середньої витрати води на гаряче водопостачання при регулюванні по навантаженню опалення, приймаю з дод. 8.

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

$$G'_l = \frac{Q_{\text{ГВП,л}}^{\text{ср}} 10^3}{(\tau'''_{o1} - 30)c} = \frac{0,07 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 0,41 \text{ кг/с}$$

4.4. Заносимо результати розрахунків витрат теплоносія для кожного кварталу в таблицю 7.

Таблиця 7

### Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія для максимально зимового режиму, кг/с					
	$G'_{o \max}$	$G'_{\epsilon \max}$	$G_{\text{ГВП}}^{\text{ср}}$	$K_3 \cdot G_{\text{ГВП}}^{\text{ср}}$	$G'$	$G'_l$
1	2,60	0,22	0,32	0,39	3,21	0,41
2	1,85	0,16	0,23	0,28	2,28	0,29
3	1,73	0,15	0,21	0,26	2,13	0,27
4	1,77	0,15	0,22	0,26	2,18	0,28
5	1,35	0,11	0,17	0,20	1,66	0,21
6	1,40	0,12	0,14	0,17	1,68	0,18
7	1,31	0,11	0,13	0,16	1,57	0,17
8	1,05	0,09	0,10	0,13	1,26	0,13
9	1,26	0,11	0,13	0,15	1,52	0,16
10	1,25	0,11	0,12	0,15	1,50	0,16
11	2,04	0,17	0,25	0,30	2,52	0,32

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ		Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			27

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія для максимально зимового режиму, кг/с					
	$G'_{o \max}$	$G'_{в \max}$	$G^{\text{сер}}_{\text{ГВП}}$	$K_3 \cdot G^{\text{сер}}_{\text{ГВП}}$	$G'$	$G'_{\text{л}}$
1	2,60	0,22	0,32	0,39	3,21	0,41
2	1,85	0,16	0,23	0,28	2,28	0,29
3	1,73	0,15	0,21	0,26	2,13	0,27
4	1,77	0,15	0,22	0,26	2,18	0,28
5	1,35	0,11	0,17	0,20	1,66	0,21
6	1,40	0,12	0,14	0,17	1,68	0,18
7	1,31	0,11	0,13	0,16	1,57	0,17
8	1,05	0,09	0,10	0,13	1,26	0,13
9	1,26	0,11	0,13	0,15	1,52	0,16
10	1,25	0,11	0,12	0,15	1,50	0,16
11	2,04	0,17	0,25	0,30	2,52	0,32
12	0,55	0,05	0,07	0,08	0,67	0,09
13	0,65	0,06	0,08	0,10	0,80	0,10
14	2,57	0,22	0,32	0,38	3,17	0,41
15	2,32	0,20	0,29	0,35	2,87	0,37
16	3,84	0,33	0,48	0,57	4,74	0,61
17	1,39	0,12	0,17	0,21	1,71	0,22
18	2,67	0,23	0,33	0,40	3,29	0,42
19	2,66	0,23	0,27	0,32	3,21	0,34
20	3,30	0,28	0,33	0,40	3,97	0,42
21	2,77	0,23	0,28	0,33	3,34	0,35
22	9,53	0,81	1,18	1,42	11,76	1,51
23	0,88	0,07	0,11	0,13	1,08	0,14
24	0,64	0,05	0,08	0,10	0,79	0,10
25	3,00	0,25	0,37	0,45	3,70	0,48
26	2,76	0,23	0,34	0,41	3,41	0,44
27	9,52	0,81	1,18	1,42	11,74	1,51
Всього	66,6	5,64	7,91	9,50	81,79	10,09

## 5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЧАСТИНИ 2 ПРОЕКТА

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

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{\text{ГВП}})}{(G_o + G_{\text{ГВП}}) + G_g} \tau_{o2\text{ГВП}} + \frac{G_g}{(G_o + G_{\text{ГВП}}) + G_g} \tau_{o2g} =$$

$$= \frac{66,66+1,4}{66,66+1,4+5,64} \cdot 49,21 + \frac{5,64}{66,66+1,4+5,64} \cdot 40,7 = 48,56 \text{ C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{66,66+22,4}{66,66+22,4+8} \cdot 32,92 + \frac{8}{66,66+22,4+8} \cdot 43,18 = 33,77 \text{ C}$$

5.3. Формую результати розрахунку теплової мережі, що необхідні для теплового розрахунку джерела теплопостачання (водогрійної котельні) у вигляді таблиці 8.

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Загальні вихідні дані для Ч.2

№ п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально - зимовий	Точки зламу	Літній
1	Місто розташування			Одеса		
2	Тип системи теплопо стач.			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі	$\tau_1/\tau_2$	°C/ °C	140/70		
4	Температура зовні	$t_{зовн}$	°C	-21,00		
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{оп}$	МВт	19,55		
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{ГВП}$	МВт	6,34		
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{вент}$	МВт	2,35		
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{ЖР}^{рік}$	ГДж/рік	208167,51		
9	Теплове навантаження пром. підприємства (Теплоносій – ГВ)	$Q_{п.п}$	МВт	10		
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	$t$	°C	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{п.п}^{рік}$	МВт год/рік	70000		
12	Температура “прямої” мережної води	$\tau_1$	°C	140,00		
13	Температура “зворотної” мережної води	$\tau_2$	°C	48,56		
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	$G_1$	т/ год	265,32		
15	Убуток води в тепломережі	$G_{уб.тм}$	т/ год	15,0		
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	$G_2$	т/ год	258,62		
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{втр.тм}$	МПа	0,3		
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{стат. тм}$	м.вд.ст.	40,0		

					00БП.144.ОПТЕ.010.014.ПЗ	Арк.
						29
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## РОЗДІЛ II. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

### 1. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ТЕПЛООВОГО РОЗРАХУНКУ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

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

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

#### Примітка:

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:

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

МЗ: 28,24 = 28,31 (Висновок – результати для режиму МЗ - взаємоузгоджені)

ТЗ: 14,75 = 14,77 (Висновок – результати для режиму ТЗ - взаємоузгоджені)

Л: 1,69 = 1,70 (Висновок – результати для режиму Л - взаємоузгоджені)

1.1 Вихідні дані для теплового розрахунку котельні представляю в таблиці 9:

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплостачання житлово-промислового району №2 в м. Одеса</i> <b>РОЗДІЛ II</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Яровий Я. О.							29
Перевірив	Павелко В. І.					ЗТЕск-5-10 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

Таблиця 2.1

## Вихідні дані для теплового розрахунку котельні

№ п.п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.	Характерні режими експлуатації			Джерело інформації
				МЗ	ТЗ	Л	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вид палива для котельні		—	Природний газ			Засади паливопостачання міста
2	Теплота згорання палива	$Q_{HP}$	кДж/ м <sup>3</sup>	33730,0			Сертифікат палива
3	Температура в деаераторі	$t_{ДА}$	°С	65°	65 °	65 °	Е.Р: 70 °С – 60 °С
4	Розрідження в деаераторі	$p_{ДА}$	бар	0,75	0,75	0,75	Е.Р: 0,70 – 0,80 бар
5	Номінальна температура води на вході в котел	$t'_{ВК.НОМ}$	°С	70 °	70 °	70 °	Е.Р. для водогрійних котлів
6	Номінальна температура води на виході з котла	$t''_{ВК.НОМ}$	°С	140 °	140 °	140 °	“—“
7	Температура сирі води	$t'_{с.в}$	°С	5 °	5 °	15 °	Е.Р: – 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С – для режиму Л
8	Температура сирі води перед станцією хімоводоочищення	$t''_{с.в}$	°С	15 °	15 °	15 °	Е.Р: 15 °С - 20 °С
9	Температура хімовочищеної води на виході зі станції ХВО	$t'_{ХОВ}$	°С	20 °	20 °	20 °	Е.Р: 15 °С – 20 °С
10	Температура хімовочищеної води перед деаератором	$t''_{ХОВ}$	°С	55 °	55 °	55 °	Е.Р: 50 °С – 65 °С
11	Температура технологічної води на вході в котельню	$t'_{ТЕХН.В}$	°С	5 °	5 °	15 °	Е.Р: 8 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С для режиму Л
12	Температура технологічної води на виході з котельні	$t''_{ТЕХН.В}$	°С	95 °	95 °	95 °	Технологічний регламент промислового підприємства
13	Температура грійної води на вході у внутрішньокотельні підігрівники та на вході в деаератор	$t'_{ТОА}$	°С	150 °	150 °	150 °	Е.Р: $t'_{ТОА} = t''_{ВК.НОМ}$
14	Температура грійної води на виході з внутрішньокотельних підігрівників	$t''_{ТОА}$	°С	65°	65°	65°	Е.Р: $t''_{ТОА} = 65 °С$
15	Коефіцієнт випара з деаератора	$\alpha_{вип.}$	од	0,01	0,01	0,01	Е.Р: 0,005 – 0,01
16	Коефіцієнт власних потреб станції хімоводоочищення	$K_{ХВО}$	од.	1,10	1,10	1,10	Е.Р: 1,05 – 1,10

00БКР144.ОПТЕ 008.014.ПЗ

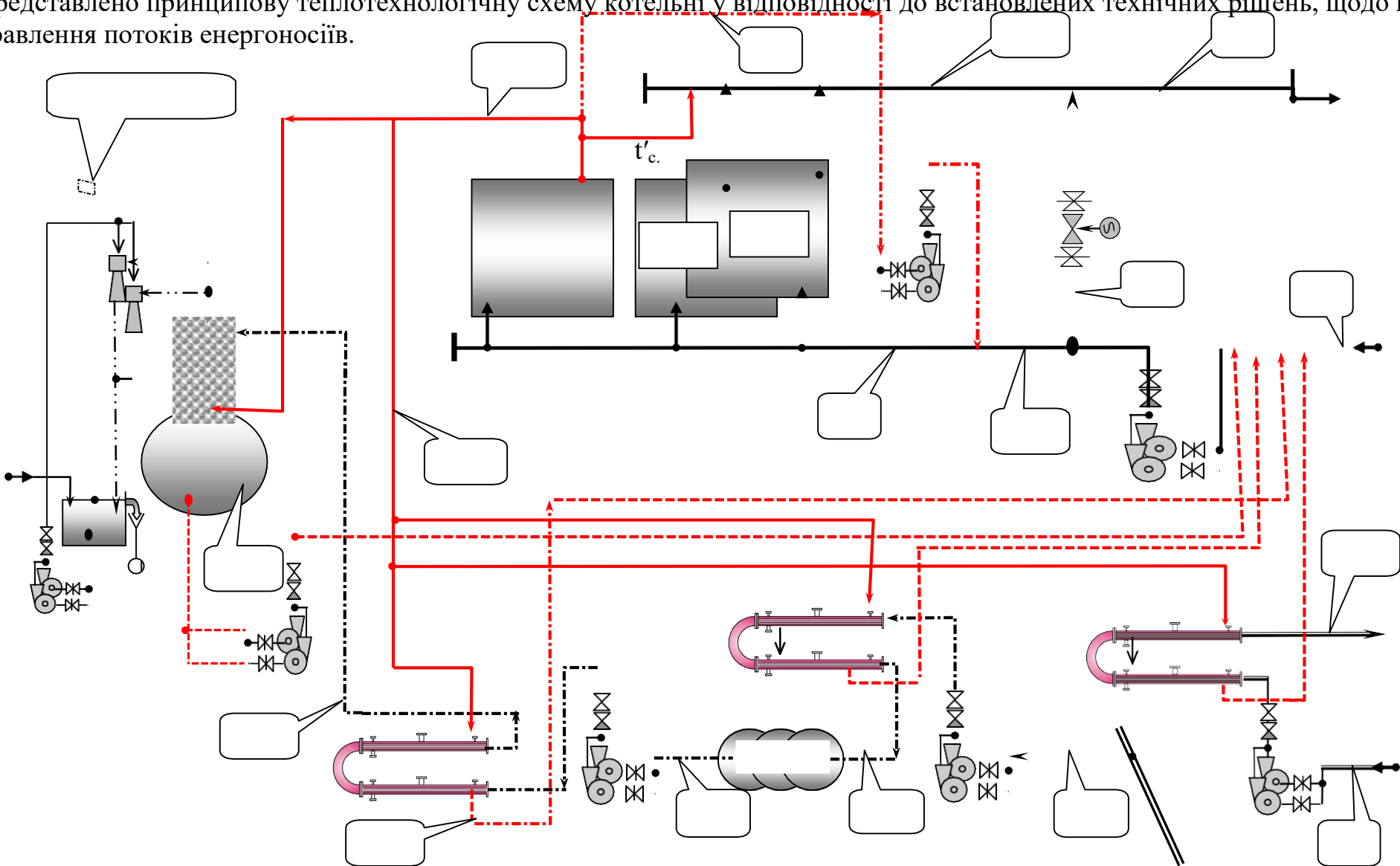
Арк.

30

Змін. Арк. № документа Підпис Дата

## 2. ФОРМУВАННЯ ПРИНЦИПОВОЇ СХЕМИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

Представлено принципову теплотехнологічну схему котельні у відповідності до встановлених технічних рішень, щодо направлення потоків енергоносіїв.



### 3. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 10.

Таблиця 10

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{жр}$	=	29,65	29,65		
$\sum Q_{жр}$	=	15,49		15,49	
$\sum Q_{жр}$	=	1,78			1,78

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 11.

Таблиця 11

Визначення результату			Значення для режимів, °С		
			МЗ	ТЗ	Л
$t'_{вк}$	=	70,00	70,00	70,00	70,00

3.4. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з базового котла –  $t''_{вк.б}$ , °С, за рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 12.

Таблиця 12

Визначення результату			Значення для режимів, °С		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{вк.б}$	=	150,00	150,00	150,00	150,00

3.5. Визначаю експлуатаційну температуру грієної води на вході в теплообмінники технологічної, сирі, хімічищеної води та на вході в деаератор –  $t'_{ТОА}$ , °С, згідно з рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 13.

Таблиця 13

Визначення результату			Значення для режимів, °С		
			МЗ	ТЗ	Л
$t'_{ТОА}$	=	150,00	150,00	150,00	150,00

3.6. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з теплообмінників технологічної, сирі та хімічищеної води –  $t''_{ТОА}$ , °С, згідно з рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 14.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		32

Таблиця 14

Визначення результату			Значення для режимів, °С		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{TOA}$	=	65,00	65,00	65,00	65,00

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

$$G_{ДА}^{підж} = G_{убут}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 15.

Таблиця 15

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00	15,00		
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00		15,00	
$G_{ДА}^{підж}$	=	5,00			5,00

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

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

та формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 16.

Таблиця 16

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	3,55	3,55		
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	3,55		3,55	
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	1,18			1,18
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ДА}$	=	0,35	0,35		
$Q_{ДА}$	=	0,35		0,35	
$Q_{ДА}$	=	0,12			0,12

3.9. Визначаю витрату води з деаератора –  $G''_{ДА}$ , т/год, за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 17.

Таблиця 17

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G''_{ДА}$	=	18,40	18,40		
$G''_{ДА}$	=	18,40		18,40	
$G''_{ДА}$	=	6,13			6,13

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						33
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

3.10. Визначити витрату хімоочищеної води, що надходить в деаератор –  $G_{\text{ХОВ}}$ , т/год, за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 18.

Таблиця 18

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ХОВ}}$	=	15,15	15,15		
$G_{\text{ХОВ}}$	=	15,15		15,15	
$G_{\text{ХОВ}}$	=	5,05			5,05

3.11 Визначаю витрату сирої води для підживлення –  $G_{\text{с.в.}}$ , т/год, за формулою:

$$G_{\text{с.в.}} = K_{\text{ХВО}} \cdot G_{\text{ХОВ}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 19.

Таблиця 19

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{с.в.}}$	=	18,18	18,18		
$G_{\text{с.в.}}$	=	18,18		18,18	
$G_{\text{с.в.}}$	=	6,06			6,06

3.12. Визначаю теплову потужність підігрівника сирої води (ПСВ) –  $Q_{\text{ПСВ}}$ , МВт, та витрату грійної води на ПСВ –  $G_{\text{ПСВ}}$ , т/год, відповідно,

- за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 20.

Таблиця 20

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{\text{ПСВ}}$	=	0,32	0,32		
$Q_{\text{ПСВ}}$	=	0,32		0,32	
$Q_{\text{ПСВ}}$	=	0,04			0,04
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в.}}$	=	3,21	3,21		
$G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в.}}$	=	3,21		3,21	
$G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в.}}$	=	0,36			0,36

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						34
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

- за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 21.

Таблиця 21

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{\text{ПХВ}}$	=	0,62	0,62		
$Q_{\text{ПХВ}}$	=	0,62		0,62	
$Q_{\text{ПХВ}}$	=	0,21			0,21
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ПХВ}} \text{ гр.в.}$	=	6,24	6,24		
$G_{\text{ПХВ}} \text{ гр.в.}$	=	6,24		6,24	
$G_{\text{ПХВ}} \text{ гр.в.}$	=	2,08			2,08

3.14. Визначаю витрату технологічної води на ПТВ –  $G_{\text{техн.в.}}$ , т/год, теплову потужність ПТВ –  $Q_{\text{ПТВ}}$ , МВт та витрату грійної води –  $G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в}}$ , т/год, відповідно,

- за формулою:

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

- за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 22.

Таблиця 22

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G \text{ техн.в.}$	=	95,24	95,24		
$G \text{ техн.в.}$	=	95,24		95,24	
$G \text{ техн.в.}$	=	96,43			96,43
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{\text{ПТВ}}$	=	10,00	10,00		
$Q_{\text{ПТВ}}$	=	10,00		10,00	
$Q_{\text{ПТВ}}$	=	9,00			9,00
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ПТВ}} \text{ гр.в.}$	=	100,84	100,84		
$G_{\text{ПТВ}} \text{ гр.в.}$	=	100,84		100,84	
$G_{\text{ПТВ}} \text{ гр.в.}$	=	90,76			90,76

										Арк.
										35
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ					

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 23.

Таблиця 23

Визначення результату		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	113,83		
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	113,83	113,83	
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	94,37		94,37

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 24.

Таблиця 24

Визначення результату		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	54,14		
Тзвор	=	42,45	42,45	
Тзвор	=	56,60		56,60

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 25.

Таблиця 25

Визначення результату		Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	=	40,85		
$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	=	26,69	26,69	
$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	=	11,05		11,05

3.18. Встановлюю типорозмір встановлюваних в котельні водогрійних котлів, їх номінальну теплову потужність –  $Q_{\text{вк.ном}}$ , МВт, номінальний пропуск води через котли –  $G_{\text{вк.ном}}$ , т/год, ККД котлів –  $\eta_{\text{вк.ном}}$ , од, температурні параметри –  $t_{\text{вк.ном}}$ , °С, 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.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						36
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		



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

$$N_{ВК.Р} = N_{ВК.Б} + N_{ВК.З}$$

Результати визначення навести у таблиці 30

Таблиця 30

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{ВК.р}$	=	4,00	4,00		
$N_{ВК.р}$	=	3,00		3,00	
$N_{ВК.р}$	=	1,00			1,00

3.23. Визначаю експлуатаційні параметри роботи “базового” водогрійного котла для всіх режимів, враховуючи рекомендації:

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

$$Q_{ВК.Б} = Q_{ВК.НОМ}, \text{МВт}$$

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

$$G_{ВК.Б} = G_{ВК.НОМ}, \text{т/ч}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 31

Таблиця 31

Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ВК.Б}$	=	11,60	4 котла	11,60		
$t'_{ВК.Б}$	=	70,00		70,00		
$t''_{ВК.Б}$	=	150,00		150,00		
$G_{ВК.Б}$	=	123,50		123,50		
Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ВК.Б}$	=	11,60	3 котла		11,60	
$t'_{ВК.Б}$	=	70,00			70,00	
$t''_{ВК.Б}$	=	150,00			150,00	
$G_{ВК.Б}$	=	123,50			123,50	
Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ВК.Б}$	=	11,05	1 котла			11,05
$t'_{ВК.Б}$	=	70,00				70,00
$t''_{ВК.Б}$	=	150,00				150,00
$G_{ВК.Б}$	=	118,37				118,37

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						38
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

3.24. Визначаю теплове навантаження водогрійних котлів, що несуть змінну складову теплового навантаження котельні –  $\sum Q_{ВК.3}$ , МВт, за формулою:

$$\sum Q_{ВК.3} = \sum Q_{КОТ} - Q_{ВК}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 32.

Таблиця 32

Визначення результату		Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{ВК.3}$	=	29,25		
$\sum Q_{ВК.3}$	=	15,09	15,09	
$\sum Q_{ВК.3}$	=	0,00		0,00

3.25. Визначаю 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 33.

Таблиця 33

Визначення результату		Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ВК.3}$	=	9,75		
$Q_{ВК.3}$	=	7,54	7,54	
$Q_{ВК.3}$	=	0,00		0,00

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 навести у таблиці 34.

Таблиця 34

Визначення результату		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{ВК.3}$	=	104,48		
$G_{ВК.3}$	=	123,50	123,50	
$G_{ВК.3}$	=	0,00		0,00

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

$$\sum G_{ВК} = G_{ВК.Б} + N_{ВК.3} \cdot G_{ВК.3}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 35.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						39
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		



3.29. Визначаю витрату зворотної води через регулюючий клапан в трубопроводі перепуску зворотної води в пряму магістраль (т. зв. перепуск) –  $G_{пер}$ , т/год, для трьох режимів за формулою:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 39.

Таблиця 39

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{пер}$	=	27,68	27,68		
$G_{пер}$	=	202,06		202,06	
$G_{пер}$	=	31,13			31,13

3.30. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні за формулою:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 40.

Таблиця 40

Визначення результату			Значення для режимів, %		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Delta G\%$	=	3,01	3,01		
$\Delta G\%$	=	3,89		3,89	
$\Delta G\%$	=	1,53			1,53

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

#### 4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

4.1. Визначаю годинну витрату природного газу в котельні –  $V_{кот}$ , тис. м<sup>3</sup>/год, для трьох режимів роботи за формулою:

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

Результати визначення наводжу у табл. 41.

Таблиця 41

Визначення результату			Значення для режимів, тис м3/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$V_{кот}$	=	4,76	4,76		
$V_{кот}$	=	3,11		3,11	
$V_{кот}$	=	1,29			1,29

4.2. Визначити сумарну “встановлену” електричну потужність, що споживає електричне обладнання власних потреб котельні –  $\sum W_{кот}^{вл.п}$ , кВт, за формулою:

$$\sum W_{кот}^{вл.п} = W_{нас.реци} + W_{нас.тм} + W_{нас.підж} + W_{техн.води} + W_{нас.св} + W_{нас.хв} + \sum W_{ВД} + \sum W_{д} + W_{освітл} = 7,5 + 75 + 3 + 22 + 7,5 + 2,2 + 4 \cdot 11 + 4 \cdot 30 = 365 \text{ кВт}$$

де:

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

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$W_{\text{нас.т/м}}$  – встановлена потужність робочих мережних насосів, кВт.

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

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

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

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

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

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

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

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{год}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 1 \cdot K_{\tau}^{\text{год}} = 281 \cdot 1 \cdot 0,8 = 225 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{год}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 24 \cdot K_{\tau}^{\text{доб}} = 281 \cdot 24 \cdot 0,75 = 5058 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{добу}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 8760 \cdot K_{\tau}^{\text{рік}} = 281 \cdot 8760 \cdot 0,65 = 1600014 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

де:

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

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

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

4.4. 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 за формулами:

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

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

Результати визначення навести у таблиці 42.

Таблиця 42

Визначення результату	Значення для режимів, кг у.п./МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}} = 33,35 \text{ м}^3/\text{ГДж}$	33,35	33,90	33,19
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п.}} = 38,35 \text{ кг у.п./ГДж}$	38,35	38,98	38,16

4.5 Визначаю проектну середньодобову питому витрату електричної енергії в котельній на відпущену теплову енергію –  $e_{e/e}^{\text{відп}}$ , кВт/МВт за формулою:

$$e_{e/e}^{\text{відп}} = \Sigma W^{\text{доб}} / (\Sigma Q_{\text{Т/Ф}} \cdot 24) = 5058 / (32 + 12) \cdot 24 = 4,8$$

4.6 Визначити собівартість теплоти, відпущеної від котельні –  $C_Q$ , грн/МВт за формулою:

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

$$C_Q = (38,95 / 1,15) \cdot 9000 \cdot 10^{-3} + 4,8 \cdot 0,9 + 30,0 = 340 \text{ грн} / \text{ГДж}$$

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						42
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

#### 4.7 Формую 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 43.

Таблиця 43

#### Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами

№ п.п	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Числове значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7
1	$t_{\text{зовн}}$	Температура зовнішнього повітря	°С	- 19	3,8	+ 15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	29,65	15,49	1,78
3	$Q_{\text{П.П}}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	10,0	10,0	9,0
4	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	40,85	26,69	11,05
5	$t_1$	Температура мережної води в “прямій” магістралі на виході з котельні	°С	140°	70°	70°
6	$t_2$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°С	48,56	33,77	30,00
7	$t_{\text{звор}}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°С	54,14	42,45	56,60
8	$G_1$	Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні	т/год	265,32	349,4	36,34
9	$G_{\text{убут}}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15	15	5
10	$G_2$	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	250,32	334,40	31,34
11	$G_{\text{рец}}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	72,29	94,91	16,98
12	$G_{\text{пер}}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	27,68	202,06	31,13
13	$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	4	4	4

6	$t_2$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°С	40,28	29,80	30,00
7	$t_{звор}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°С	50,57	41,26	56,15
8	$G_1$	Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні	т/год	220,93	319,43	44,18
9	$G_{убут}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15	15	2
10	$G_2$	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	205,93	304,43	42,18
11	$G_{рец}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	88,85	130,57	22,59
12	$G_{пер}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	0	109,70	37,66
13	$N_{ВК.ВСТ}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	2	2	2
14	$N_{ВК.Р}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	2	2	2
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	1	1	0
17	$V_{КОТ}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м <sup>3</sup> / год	4,98	3,36	1,67
18	$(b_{т\text{відп}})_{газ}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м <sup>3</sup> /ГДж	33,23		
19	$(b_{т\text{відп}})_{у.п}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п /ГДж	38,22		
20	$\Sigma W_{ВК}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	КВт	300		
21	$e_{e/e}^{доб}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	5,1		
22	$\text{Ц}_{Палив}$	Вартість природного газу	грн./ тис. м <sup>3</sup>	9000	9000	9000
23	$\text{Ц}_{E/E}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт.год	1,68	1,68	1,68

## 5. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

### 5.1. Вибір водогрійних котлів

У відповідності до рекомендацій та розрахунків до встановлення приймаємо 4 котли. Визначену інформацію по водогрійним котлам наводжу в таблиці 44.

Таблиця 44

№ п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	2	3	4	5	6
1	Тип ВК	Типорозмір водогрійного котла		За інформ. 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	$\Delta p''_{ВК.НОМ}$	Номінальний аеродинамічний опір котла	мм.вд.ст	«--»	44
7	$t'_{ВК.НОМ}$	Номінальна температура води на вході в котел	°С	«--»	70
8	$t''_{ВК.НОМ}$	Номінальна температура води на виході з котла	°С	«--»	150
9	$\eta_{ВК.НОМ}$	Номінальний ККД котла	од.	«--»	0,925

### 5.2. Вибір рециркуляційних насосів

5.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної

подачі –  $Q_{нас.рец.НОМ}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{нас.рец.НОМ}$ , м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції –  $G_{РЕЦ.НОМ}=95$  т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції –  $\Delta H_{РЕЦ.НОМ}$ .

5.2.2. Визначаю число робочих рециркуляційних насосів –  $N_{нас.р.роб.ец}$ , шт, за формулою:

$$N_{нас.р.роб.ец} = G_{РЕЦ.НОМ} / Q_{нас.р.НОМ} = 95/100 = 0,95.$$

5.2.3. Визначаю число встановлених насосів рециркуляції з урахуванням одного резервного –  $N_{нас.р.вст.ец}$ , шт, за формулою:

$$N_{нас.р.вст.ец} = N_{нас.р.роб.ец} + 1 = 0,95 + 1 = 2$$

5.2.4. Блок параметрів по насосам рециркуляцій наводжу в табл. 45.

									Арк.
									45
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					

## Характеристика насосів рециркуляції

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса рециркуляції	--	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 50-125/144		NBE 32-125.1/140
2	$Q_{н. рец}^{ном}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	100		17
3	$H_{н. рец}^{ном}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ _ “	20		20
4	$N_{н. рец}^{ном}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ _ “	7,5		2,2
5	$\eta_{н. рец}^{ном}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ _ “	0,77		0,67

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

Передбачаємо до встановлення відцентрові насоси типу Д .

5.3.1. Здійснюю вибір типорозміру мережних насосів, його номінальної подачі –  $Q_{нас.мер}^{ном}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{нас.мер}^{ном}$ , м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) витрати води через трубопровідну систему “Котельня – Тепломережа” –  $G_1=350$  т/год, та опору трубопровідної системи –  $\Delta H_{мер}$  та статичного напору тепломережі.

Число робочих мережних насосів –  $N_{нас.мер}^{роб}$ , шт, становить — 1.

5.3.2. Визначаю число встановлених насосів рециркуляції з урахуванням одного резервного –  $N_{нас.мер}^{вст}$ , шт, за формулою:

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

5.3.3. Блок параметрів по мережним насосам наводжу в табл. 46.

Таблиця 46

## Характеристика мережних насосів.

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір мережного насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 100-200/219		NBE 40-250/255
2	$Q_{нас.мер}^{ном}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	350		37
3	$H_{нас.мер}^{ном}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ _ “	55		55
4	$N_{нас.мер}^{ном}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ _ “	75		15
5	$\eta_{нас.мер}^{ном}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ _ “	0,71		0,69

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						46
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## 5.4. Вибір внутрішньо-котельних насосів

### 5.4.1. Вибір насосів сирової води

5.4.1.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів сирової 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 в.д.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення –  $G_{\text{с.в.}}=18,18$  т/год, та опору трубопровідної системи –  $\Delta H$ .

5.4.1.2. Визначаю число робочих насосів сирової води –  $N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}} = 18,18 / 20 = 0,9 \approx 1$$

5.4.1.3. Визначаю число встановлених насосів з урахуванням одного резервного –  $N_{\text{нас.с.в}}^{\text{вст}}$ , шт, за формулою:  $N_{\text{нас.с.в}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$

5.4.1.4. Блок параметрів по насосам сирової води наводжу в табл. 47.

Таблиця 47

#### Характеристика насосів сирової води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначен	Значення
1	Тип насосу	Типорозмір насоса	---	З інфор. листа заводу	NB 32-160.1/177
2	$Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	20
3	$H_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.в.д.ст..	“ _ “	35
4	$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ _ “	7,5
5	$\eta_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ _ “	0,63

### 5.4.2. Вибір підживлювальних насосів

5.4.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$ , м в.д.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення –  $G_{\text{під}}=15$  т/год, опору трубопровідної системи –  $\Delta H$  (не вище 40 м.в.д.ст.) та статичного напору.

5.4.2.2. Визначаю число робочих насосів –  $N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.під.}}^{\text{роб}} = G_{\text{під}} / Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}} = 15 / 16 = 0,9 \approx 1$$

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

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

5.4.2.4. Блок параметрів по насосам наводжу в табл. 48.

									Арк.
									47
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ				

## Характеристика підживлювальних насосів

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформ. листа заводу-виробника	NB 32-160.1/177		
2	$Q_{\text{нас.під}}^{\text{НОМ}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	16		
3	$H_{\text{нас.під}}^{\text{НОМ}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ _ “	30		
4	$N_{\text{нас.під}}^{\text{НОМ}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ _ “	3		
5	$\eta_{\text{нас.під}}^{\text{НОМ}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ _ “	0,62		

## 5.4.3. Вибір насосів технологічної води

5.4.3.1. 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 в.д.ст, на базі визначених значень витрати води для потреб промислового підприємства –  $G_{\text{тех}}=95$  т/год та опору трубопроводної системи –  $\Delta H$ .

5.4.3.2. Визначаю число робочих насосів технологічної води –  $N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.тех.роб}} = G_{\text{тех}} / Q_{\text{нас.тех}}^{\text{НОМ}} = 95/100 = 0,95 \approx 1$$

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

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

5.4.3.4. Блок параметрів по насосам технологічної води наводжу в табл. 49.

Таблиця 49

№п.п	Ум. познач	Назва параметра	Один. вим.	Методи визначення	Значення для режимів
1	Тип насосу	Типорозмір	-	З інформ. листа	NB 50-160/165
2	Основ тех комп	Номінальна подача	М <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	97
3	Ном напір	Номінальний напір	м. в.д. ст	« _ »	45
4	$N_{\text{нас.тех}}$	Номінальна потужність	кВт(е)	« _ »	22
5	$\eta_{\text{нас.тех}}^{\text{НОМ}}$	Номінальний ККД насоса	Од.	« _ »	0,81

## Характеристика насосів технологічної води

### 5.4.4. Вибір насосів хімічищеної води

5.4.4.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$ , м в.д.ст, на базі визначених значень витрати хімічищеної води для підживлення –  $G_{\text{хов}}=15,15$  т/год, та опору трубопроводної системи –  $\Delta H$ .

5.4.4.2. Визначаю число робочих насосів сирі води –  $N_{\text{нас.хов}}^{\text{роб}}$ , шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{хов}} / Q_{\text{нас.реци}}^{\text{ном}} = 15,15/16=0,98 \approx 1$$

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

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

5.4.4.4. Блок параметрів по насосам сирі води наводжу в табл. 50.

Таблиця 50

### Характеристика насосів хімічищеної води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформ. листа заводу-виробника	NKE 32-160.1/165		
2	$Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	16		
3	$H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.в.д.ст..	“ – “	25		
4	$N_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,59		

Загальноприйнятим рішенням для водогрійних котельних є встановлення для деаерації води не менше двох деаераторів вакуумного типу з охолодником випару для кожного. До встановлення обираємо 2 деаератори ДВ-25. Блок параметрів наводжу в таблиці 51.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						49
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Характеристика деаераторів водогрійної котельні

№ п.п	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	3	4	5	6
1	Типорозмір деаератора		За інформаційними листами заводів виробників	ДВ-25
2	Номінальна продуктивність	т/год	«--»	5
3	Діапазон продуктивності	т/год	«--»	7,5...30
4	Температура деаерованої води	°С	«--»	40...80
5	Температура теплоносія	°С	«--»	70...180
6	Тип охолодника випару		«--»	ОВВ-2
7	Тиск робочий абсолютний	МПа	«--»	0,0075...0,05
8	Тип ежектора		«--»	ЕВ-30

### 5.6. Вибір підігрівників

Вибір типорозміру підігрівників сирової 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”.

#### 5.6.1. Підігрівник сирової води

5.6.1.1. Теплове навантаження підігрівника сирової води  $Q_{\text{псв}}=0,32$  МВт;

5.6.1.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (140 - 70) / \ln(140 / 70) = 101 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5.6.1.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{псв}} / \Delta t \cdot K = 320000 / 105 \cdot 2500 = 1,27 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо секційний підігрівник ПВ-76х4. Площа поверхні теплообміну однієї секції —  $F=1,32 \text{ м}^2$ , довжина трубки — 4 м, загальна кількість труб — 7.

#### 5.6.2. Підігрівник хімоочищеної води

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

5.6.2.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (95 - 55) / \ln(95 / 55) = 73 \text{ } ^\circ\text{C}$$

5.6.2.3. 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 секційний підігрівник ПВ-114-4. Площа поверхні теплообміну однієї секції —  $F=3,58 \text{ м}^2$ , довжина трубки — 4 м, загальна кількість труб — 19, кількість секцій — 1.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						50
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

### 5.6.3. Підігрівник технологічної води

5.6.3.1. Теплове навантаження підігрівника технологічної води  $Q_{\text{тех}}=9$  МВт;

5.6.3.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

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

5.6.3.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 90000 / 57,46 \cdot 2500 = 6,3 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо секційний підігрівник ПВ-168-4. Площа поверхні теплообміну однієї секції —  $F=6,98 \text{ м}^2$ , довжина трубки — 4 м, загальна кількість труб — 37, кількість секцій — 1.

### 5.7. 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 52

#### Рекомендоване тягодуттєве обладнання

№ п/п	Найменування	Димосос	Вентилятор
1	Тип обладнання	ДН-12,5уІ	ВДН-10у
2	Потужність, кВт	30	11
3	Частота обертання, об/хв	1000	1000

										Арк.
										51
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата						

### Розділ III. Охорона праці

В даному дипломному проекті розглядається розрахунок та проектування обладнання водогрійної котельні.

Впровадження нового більш вдосконаленого обладнання, з сучасною системою автоматизації та управління дозволить знизити рівень впливу шкідливих та небезпечних факторів на людину, підвищить ступінь безпеки експлуатація і обслуговування, що значно покращить умови праці в котельному залі.

При здійсненні проектування враховані вимоги охорони праці до організації та забезпечення здорових і безпечних умов праці на робочому місці оператора котельні.

#### 1. Виробнича санітарія

При плануванні приміщення враховуються:

- санітарна характеристика обладнання та технологічних процесів;
- норма корисного простору на одного працівника ( $15\text{м}^3$ );
- нормативи площі розміщення обладнання ( $4,5\text{м}^2$ );
- висота виробничого приміщення не менше (4,8) м.

Протяжність санітарно-гігієнічної зони даного підприємства (IV класу) складає – 50 м.

Для зручності обслуговування котлових апаратів змонтовані багатоярусні технологічні площадки, які починаються з висоти 2,5 м.

##### 1.1. Мікроклімат та чистота повітря виробничого середовища

Показниками мікроклімату є температура повітря, відносна вологість, швидкість руху повітря та атмосферний тиск.

Нормативний документ передбачає оптимальні і допустимі значення параметрів мікроклімату в залежності від періоду року (. Наприклад, у теплий період року (середньодобова температура зовнішнього середовища становить  $>10\text{ }^\circ\text{C}$ ), холодний (середньодобова температура зовнішнього середовища становить  $<10\text{ }^\circ\text{C}$ ) та категорії важкості виконуваних робіт.

Контроль та вимірювання параметрів мікроклімату виконується спеціальними приладами – термометрами (температура), психрометрами (вологість повітря). Швидкість руху повітря вимірюється анемометром (крильчатий), межі вимірювання від 0,3 – 5 м/с, чашковий (індукційний) анемометр – межі вимірювання 1 – 20 м/с та кататермометрами – межі вимірювання 0 – 0,5 м/с.

Вміст шкідливих речовин в повітрі обмішується гранично допустимими концентраціями (ГДК).

$\text{CH}_4$  ( $300\text{ мг/м}^3$ , клас небезпечності IV),  $\text{CO}$  ( $20\text{ мг/м}^3$ , клас небезпечності IV),  $\text{CO}_2$  (ГДК  $9000\text{ мг/м}^3$ , клас небезпечності IV), сполуки азоту (ГДК  $5\text{ мг/м}^3$ , клас небезпечності II).

Концентрація шкідливих речовин у повітрі, газів і парів повинна визначатися для 1-го класу безпеки безперервно, для 2-го, 3-го, 4-го класу – періодично.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплостанчання житлово-промислового району №2 в м. Одеса</i> <b>Охорона праці</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Яровий Я. О.							52
Перевірив	Павелко В. І.					ЗТЕск-5-10 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

Періодичність контролю вмісту шкідливих речовин складає:

- для 1-го класу небезпеки – 1 раз/10 днів;
- для 2-го класу небезпеки – 1 раз/місяць;
- для 3-го та 4-го класу небезпеки – 1 раз/квартал.

Методи визначення шкідливих речовин у повітрі:

1. Лабораторний (колориметричні, спектрофотометричні, хроматографічні).
2. Експрес (хімічні індикатори, універсальний газоаналізатор, УГ-1, УГ-2).
3. Автоматичні (стаціонарний газоаналізатор, газосигналізатор).

Для видалення надлишків теплоти та шкідливих газів в котельні застосовується загально-обмінна змішана припливно-витяжна вентиляція. Забирання забрудненого повітря здійснюється за допомогою аераційного ліхтаря, а подача свіжого – механічним вентилятором.

Оператор котлоагрегату, у разі необхідності, повинен бути забезпечений засобами індивідуального захисту (костюм бавовняний, рукавиці комбіновані, навушники протишумові, окуляри захисні із світлофільтрами, та протигазами).

### 1.2. Виробниче випромінювання

Джерелами теплового випромінювання є паровий котел, трубопроводи з парою. Ознаками перегрівання організму є підвищення температури, спрага, збільшення частоти дихань та пульсу, задишка, головний біль, запаморочення, сильне потовиділення.

Зниження інтенсивності теплового випромінювання досягається застосуванням екранів, теплоізоляції устаткування та гарячих поверхонь, а також індивідуальними засобами; збільшенням відстані між джерелом випромінювання та робочим місцем.

Нормальними умовами, що відповідають санітарно-гігієнічним нормам, вважають такі, за яких інтенсивність опромінення працівників інфрачервоними променями не перевищує: 35 Вт/м<sup>2</sup> при опромінюванні більше 50 % тіла.

Інтенсивність інфрачервоного випромінювання вимірюється актинометрами, а спектральна інтенсивність випромінювання – інфрачервоними спектрографами типу ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14.

### 1.3. Шум на виробництві

Робота котлових установок супроводжується шумом.

Класифікація шумів за походженням:

- механічні;
- аерогідродинамічні (вентилятори, насоси, компресори, системи транспортування);
- електричні (трансформатори тощо).

Класифікація шумів за частотою:

- низькочастотний (до 300 Гц);
- середньо частотний (300-800 Гц);
- високочастотний (більше 800 Гц).

Основними фізичними характеристиками звуку є: частота  $f$  (Гц), звуковий тиск  $P$  (Па), інтенсивність або сила звуку  $I$  (Вт/м<sup>2</sup>).

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		53

Порогові значення шуму при  $f=1000$  Гц складають: нижній поріг чутності ( $I_0 = 10^{-12}$  Вт/м<sup>2</sup>;  $P_0 = 2 \cdot 10^{-5}$  Па), больовий поріг ( $I_6 = 10^2$  Вт/м<sup>2</sup>;  $P_6 = 60$  Па).

Рівень шуму у виробничому цеху не повинен перевищувати 80 дБ.

*Технічні засоби захисту від шкідливої дії шуму чутного діапазону передбачають використання трьох головних напрямків: боротьба з шумом в джерелі його утворення, шумопоглинання, та шумоізоляцією.*

До заходів боротьби з аеродинамічним шумом відносяться зменшення швидкостей транспортування середовища, використання плавних заокруглень, глушників шуму в місцях забору і вихлопу повітря.

Для вимірювання рівня шуму використовують шумоміри Ш-71, ПИ-14 в комплекті з активними фільтрами. Рівень вимірювання шуму даними приладами становить 10-130 дБ в діапазоні 20 Гц – 16 кГц.

#### **1.4. Виробнича вібрація**

Під впливом інтенсивної вібрації в організмі людини відбуваються функціональні зміни у серцево-судинній системі та регуляторної функції центральної нервової системи. Вібрація викликає появу вібраційної хвороби, що може призвести до втрати працездатності.

Вібрацію поділяють на загальну (передається через опорні поверхні тіла людини) та локальну (передається через руки).

Основними характеристиками (параметрами) вібрації є частота гармонічного коливального руху (Гц), віброшвидкість (м/с) та віброприскорення (м/с<sup>2</sup>), рівень вібрації (дБ).

Порогові значення віброшвидкості становить  $v_0=5 \times 10^{-8}$  м/с, а віброприскорення становить  $a_0=3 \times 10^{-4}$  м/с<sup>2</sup>.

Загальна та локальна вібрації обмежуються допустимими значеннями віброшвидкості або логарифмічними рівнів віброшвидкості в октавних смугах із частотою 2-1000 Гц.

Для захисту від впливу виробничої вібрації застосовують наступні колективні методи: послаблення вібрації у джерелі утворення, вібропоглинання та віброізоляція.

Вібрація вимірюється віброметрами ВИП-4 та ВИП-2М та вібрографами ВР-1, ВР-2, в діапазоні 10 Гц – 1кГц, шкала приладів проградуєвана в дБ.

#### **1.5. Освітлення виробничих приміщень**

Основними вимогами охорони праці до освітленості виробничих приміщень є:

- 1) освітлення на робочому місці має відповідати санітарно-гігієнічним нормам і бути рівномірним;
- 2) між об'єктом, що розглядається, і навколишнім фоном повинен бути певний контраст;
- 3) на робочій поверхні не повинно бути різких тіней;
- 4) не допускається освітлення (пряме чи відбите) у полі зору.

На виробництві використовується природне комбіноване освітлення (двостороннє бічне та аераційний ліхтар).

В темні години доби використовується штучне освітлення.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		54

За призначенням *штучне освітлення* поділяється на робоче, чергове, аварійне, евакуаційне, охоронне. За виконанням (розміщенням джерел світла) штучне освітлення поділяється на:

- загальне – призначене для рівномірного освітлення приміщення або його частин;
- місцеве – для освітлення тільки робочих поверхонь;
- комбіноване (поєднання загального та місцевого освітлення).

Джерелами штучного світла є лампи розжарювання та газозарядні лампи. Виробниче приміщення обладнане світильниками прямого світла з лампами розжарювання у герметичному виконанні із захисним кутом 20-25° (типу ВЗГ200, потужністю 200 Вт), які розташовуються у шаховому порядку.

Контроль освітленості здійснюється люксметрами Ю-16, Ю-17, Ю-116, Ю-117.

## 2. Техніка безпеки

### 2.1. Безпечна експлуатація технологічного устаткування

Для безпечної експлуатації технологічного устаткування та запобігання виникненню небезпечних або аварійних ситуацій застосовуються в першу чергу засоби колективного захисту. За принципом дії та залежно від впливу небезпечного фактора засоби колективного захисту поділяються на огорожувальні, запобіжні пристрої, блокування, сигналізаційне обладнання, профілактичні випробування.

Роботи всередині котлів проводяться тільки після повної зупинки роботи, продувки і охолодження, якщо таке необхідно.

Огороджувальні пристрої (кожухи, щити, екрани, бар'єри) застосовуються для ізоляції зон з безпекою механічних дій, для огорожі зон випромінювань і зон з хімічними речовинами, а також робочих майданчиків, розташованих на висоті. Вони поділяються на стаціонарні, які демонтуються для виконання допоміжних операцій (заміна інструмента, змазка обладнання тощо), та переносні, що використовуються для огорожі нестационарних робочих місць (зварювальні пости), а також при виконанні ремонтних чи налагоджувальних робіт.

Запобіжні пристрої застосовуються для автоматичного виключення обладнання при виникненні аварійних ситуацій (наприклад, при виході одного з параметрів — температури, електричної напруги тощо за межі допустимих значень).

Блокування дозволяє виключити можливість проникнення людини в небезпечну зону чи ліквідувати небезпечний фактор при проникненні людини в небезпечну зону. Блокувальні пристрої поділяються на механічні, електричні, фотоелементні, радіаційні, пневматичні, гідравлічні та комбіновані.

Сигналізаційне обладнання призначено для повідомлення персоналу про режим роботи устаткування і можливості аварійних ситуацій. За засобами інформації сигналізація поділяється на кольорову, звукову, кольорово-звукову, одоризаційну (за запахом).

На виробництві використовується світлова та звукова аварійна сигналізація, яка відключається за допомогою комп'ютерного інтерфейсу, світлова і звукова передпускова сигналізація (відключення за допомогою кнопки квітування).

Нормативно-технічна документація з безпечної експлуатації основного технологічного обладнання, що працюють під тиском (парові котли): «Правила будови і

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		55

безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів», трубопроводів пари та гарячої води «Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води».

## 2.2. Безпечна експлуатація електроустаткування

Види електричних травм на виробництві:

- 1) механічне (при проходженні через тіло людини струму великої сили; падіння людини з висоти);
- 2) місцеві зовнішні електротравми:
  - електричні опіки;
  - електричні знаки (плями сірого чи блідо-жовтого кольору на поверхні шкіри);
  - захворювання зовнішніх оболонок очей під дією ультрафіолетових променів електричної дуги;
- 3) електричний удар (призводить до паралічу серця, легень, до фібриляції серця).

Факторами, що зумовлюють небезпечне ураження електричним струмом, є:

- фактори електричного характеру (напруга, сила, рід і частота струму). Сюди ж відноситься і електричний опір людини;
- фактори неелектричного характеру (індивідуальні властивості людини, тривалість дії струму, шлях проходження струму через тіло людини);
- стан навколишнього середовища.

Згідно «ПУЕ. Правила улаштування електроустановок» за ступенем небезпеки ураження існує три класи приміщень:

- 1) приміщення без підвищеної небезпеки;
- 2) приміщення з підвищеною небезпекою
- 3) особливо небезпечні

Котельня відноситься до приміщень з підвищеною небезпекою (наявність струмопровідних підлог).

Для забезпечення електробезпеки на виробництві передбачено спеціальні заходи і засоби захисту. До них належать, наприклад, недоступність струмопровідних частин обладнання; ізоляція струмоведучих частин з опором силового устаткування та освітлюючої апаратури  $R_{із} \geq 0,5$  МОм, заземлення опором  $R_3 \leq 4$  Ом, швидкодіюче автоматичне захисне відключення; застосування низьких напруг ( $U < 42$ В), використання засобів індивідуального захисту, проведення планово-попереджувальних ремонтів та профілактичних робіт устаткування, а також виробничих інструктажів з техніки безпеки.

Небезпечними є також розряди атмосферної електрики (блискавки), що утворюється і концентрується в хмарах. Сила струму блискавки досягає до 200 кА, а напруга до 150 МВ. Котельня відповідає вимогам нормативних документів по захисту від атмосферної електрики будівель і споруд II-категорії із застосуванням стержньових блискавковідводів.

## 3. Пожежна та вибухобезпека на виробництві

Основними причинами пожежі та вибуху в котельні є:

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		56

1. організаційні (порушення вимог проектування промислових та допоміжних будівель та споруд, вибору будівельних матеріалів та конструкцій, планування приміщень, розміщення технологічного обладнання та комунікацій; відхилення від правил експлуатації та ремонту обладнання, споживачів електроенергії та електромереж, порушення посадових інструкцій щодо пожежної безпеки; необережне поводження з вогнем та матеріалами, що легко запалюються).
2. технологічні (відносять роботу за несправним технологічним обладнанням чи при порушенні режимів технологічних процесів; використання горючих речовин, що не відповідають технологічним характеристикам обладнання, що використовується, та порушення режиму його експлуатації та зупинки, використання невідповідних ГОСТу змащувальних матеріалів).
3. причини пов'язані із застосуванням електрики (відносять використання електричного обладнання, що не відповідає категорії вибухо- та пожежо-безпеки, перевантаження мереж та електроустаткування, пошкодження ізоляції, поганий електричний контакт в місцях з'єднання контактів, відсутність захисту від статичної та атмосферної електрики).

За спалимістю речовини і матеріали поділяються на три групи:

Спалимі, важко спалимі, неспалимі.

Пожежна безпека виробництва забезпечується системою запобігання пожеж та системою пожежного захисту.

Усі будівлі та споруди за вогнестійкістю класифікуються за V ступенями.

Заходи пожежної безпеки поділяються на 4 групи:

1. заходи у виробничих процесах;
2. будівельно-технічні заходи (підвищення стійкості огорожувальних конструкцій будівель, обмеження поширення пожежі);
3. організаційні та агітаційні заходи (навчання обслуговуючого персоналу заходам поширення пожеж та поводження із пожежним інвентарем);
4. заходи із забезпеченням швидкого гасіння пожеж (вибір найбільш ефективних способів та засобів гасіння, налагодження протипожежного водопостачання та сигналізації).

Категорія відділення ТЕЦ з вибухопожежної та пожежної безпеки – «Г» .

Будівля відділення ТЕЦ – відноситься до III класу пожежонебезпечної зони.

Система пожежного захисту виробничого приміщення включає також наявність системи оповіщення (ручні кнопочні пости), сигналізацію та схеми евакуації працюючих, які розташовані на видних місцях.

Основними вогнегасними речовинами і матеріалами є: вода, повітряно-механічна піна, негорючі гази та пісок.

До первинних засобів гасіння пожежі відносять:

- внутрішнє пожежне водопостачання (подача води до робочих місць здійснюється пожежними кранами з рукавами, що закінчується металевим соплом обладнаним розбризкувачем);
- пожежний інвентар:
  - відра, кошма, лопати;
  - вогнегасники(ОВП-10-2шт; ОУ-2шт);
  - ящики з піском.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

п. 12.19 Грязьовики у водяних теплових мережах слід встановлювати: на подавальному трубопроводі при вводі в тепловий пункт, безпосередньо після першої запірної арматури; не більше одного на зворотному трубопроводі перед регулювальними пристроями, насосами, водомірами та діафрагмами. Перед механічними водомірами і пластинчастими теплообмінниками по току води слід встановлювати сітчасті феромагнітні фільтри. Грязьовики у вузлах встановлення секціонуваної запірної арматури не встановлюють. •

п.12.20 Улаштування обвідних трубопроводів навколо грязьовиків і регулювальних клапанів не допускається.

п. 16.2 У теплових пунктах повинно бути розташоване обладнання, арматура, прилади контролю, керування та автоматизації, за допомогою яких здійснюються: - регулювання температури теплоносія за погодними умовами; - перетворення виду теплоносія або його параметрів; - контроль параметрів теплоносія; - облік теплових навантажень, витрати теплоносія та конденсату; - регулювання витрати теплоносія та розподілення між системами споживання теплової енергії (через розподільні мережі в ЦТП або безпосередньо в системі ІТП); - захист місцевих систем від аварійного підвищення параметрів теплоносія; - доочищення теплоносія; - заповнення та підживлення систем теплоспоживання; - збирання, охолодження, повернення конденсату і контроль його якості; - акумулювання теплової енергії; - водопідготовка для систем гарячого водопостачання; - комбіноване теплозабезпечення з використанням теплової енергії від альтернативних джерел.

п.16.3 Улаштування ІТП на вводі слід здійснювати для кожної будівлі незалежно від наявності ЦТП... • п.16.7 Приєднання споживачів теплової енергії до теплової мережі в теплових пунктах слід передбачати за схемами, що забезпечують мінімальну витрату води в теплових мережах, а також економію теплової енергії за рахунок застосування автоматичних регуляторів теплового потоку (температури) та обмеження максимальної витрати мережної води. •

п.16.7.2 Не допускається приєднувати систему опалення до теплової мережі через елеватор у поєднанні з автоматичним регулятором теплового потоку. •

п.16.15 У теплових пунктах не допускається влаштування пускових перемичок між подавальним і зворотним трубопроводами теплової мережі. Не допускається влаштування обвідних трубопроводів для насосів (крім підживлювальних), елеваторів, регулювальних клапанів, грязьовиків і приладів обліку теплових потоків та витрат води.

п. 17.12 Тепловий пункт слід оснащувати засобами автоматизації, приладами теплотехнічного контролю, обліку і регулювання, які встановлюють за місцем або на щиті керування. •

п. 17.13 Автоматизація теплового пункту повинна забезпечувати: - регулювання витрати теплової енергії в системі опалення і обмеження максимальної витрати мережної води у споживача; - задану температуру води в системі гарячого водопостачання; - підтримання статичного тиску в системах споживачів теплоти при їх незалежному приєднанні; - заданий тиск у зворотному трубопроводі або необхідний перепад тиску води в подавальному і зворотному трубопроводах те-

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		58

### 3,7 Газове обладнання

Газові плити в приміщеннях слід встановлювати, як правило, біля стін (перегородок) з негорючих матеріалів на відстані не менше 0,06 м від них. У разі встановлення газових плит біля стін (перегородок) з горючих матеріалів, стіни (перегородки) необхідно ізолювати негорючими матеріалами: штукатуркою, покрівельною сталлю поверхнею негорючого теплоізоляційного матеріалу не менше 3 мм завтовшки тощо Ізоляція повинна виступати за габарити плити не менше ніж на 0,1 м з кожного боку і не менше 0,8 м зверху. Відстань від плити до ізольованих негорючими матеріалами стін (перегородок) повинна бути не менше 0,07 м.

Установку газових проточних водонагрівачів слід передбачати на стінах (перегородках) з негорючих матеріалів.

Дозволяється встановлювати проточних водонагрівачів на оштукатурених або ізольованих негорючими матеріалами стінах (перегородках) на відстані не менше 0,03 м від них..

Розміщення газових опалювальних котлів, опалювальних апаратів, емнісних газових водонагрівачів, газобалонних установок має відповідати протипожежним вимогам будівельних норм щодо газопостачання згідно з ДБН В.2.5-20-2001 "Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання" та Правилами безпеки систем газопостачання України.

Застосовувати вогонь для виявлення витoku газу з газопроводів, а також користуватися газовими пальниками й приладами в разі несправності їх чи несправності газопроводів та арматури забороняється.

Виявивши в приміщенні запах газу, негайно припинити його подавання, викликати аварійну газову службу і провітрити приміщення. До усунення несправності у приміщенні забороняється запалювати сірники, палити, застосовувати відкритий вогонь, вмикати та вимикати електроприлади.

Пристрій дахових котелень на природному газі має відповідати Рекомендаціям з проектування дахових, вбудованих і прибудованих котельних установок та установлення побутових теплогенераторів, працюючих на природному газі, затвердженим наказом Державного комітету України у справах містобудування і архітектури від 20.09.94 N 35

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		58

## РОЗДІЛ ІV. Жаротрубні котли

### Жаротрубні парові котли для промислових котелень

В останні роки на ринку спостерігається великий інтерес до промислово-опалювальних котлів, які постачають закордонні фірми. Вартість котлів імпортової поставки, як правило, перевищує номінальну вартість аналогічних котлів вітчизняних виробників, проте замовники при комплектації промислових і великих опалювальних котелень частіше віддають перевагу продукції відомих європейських фірм.

Головна особливість промислових парових котлів, що поставляються на ринок виробниками з Італії, Німеччини, Бельгії та інших європейських країн, полягає в тому, що практично всі котли - жаротрубні, точніше - жаротрубно-димогарні. Це відноситься не тільки до водогрійних котлів, але і до парових котлів з пароперегрівом продуктивністю до 30 т / год і більше. Перевага жаротрубно-димогарних котлів перед водотрубними пояснюється просто: така конструкція дозволяє збирати котел повністю в заводських умовах і поставляти котел замовнику у вигляді одного блоку, що значно спрощує монтаж обладнання в котельні.

Жаротрубно-димогарні котли мають, як правило, циліндричний корпус, що лежить на боці. Навіть в тих випадках, коли зовні котел має вигляд витягнутого прямокутника, всередині у нього розташований циліндричний корпус. Усередині корпусу у парових котлів - водяний і паровий простір.

У великому об'ємі води розміщується одна, а іноді - дві жарові труби. У передньому торці кожної жарової труби встановлено вентиляторний пальник, розрахований на спалювання газу або рідкого палива. Таким чином, жарова труба є топковою камерою, в якій згорає практично все паливо.

Теплове навантаження топкового об'єму становить зазвичай 1-1,2 МВт / м<sup>3</sup>. Залежно від діаметру і надлишкового тиску застосовуються гладкі або хвилясті жарові труби. Розташовані вони завжди в нижній частині водяного простору, що підвищує теплообмін і покращує циркуляцію котлової води.

У Німеччині, згідно нормативним актам, встановлюють дві жарові труби при потужності котла більше 10 МВт. В інших країнах немає жорсткої вимоги по співвідношенню потужності і числа жарових труб, тому можна зустріти більш потужні котли з однієї жарової трубою, так само, як і менш потужні - з двома жаровими трубами.

Якщо виробники не підкреслюють, що їх котел - трьохходовий, то це означає, що пальник практично прямоточний: він утворює довгий факел. Відпрацьовані гази досягають протилежної водоохолоджувальної стінки, розгортаються і рухаються в бік передньої стінки. Тут вони потрапляють в кільцеву камеру, з якої по димогарних трубках рухаються знову в сторону задньої стінки, віддаючи тепло котельній воді

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Найчастіше в назві котла присутній термін «триходовий». Це означає, що продукти згоряння після жарової труби повертаються назад вже по димогарних трубах, розташованим, як правило, ближче до жарової труби. У фронтівій стіні котла димові гази роблять ще один поворот і проходять по димогарних трубах третього ходу в бік задньої стінки.

Для більш повного використання теплоти димових газів, багато виробників встановлюють в димогарні трубки третього ходу спеціальні турбулізатори з високоміцної сталі. Такий же ефект досягається іноді без вставок, за рахунок спеціальної форми самих трубок. Турбулізація потоку збільшує тепловідвід і тим самим знижує температуру відхідних газів, тобто підвищує ККД котла.

У більшості котлів підвищення ККД також забезпечується установкою економайзера після третього ходу димових газів. Схема такого котла має важливу особливість: заслонка у верхній частині димової камери дозволяє пропускати частину продуктів згоряння безпосередньо, шунтуючи економайзер. Завдяки цьому при зміні навантаження або при неприпустимому зниженні температури зворотної води котла вдається підтримувати постійну температуру відхідних газів. При спалюванні палив, що містять сірку, це особливо важливо, тому що завдяки цьому найпростішому пристрою вдається підтримувати «сухий» режим роботи економайзера, не опускаючись нижче температури точки роси.

Сама по собі наявність економайзера помітно підвищує ККД котла. Так, наприклад, водогрійний котел Omnimat 16PG фірми Borsig Energy без економайзера має ККД 93%, а Omnimat 16PGA (з економайзером) - 95,6%. При рівній корисній тепловій потужності цих котлів (8 МВт), перший споживає при номінальному навантаженні 929 м<sup>3</sup> / год природного газу, а другий - тільки 904 м<sup>3</sup> / год. При цьому обидва котли мають однакову висоту і ширину, але довжина котла з економайзером більше на ≈10% (4,81 м у 16PG і 5,30 м у котла 16PGA).

У більшості випадків триходові котли мають на виході з жарової труби так звану димогарно-вогневу камеру. Відпрацьовані гази в цій камері розгортаються на 180 ° і надходять в димогарні трубки другого газоходу. Вогнева камера зазвичай охолоджується навколишньою водою з котельної, хоча зустрічаються і виносні вогневі камери, виготовлені з суцільнозварних екранних труб.

Поворот димових газів від другого ходу до димогарних трубок третього ходу здійснюється в передній вогневій камері. Ця кільцева камера оснащена одним або двома люками, які дозволяють дістатися до димогарних труб для їх огляду і очищення в період ремонтних робіт.

Циліндричний корпус жаротрубних котлів завжди покритий високоефективною теплоізоляцією товщиною 100-120 мм. Поверх ізоляції корпус зазвичай обшивають з двох сторін оцинкованими або алюмінієвими листами. Хороша ізоляція в поєднанні з компактним виконанням самого котла сприяє зниженню втрат теплоти в навколишнє середовище.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		61

До корпусу котлів під'єднані штуцери для повернення води і для видачі насиченої пари. Для зливу води є спеціальний штуцер в нижній частині біля заднього кінця корпусу. На верхній частині корпусу є також штуцери контрольно-вимірювальних приладів. На парових котлах обов'язкові показчики рівня води.

Більшість виробників постачають парові котли разом з живильним електронасосом і паровим інжектором. На верхній частині всіх великих котлів є площадка для обслуговування арматури і контрольно-вимірювальних пристроїв. У комплекті з основним обладнанням виробники, як правило, постачають блок управління. Цей блок на парових котлах включає регулятор рівня, що впливає на поживний насос. Блок управління з'єднаний з манометром, з обмежувальним і запобіжним реле тиску. Тут же є перемикач з ручного на автоматичне керування насосом, світлова та звукова сигналізація, що включаються при аварійній ситуації.

Камери згоряння в жаротрубних котлах працюють при надмірному тиску, тому установка димосмоку для евакуації газів не потрібно. Повітря для горіння подається вентилятором, вбудованим в пальниковий блок.

Автоматизоване управління роботою котла дозволяє звести до мінімуму зайнятість кваліфікованого персоналу навіть при обслуговуванні великих парових або водогрійних котлів.

Котли, описані вище, встановлюють, як правило, в межах міста або в передмістях. Жорсткі норми щодо захисту навколишнього середовища змушують власників котелень обмежувати викиди в атмосферу таких токсичних забруднювачів, як зольні частки, оксиди азоту ( $\text{NO}_x$ ), сірчистий ангідрид ( $\text{SO}_2$ ) і монооксид вуглецю (чадний газ -  $\text{CO}$ ). Оскільки комплектація котельних установок апаратами з очищення димових газів від цих токсичних компонентів підвищила б їх вартість у кілька разів, найбільш економічним варіантом є використання газоподібного або рідкого палива. В останньому випадку обов'язковим є використання дизельного палива або легких сортів мазуту з низьким вмістом сірки. При такому виборі палива практично єдиним забруднювачем атмосфери виявляються оксиди азоту  $\text{NO}_x$ .

Головним засобом забезпечення допустимих викидів  $\text{NO}_x$  на промислових і опалювальних котлах служать малотоксичні пальники. У деяких випадках використовується також рециркуляція димових газів через пальник. За рахунок спеціальної конструкції малотоксичні пальники створюють факел з певною інтенсивністю змішування палива з повітрям, що зменшує швидкість утворення  $\text{NO}_x$ . У поєднанні з помірним тепловим навантаженням топкової камери, інтенсивним тепловідведенням і трьохходовою схемою більшості котлів, малотоксичні пальники забезпечують зниження викидів  $\text{NO}_x$  до рівня, який відповідає вимогам держстандарту України.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		62

Ряд котелень все ж змушені спалювати тверде паливо: вугілля, деревні відходи, тверді побутові відходи і т.д. В такому випадку агрегати поставляються у вигляді трьох блоків: власне котла, винесеної топки і золоуловлювача, після якого димові гази надходять до димосмоку. Спалювання дерев'яних або відсортованих промислових відходів відбувається на похилій механічній решітці, а продукти згоряння спрямовуються в жарову трубу. Рідше зустрічається інший варіант: ланцюгова механічна решітка вставлена безпосередньо в жарову трубу циліндричного котла.

Часто зустрічається ситуація, коли з метою економії, споживач просить встановити на котел іншої марки імпортований паливник, що забезпечує роботу котла без обслуговуючого персоналу, пуск котла шляхом натискання кнопки і мінімальні викиди токсичних забруднювачів в атмосферу (CO і Nox). Як приклад розглянемо жаротрубні парові котли кількох зарубіжних компаній, що активно діють на українському ринку.

Одна з таких компаній - Babcock Wanson (Франція). Ця компанія представляє на ринку кілька серій жаротрубних парових котлів. При невеликих потребах в парі Babcock Wanson пропонує компактний паровий котел серії BWB (від 160 кг до 3 т/год). Завдяки малим розмірам такий котел можна використовувати при проектуванні модульної котельні. Котел - двоходовий, розміщення жарової труби в центрі покращує розподіл навантажень і збільшує термін служби теплообмінного блоку котла, особливо при численних циклах запуску і зупинки котла. Доступ до задньої трубної панелі забезпечується шляхом відкату задньої оглядової двері, що підвішена на консольній рейці. Таким чином, полегшується як обслуговування котла, так і обов'язкові періодичні інспекції органами технагляду.

При більшій потребі в парі краще використовувати котел BWD (від 1 до 10,4 т / год). Модель серії BWD є котлом спеціальної конструкції, з частково водоохолоджуваним дном топки, розробленим компанією Babcock Wanson. Сепаратор пари, розташований всередині корпусу котла, а також короткий час адаптації паливника забезпечують гарантовану сухість пари 99,5%.

Для великих промислових котелень компанією Babcock Wanson була розроблена серія BWR (12,5-30 т/год). Це парові трьохходові жаротрубно-димогарні котли спеціальної конструкції з трубним водоохолоджуваним дном топки. Дані котли поєднують переваги жаротрубної і водотрубної технології. Конструкція забезпечує максимально високий, допустимий для жаротрубних котлів тиск в водогрійній камері (до 25 бар). Дана конструкція котла забезпечує кращий рівень безпеки при низькому рівні води і виключає ризик відкладення шламу на дні котла. Оптимізація конструкції котла дозволяє вбудувати в передню димову камеру модуль перегріву пари.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		63

ККД описаних вище котлів оптимізований завдяки особливій технічній розробки компанії Babcock Wanson. Усередині гладкостінних димогарних труб розміщуються гвинтові напрямні, обертальний рух проходить по трубі продуктами згоряння, в результаті чого досягається значне поліпшення теплообміну. Компанія Babcock Wanson використовує свої фірмові пальники у всьому модельному ряді жаротрубних котлів. Кожний окремо взятий пальник спроектований з урахуванням особливостей камери згоряння, що дозволяє економити паливо, тим самим підвищуючи ККД. Пальники працюють як на газі і дизельному паливі, так і на мазуті.

Для ще більшого збільшення ККД, зниження витрати палива і електроенергії, а також для досягнення надзвичайно низьких викидів NOx, Babcock Wanson пропонує для “пакет Ecostream”, що знижує експлуатаційні витрати котлів. Даний пакет включає в себе систему теплообмінників вода-вода або / і вода-повітря. Також компанія виробляє серію котлів VAB-BP (від 160 до 5300 кг / год) з низьким тиском пари (<0,5 бар), які не потрапляють під дію органів з нагляду за безпекою. Для утилізації теплоти, що утворюється в технологічних процесах, пропонуються жаротрубні парові котли-утилізатори.

Розглянемо парові жаротрубні котли компанії Bosch Industriekessel GmbH (Німеччина). Найбільш популярні котли цієї компанії відомі на ринку під маркою Buderus. Лінійка котлів Buderus Logano SHD 815 / UL-S включає в себе жаротрубні-димогарні котли з однієї жарової трубою (трьохходова схема) паропроодуктивністю від 1,25 до 28 т / год.

Більші котли (типоряд Buderus Logano SHD 915 / ZFR) обладнані двома жаровими трубами, а їх паропроодуктивність становить від 18 до 55 т / год. Всі котли серії Buderus Logano обладнані малотоксичними пальниками, що забезпечують мінімальну емісію токсичних оксидів азоту. Втрати в навколишнє середовище у цих котлів знижені за рахунок застосування високоякісних теплоізоляційних матів і спеціальних утеплювачів. На всіх навантаженнях котли працюють з низьким рівнем шуму. Зменшення експлуатаційних витрат забезпечується не тільки в результаті зниження витрати палива, але і за рахунок меншого споживання електроенергії на власні потреби і високоефективної системи управління котлом.

Залежно від вимог споживача пара, в котельні можуть бути встановлені котли на тиск від 0,5 до 30 бар. Котли з підвищеною температурою пари обладнані пароперегрівом. Котли серії SHD 915 / ZFR мають по 2 жарових труби, але при зниженому навантаженні можуть працювати і з однією включеною жаровою трубою. Важливо відзначити, що робота з однією жаровою трубою дозволяє істотно підвищити ККД котла на зниженому навантаженні (в порівнянні з роботою на двох пальниках).

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		64

## Експлуатація жаротрубних парових котлів

Найбільша частина промислових та муніципальних споживачів потребує насичену або трохи перегріту (тиск - до 30 бар,  $t$  - до 300 ° C) пару в об'ємі не вище 200 т/год. Для її виробництва, як правило, використовують один або кілька парових котлів жаротрубної конструкції з газовим або рідкопаливним пальником. У згаданому спектрі застосування вони і зручніше, і економічніше водотрубних котлів.

Експлуатація сучасних парових жаротрубних котлів не викликає особливих складнощів. Тим не менш, вони часто піддаються ряду навантажень (по суті, передбачуваних), які мають вирішальний вплив на надійність і довговічність котлів. Це, перш за все, помилки в проектуванні і наладці, вплив з боку споживача і недостатня якість води, що викликає корозію або утворення відкладень. У статистиці причин пошкоджень котлів недостатня водопідготовка стоїть на першому місці. Часто погана якість води може бути результатом неналежного контролю її параметрів, відсутністю спеціальних знань у персоналу, помилок в оцінці результатів вимірювань або невжиття заходів при виявленні відхилень.

Для запобігання пошкоджень через недостатню якість води потрібно в першу чергу дотримання параметрів води, зазначених виробником котельного обладнання. Поряд з використанням необхідних компонентів системи водопідготовки, слід також дбати про своєчасне отримання достовірних даних про якість води. Найкращим чином це забезпечується за допомогою повністю автоматизованих пристроїв аналізу, які реєструють і контролюють такі параметри води, як жорсткість, провідність, значення рН, чистота конденсату. Таким пристроєм є, зокрема, модуль LWA виробництва Bosch Industriekessel GmbH.

Помилки в проектуванні і наладці. Одна з головних помилок - завищення продуктивності котла. Ця проблема часто виявляється в старих котельнях, де споживання пари скорочено в результаті зменшення споживачів або зниження використання теплоти в результаті здійснення енергозберігаючих заходів. При проектуванні нових установок вона також може мати місце, якщо неправильно оцінені коефіцієнти одночасності роботи споживачів або в розрахунках закладено занадто великий запас по потужності.

Наслідком значно меншого споживання пари щодо продуктивності котла стануть часті включення і виключення пальника. Що в свою чергу викликає температурні коливання, які можуть стати критичними, особливо у котлів з газовими пальниками та великим часом продувки.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						65
Змін	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Пальники забезпечують в камері згорання температуру 1400-1700 ° С. Під час фази продувки, запропонованої перед кожним розпалюванням пальника, з котельного приміщення в топку надходить первинне повітря з  $t = 20...30$  ° С. Це викликає охолодження гарячих поверхонь нагріву. Потім запалюється пальник і в більшості випадків дуже швидко отримує сигнал збільшити навантаження до максимуму. У гранично малих фазах навантаження пальник знову відключають вже під час набору потужності, щоб потім знову продути і розпалити. Такі маніпуляції викликають різне розширення топкової камери і обшивки котла, а значить, напругу в конструкції. Згодом робота в такому режимі може привести до втоми матеріалу. Страждає і економічність, так як кожна продувка означає істотну втрату теплоти. Тому потрібно прагнути до того, щоб число циклів перемикання пальника не перевищувало 4 за годину. Для цього рекомендують:

- Оснащення пальника пристроєм регулювання, які затримують миттєвий вихід пальника на максимальну потужність при старті;
- Застосування регуляторів потужності, що забезпечують можливість необмежений час утримувати пальник на малій ступені навантаження;
- Використання пальників з широким діапазоном регулювання потужності;
- Узгодження потужності пальника з дійсними потребами, тобто її модифікація або заміна на менш потужну.

Інша серйозна помилка - надто мала різниця між тиском включення і виключення пальника. Регулювання потужності парового котла здійснюється на основі даних про тиск пари в котлі. Якщо він нижче мінімального за заданих граничних значень, відбувається включення пальника. Перевищення верхнього порогу викликає її відключення. Завдання надто вузького діапазону між  $R_{вкл}$  і  $R_{викл}$  призводить до наступного:

- Скачки тиску викликають часті включення і виключення пальника, а значить, описане вище термо циклірування з усіма його негативними наслідками;
- Підтримка тиску у вузькому діапазоні регулювання вимагає в примусовому порядку точного регулювання потужності. Поряд з високим зносом виконавчих механізмів пальника, це викликає достроковий знос матеріалу поверхонь нагріву.

Досвід показав, що з виставленням різниці 10-15% між значеннями тиску вмикання та вимикання пальника (в залежності від типу її регулятора і робочого тиску котла) щодо запобіжного тиску котла, дані проблеми будуть надійним чином усунуті.

Ще однією причиною, яка призводить до зносу стінок котла, є неправильне налаштування регулятора потужності, коли задається занадто малий час реакції регулятора потужності і позиціонування пальника. Сучасні менеджери горіння дозволяють варіювати час позиціонування пальника, тобто тривалість переходу від малого навантаження до великого. Одночасно за допомогою зміни параметрів регулювання потужності можна впливати на швидкість реагування пальника на відхилення контрольованих величин від заданих значень. Однак жаротрубні котли є порівняно інертною системою.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
Змін	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

Налаштування регулятора потужності на дуже швидке реагування, можливо, в поєднанні з дуже малим часом позиціонування пальника ведуть до швидкого генерування теплоти в жаровій трубі. Перенесення цієї теплоти від поверхонь нагріву здійснюють, насамперед, що піднімаються в паровий простір парові бульбашки. Однак їх утворення відбувається з невеликим запізненням за часом. Наслідками такої розбіжності є короточасні місцеві перегріву і додаткове термоциклірування, що прискорюють знос матеріалу через перегрів стінок котла. Тому введення котла в експлуатацію з налаштуванням пальника і регулювальних характеристик має виконувати тільки навчений персонал.

Також до зносу котлів призводить відсутність програми автоматичного послідовного управління багатокотельними системами. Завдання включення і виключення котлів при зміні навантаження лягає в даному випадку на оператора. Наслідком можливих несвоєчасних дій персоналу стане ситуація, коли при виробництві кількості пари, що цілком покривається одним паровим котлом, інший буде часто і короткочасно включатися.

Вид послідовного управління (підключення і відключення котлів в залежності від їх кількості або тиску пари), з одного боку, залежить від числа котлів, з іншого - від того, які коливання тиску допустимі для споживача. При послідовному управлінні за кількістю пари реалізований діапазон коливання тиску може підтримуватися значно нижче.

Також потрібно звертати увагу на наступні моменти:

- Парогенератори в багатокотельних установках повинні бути гідравлічно відокремлені один від одного (наприклад, за допомогою зворотної арматури), що перешкоджає їх взаємному впливу;
- Вже при проектуванні потрібно передбачити оснащення котлів нагрівальним змішувачем, що знаходяться в донній частині. Це дозволить уникнути температурного розшарування котельної води під час фази підтримки в «гарячому» стані.

### **Небезпечні режими експлуатації та вплив споживача**

Частий запуск котла з “холодного” стану обумовлює найбільше механічне навантаження на корпус котла. Причина - велика різниця температур між жаровою трубою і обшивкою котла при холодному запуску, в порівнянні з режимом нормальної експлуатації при робочій температурі. Викликане тепловим розширенням зміщення жарової труби щодо корпусу котла в процесі запуску веде до значного надмірного навантаження. Це навантаження ще більше посилюється, якщо під час запуску неможливо ніяке або можливо тільки дуже незначне утворення парових бульбашок, що трапляється, наприклад, при закритій арматурі відбору пара. В цьому випадку в корпусі парового котла природної циркуляції води не відбувається, і її температурне розшарування (внизу холодна, нагорі гаряча вода) викликає додаткову напругу. При дуже частих холодних запусках ці змінні навантаження можуть привести до утворення тріщин в матеріалі або, в гіршому випадку, до його руйнування.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк. 67
Змін	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Основні рекомендації виробників по зниженню пускового навантаження полягають у наступному:

- Запуск котла з холодного стану і доведення до робочої температури, по можливості, слід здійснювати при найменшій потужності пальника;
- Під час процесу запуску незначна кількість пари повинна мати можливість постійно залишати котел, щоб витісненням парових бульбашок забезпечувалася природна циркуляція води;
- Ідеальний варіант - реалізація автоматичної пускової схеми, яка, в залежності від температури води і тиску, регулює режим роботи пальника і потужність так, що навантаження скорочуються до мінімального рівня.

Ще одним негативним фактором з боку споживача є тривале перебування котла в режимі Stand-by (підтримання котла в «гарячому» стані, але без відбору пара). Залежно від реалізованої програми управління при цьому або закривається головний паровий вентиль, або введений котел налаштовується на більш низький, ніж в мережі, тиск. У такому режимі котел перемикають лише від випадку до випадку, щоб компенсувати втрати теплоти. Якщо даний стан підтримується протягом довгого (більше трьох днів) періоду, то в котлі починає встановлюватися температурне розшарування. При переведенні котла в нормальний режим роботи, що реагує на високий робочий тиск (гаряча верхня область) автоматика розпізнає його як наявний в розпорядженні і в разі надходження відповідного запиту в дуже короткий час виводить пальник на роботу з високою потужністю. У поєднанні з температурним розшаруванням це викликає напругу, про яку говорилося вище.

Можливе рішення даної проблеми - монтаж на дні котла нагрівального зміювика, що дозволяє уникнути шкідливих температурних розшарувань в товщі води. Нагрівання цього теплообмінника здійснюється парою, і реалізувати даний варіант можна в багатокотельних системах або при наявності інших надійних джерел пари.

Також негативно можуть позначатися коливання тиску в результаті сильних перепадів споживання. При високих швидкостях зміни навантаження і сильних коливаннях тиску, в котлі можуть утворитися несприятливі стану потоки. Необхідне відведення теплоти від поверхонь нагріву від парових бульбашок може ускладнитись: багато маленьких бульбашок можуть об'єднуватися в більші, затримуватися на поверхнях нагріву і тим самим сприяти появі зон місцевого перегріву. З цієї причини для котельних установок, що постачають споживачів з різко мінливим навантаженням, повинні бути прийняті особливі заходи, які дозволять обмежити коливання тиску в котлі незалежно від споживача. Ось деякі з них:

- Більш високий ступінь захисту котла по тиску і застосування редуційної установки, що монтується між котлом і споживачем;
- Застосування акумуляторів пари для піків навантаження;
- Підтримка в котлі тиску відрегульованим паровим вентилем, що захищає котел від занадто сильного падіння тиску.

					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						68
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Висновок

Всі перераховані причини виникнення котлових навантажень вказують на те, що завдання їх недопущення носить комплексний характер. Вона вирішується на всіх етапах - від проектування, виготовлення і монтажу установки до її експлуатації.

Унаслідок певної складності парових котлів і їх роботи абсолютно необхідно, щоб проектування парової котельні проводилося тільки кваліфікованими і досвідченими фахівцями, так як більшість можливих помилок можна уникнути вже на цьому етапі. Монтаж системи також повинен здійснюватися компетентним виконавцем, добре уявляє собі спільну роботу різних компонентів котельні. До того ж, треба розуміти, що вирішальну роль в бездоганною і безвідмовної експлуатації всієї системи грає якість обраних котлів, пальників і додаткового обладнання.

Велике значення мають методи експлуатації та обслуговування парогенераторів, завжди позначаються на її довговічності. Тому для довгої і безперебійної роботи створюваної парової котельні фахівці настійно рекомендують укласти договір з виробником котельного обладнання про його технічному і сервісному обслуговуванні з віддаленим моніторингом несправностей.



					00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Список використаної літератури

1. Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.М. 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 “Теплоенергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. . – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.
2. Бузников Е.Ф. и др.. Производственные и отопительные котельные.– М.:– Энергоатомиздат.– 1984.– 248 с.
3. Роддатис К.Ф., Соколовский Я.Б. – Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергия. – 1979. – 368 с.
4. Філоненко В.М., Масліков М.М. Джерела енергопостання промислових підприємств. – Мет. Вказ. до вивчення дисципліни для студентів спеціальності “Промислова теплоенергетики” ден. та заочн. форм навчання. – К.: НУХТ. – 2002.– 34с.
5. Торчинский Я.М. Нормирование расхода газа для отопительных котельных. – Л.: Недра. – 1991. – 163 с.
6. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов ДНАОПО.00-1.08-94. –Х.: Форт, 2000. – 184 с.
7. СНиП II-35-76. Котельные установки / ЦИТП Госстроя СССР.- М.,1977.– 47 с.
8. Лившиц О. В. Справочник по водоподготовке котельных установок.— М. : Энергия, 1976. – 287 с.
9. Шилов Е.Й., Гойко А.Ф., Измайлова Е.В. Складання кошторисної документації за допомогою укрупнених показників: Навч. посібник. –К.:КНУБА, 2001. – 127 с.
10. ДБН В.2.2-15:2005 «Житлові будинки. Основні положення».[Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2016/11/DBN-V.2.2-15-2005.pdf>
11. 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>
12. ДБН В.2.5-67:2013 «Опалення, вентиляція та кондиуіювання.[Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1018>

Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	00БП144.ОПТЕ008.014.ПЗ