

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

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

**«До захисту в ЕК»**

Директор інституту

\_\_\_\_\_ Блаженко С.І. \_\_\_\_\_  
(підпис) (прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

**«До захисту допущено»**

В.о. завідувача кафедри

\_\_\_\_\_ Петренко В.П. \_\_\_\_\_  
(підпис) (прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 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  
\_\_\_\_\_ № 1 в місті Хмельницький \_\_\_\_\_

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

Мисько Віталій Іванович

(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

Керівник \_\_\_\_\_ доц. Бойко Володимир Олександрович \_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

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

## З А В Д А Н Н Я

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Миська Віталія Івановича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 1 в місті Хмельницький

керівник роботи к.т.н.доц. Бойко Володимир Олександрович

(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 -21 °С; температура зовнішнього повітря 0,6 °С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду – 191 доба; температури мережної води  $\tau'_{01}/\tau'_{02}$ : 120°С/70°С.

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.



## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. Розрахунок теплових навантажень житлово – промислового району міста.....	8
1.1. Вихідні дані до проекту.....	8
1.2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району.....	9
1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях.....	15
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія.....	26
1.5. Вихідні дані до розділу 2.....	28
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	30
2.1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами.....	30
2.2 Формування принципової схеми водогрійної котельні.....	33
2.3 Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами .....	33
2.4 Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	44
2.5 Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні	47
РОЗДІЛ 3. Охорона праці.....	51
РОЗДІЛ 4. Аналіз існуючих методів підвищення енерго-екологічної ефективності експлуатації об’єктів теплоенергетики .....	57
Список використаної літератури.....	68

					<b>00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ</b>			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Хмельницький</i> <b>Зміст</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Мисько В.І.						4
Перевірив		Бойко В.О.						
Рецензув.						ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив		Петренко В.П.						

## АНОТАЦІЯ

**Мисько В.І. Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 1 в місті Хмельницький** - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району на 32 квартали, 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 сумарної 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.

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

Четвертий розділ - аналіз існуючих методів підвищення енергоекологічної ефективності експлуатації об'єктів теплоенергетики.

Графічна частина виконана на 4 листах формату А1.

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Хмельницький <b>Анотація</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Мисько В.І.						5
Перевірив		Бойко В.О.						
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.				ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		

## ABSTRACT

**Musko V.I. Project of heat supply system of residential-industrial district № 1 in the city of Khmelnytskyi** - 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 32 quarters, found graphs of dependence of heat loads of heating, ventilation and hot water supply of the area on the outside air temperature, graph of temperature and network water consumption from outside air temperature, schedule of annual total heat consumption.

The system of technical decisions on creation of a boiler-house is substantiated and formulated, 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 carried out, the expanded scheme of a boiler-house

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

The fourth section is analysis of existing methods to increase energy and environmental efficiency of thermal power plants.

The graphic part is made on 4 sheets of A1 format.

**Key words:** thermal calculation, boiler house, load schedules, thermal equipment, subscriber connection scheme, water-heating boiler room, modern heat supply systems.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		6

## ВСТУП

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

Актуальність даної роботи полягає в тому, що на сьогоднішній день більшість будинків житлових районів мають «морально» застаріле обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам і потребам населення нашої держави. Через те виникає потреба у створенні сучасного обладнання, яке відповідає європейським стандартам і зможе повністю забезпечувати зростаючі потреби населення у тепло – та водопостачанні.

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 тепlopостачання 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.

					<b>00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ</b>			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №1 в м. Хмельницький</i> <b>Вступ</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Мисько В.І.							7
Перевірив	Бойко В.О.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							
						ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		

# РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

## 1.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

- 1.1.1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Хмельницький.
- 1.1.2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант № 1.
- 1.1.3. Структура теплового навантаження:
- 1.1.3.1. Опалення житлових кварталів
- 1.1.3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів
- 1.1.3.3. Вентиляція громадських будівель
- 1.1.3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства 12,0 МВт
- (Теплоносій – гаряча вода  $t_2'' = 95$  °С, степінь повернення води 1,0)
- 1.1.4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення – -21 °С.
- 1.1.5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – -0,6 °С.
- 1.1.6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції – -10 °С.
- 1.1.7. Температура початку опалювального періоду,  $t_{знк} = +8$  °С
- 1.1.8. Температура точки “зламу”,  $t_{3,3}$  (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
- 1.1.9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень Здійснити для трьох характерних режимів:
- максимально зимового;
  - точки “зламу” температурного графіка опалення;
  - літнього.
- 1.1.10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
- 1.1.11. Тривалість опалювального періоду – 191 доба.
- 1.1.12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього періоду, діб

Таблиця 1.1

Тривалість періоду стояння температур зовнішнього періоду

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, °С							
	-30... ...-25	-25... ...-20	-20... ...-15	-15... ...-10	-10... ...-5	-5... ...0	0... ...+5	+5... ...+8
У вказаному інтервалі	0,0	0,1	0,9	4,2	12,5	25,9	48,0	99,4
Нижче даної	0,0	0,1	1,0	5,2	17,7	43,6	91,6	191

1.1.13. Розрахункові температури мережної води  $\tau_{01}' / \tau_{02}' : 120^{\circ}C / 70^{\circ}C$ .

00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ				
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата
Розробив	Мисько В.І.			
Перевірив	Бойко В.О.			
Н. Контр.				
Затвердив	Петренко В.П.			
Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №1 в м. Хмельницький				
			Літера	Аркуш
			в	Аркушів
ТЕ-4-4, каф. ТЕХТ, НУХТ				

1.1.14. Система теплопостачання – закрыта.

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

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

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

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

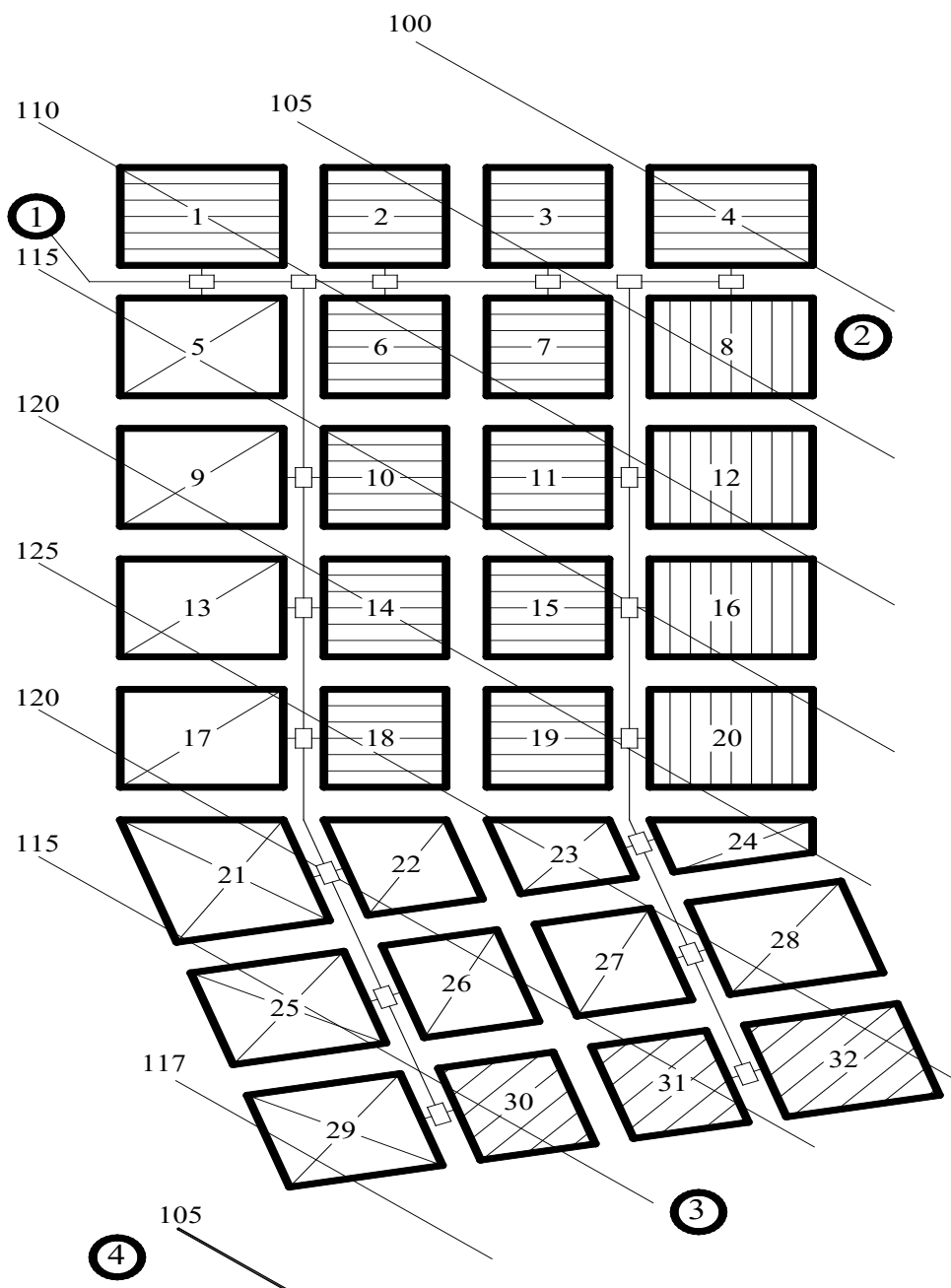


Рис.1.1 План району

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
						9
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2.2. Нумерую на плані району квартали району тепlopостачання.

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

$$F_{\text{ж}} = F_i f_i = 1,09 \cdot 6500 = 7078,5 \text{ м}^2$$

де  $f_i$  - густина (щільність) житлового фонду,  $\text{м}^2/\text{га}$ , приймається в залежності від поверховості забудови /додаток 8/.

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

$$Q'_{\text{оmax}} = q_o F_{\text{ж}} (1 + K_{\text{зр}}) 10^{-6} = 74,6 \cdot 7078,5 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,66 \text{ МВт}$$

де  $q_o$  - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення  $1\text{м}^2$  загальної площі житлових споруд,  $\text{Вт}/\text{м}^2$  /додаток 9/;  $K_{\text{зр}}$  - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд,  $K_{\text{зр}} = 0,25$ .

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

$$Q'_{\text{вmax}} = K_{\text{зр}} K_{\text{в}} q_o F_{\text{ж}} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 74,6 \cdot 7078,5 \cdot 10^{-6} = 0,08 \text{ МВт}$$

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

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

$$m = \frac{F_{\text{ж}}}{f_3} = \frac{7078,5}{25} = 283$$

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

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

$$Q'_{\text{ГВП}} = q_2 m 10^{-6} = 376 \cdot 283 \cdot 10^{-6} = 0,11 \text{ МВт}$$

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

1.2.8. Звожу результати розрахунку по кожному кварталу в таблицю 1.2.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
						10
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2

## Розрахункові теплові навантаження

Номер квар-тала	Площа квар-тала, га	Густина (щільність) житлового фонду, м <sup>2</sup> /га	Житлова площа кварталу, м <sup>2</sup>	Кількість мешканців, люд.	Теплові потоки, МВт			
					Опалення $Q'_{o\max}$	Вентиляція $Q'_{в\max}$	ГВП $Q'_{ГВП}$	Всього : 6+7+8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1,09	6500	7078,50	283	0,66	0,08	0,11	0,85
2	0,82	6500	5308,88	212	0,50	0,06	0,08	0,63
3	0,82	6500	5308,88	212	0,50	0,06	0,08	0,63
4	1,09	6500	7078,50	283	0,66	0,08	0,11	0,85
5	1,09	8100	8820,90	353	0,82	0,10	0,13	1,05
6	0,82	6500	5308,88	212	0,50	0,06	0,08	0,63
7	0,82	6500	5308,88	212	0,50	0,06	0,08	0,63
8	1,09	6900	7514,10	301	0,70	0,08	0,11	0,90
9	1,09	7200	7840,80	314	0,73	0,09	0,12	0,94
10	0,82	5800	4737,15	189	0,44	0,05	0,07	0,57
11	0,82	5800	4737,15	189	0,44	0,05	0,07	0,57
12	1,09	6100	6642,90	266	0,62	0,07	0,10	0,79
13	1,09	7200	7840,80	314	0,73	0,09	0,12	0,94
14	0,82	5800	4737,15	189	0,44	0,05	0,07	0,57
15	0,82	5800	4737,15	189	0,44	0,05	0,07	0,57
16	1,09	6100	6642,90	266	0,62	0,07	0,10	0,79
17	1,09	7200	7840,80	314	0,73	0,09	0,12	0,94
18	0,82	5800	4737,15	189	0,44	0,05	0,07	0,57
19	0,82	5800	4737,15	189	0,44	0,05	0,07	0,57
20	1,09	6100	6642,90	266	0,62	0,07	0,10	0,79
21	1,26	7800	9862,71	395	0,92	0,11	0,15	1,18
22	0,82	7500	6171,00	247	0,58	0,07	0,09	0,74
23	0,57	7500	4242,56	170	0,40	0,05	0,06	0,51
24	0,53	7500	3993,00	160	0,37	0,04	0,06	0,48
25	1,00	7800	7786,35	311	0,73	0,09	0,12	0,93
26	0,77	7500	5785,31	231	0,54	0,06	0,09	0,69
27	0,77	7500	5785,31	231	0,54	0,06	0,09	0,69
28	1,00	7500	7486,88	299	0,70	0,08	0,11	0,89
29	1,00	7800	7786,35	311	0,73	0,09	0,12	0,93
30	0,77	4700	3625,46	145	0,42	0,05	0,05	0,52
31	0,77	4700	3625,46	145	0,42	0,05	0,05	0,52
32	1,00	4700	4691,78	188	0,54	0,06	0,07	0,68
Всього:	29,32		194443,67	7778	18,39	2,21	2,92	23,53

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

$$Q'_{ГВП\max} = 2,4Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 2,92 = 7,02 \text{ МВт}$$

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

$$Q_{ГВП,л}^{сер} = Q'_{ГВП} \frac{55 - t_{x,в,л}}{55 - t_{x,в,з}} \beta = 2,92 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 1,87 \text{ МВт}$$

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		11

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

1.2.11. Визначаю максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального /літнього/ періоду:

$$Q_{ГВП\max,л}^{сер} = Q'_{ГВП\max} \frac{55 - t_{x.в.л}}{55 - t_{x.в.з}} \beta = 7,02 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 4,49 \text{ МВт}$$

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

$$Q_o = Q'_{o\max} \bar{Q}_o = Q'_{o\max} \frac{t_{в.п} - t_3}{t_{в.п} - t_{3.0}} = 18,39 \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 18,39 \cdot 1 = 18,39 \text{ МВт}$$

$$Q_v = Q'_{v\max} \bar{Q}_o = Q'_{v\max} \frac{t_{в.п} - t_3}{t_{в.п} - t_{3.0}} = 2,21 \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 2,21 \cdot 1 = 2,21 \text{ МВт}$$

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

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

1.2.14. Звожу результати розрахунків теплових навантажень в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3

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

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при $t_3$					літо
			$t_{3.0}$ -21 °С	$t_3$ -10 °С	$t_3^{сер.опал}$ -0,6 °С	$t_{3.3}$ +1,0 °С	$t_{зпк}$ +8 °С	
1	$\bar{Q}_o$		1,00	0,72	0,48	0,44	0,26	-
2	$Q_o$	МВт	18,39	13,21	8,77	8,02	4,72	-
3	$Q_v$	МВт	2,21	1,58	1,05	0,96	0,57	-
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	1,87
5	$Q'_{ГВП\max}$	МВт	7,02	7,02	7,02	7,02	7,02	4,49
6	Всього: 2+3+4	МВт	23,53	17,72	12,75	11,90	8,21	1,87
7	Всього: 2+3+5	МВт	27,62	21,81	16,84	16,00	12,30	4,49

					Аркуш		
					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ		
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата			
					12		

1.2.15. Визначаю річну витрату теплоти:

- на опалення:

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

$$= 18,39 \cdot 191 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-0,6)}{+18 - (-21)} \cdot 3,6 = 144772,5 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

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

$$= 2,21 \cdot 191 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-0,6)}{+18 - (-21)} \cdot 3,6 = 11581,8 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

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

$$= (2,92 \cdot 191 \cdot 24 + 1,87 \cdot (8400 - 191 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 73971,96 \text{ ГДж/рік}$$

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

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

$$\sum Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 144772,5 + 11581,8 + 73971,96 = 230326,26 \text{ ГДж/рік}$$

$$\sum Q^{річн} = 63979,52 \text{ МВт/рік}$$

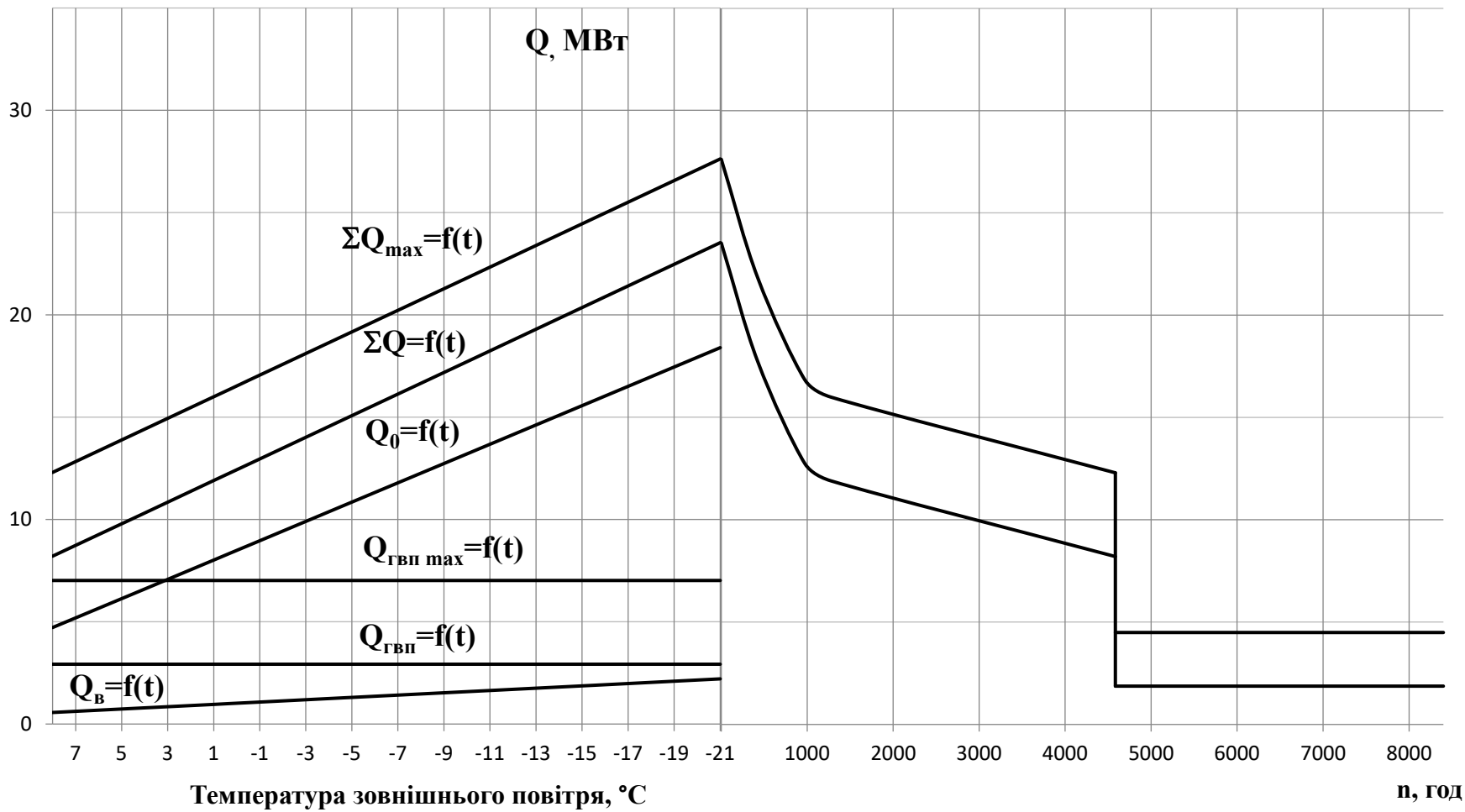
1.2.17. Будую графік зміни теплових навантажень на опалення, ГВП та вентиляцію в залежності від температури зовнішнього повітря та графік зміни теплових навантажень протягом року.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		13

Зм.	
Архив.	
№ док-м.	
Підпис.	
Дата.	

00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ

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



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

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

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

- в подавальному трубопроводі, за формулою:

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{e,p} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o (\delta \tau'_o - 0,5\theta') = \\ &= 18 + \left( \frac{95+70}{2} - 18 \right) \cdot \left( \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} \right)^{0,8} + \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} (50 - 0,5 \cdot 25) = 120 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після вузла змішування, за формулою (4.2):

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{e,p} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 95 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів), за формулою:

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{e,p} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 70 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

де  $\Delta t'_o = \tau'_{np} - t_{e,p} = 82,5 - 18 = 64,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $\tau'_{np} = \frac{\tau'_{o3} + \tau'_{o2}}{2} = \frac{95 + 70}{2} = 82,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$$\bar{Q}_o = \frac{t_{e,p} - t_3}{t_{e,p} - t_{3,0}} = \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 1; \delta \tau'_o = \tau'_{o1} - \tau'_{o2} = 120 - 70 = 50 \text{ }^\circ\text{C};$$

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

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

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

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{4,72 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 45,75)} = 46,41 \text{ кг/с}$$

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

$$G'_{o\max} = \frac{Q'_{o\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{18,39 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 70)} = 87,80 \text{ кг/с}$$

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		15

1.3.1.4 Звожу результати визначення температур і витрат в таблицю 1.4.

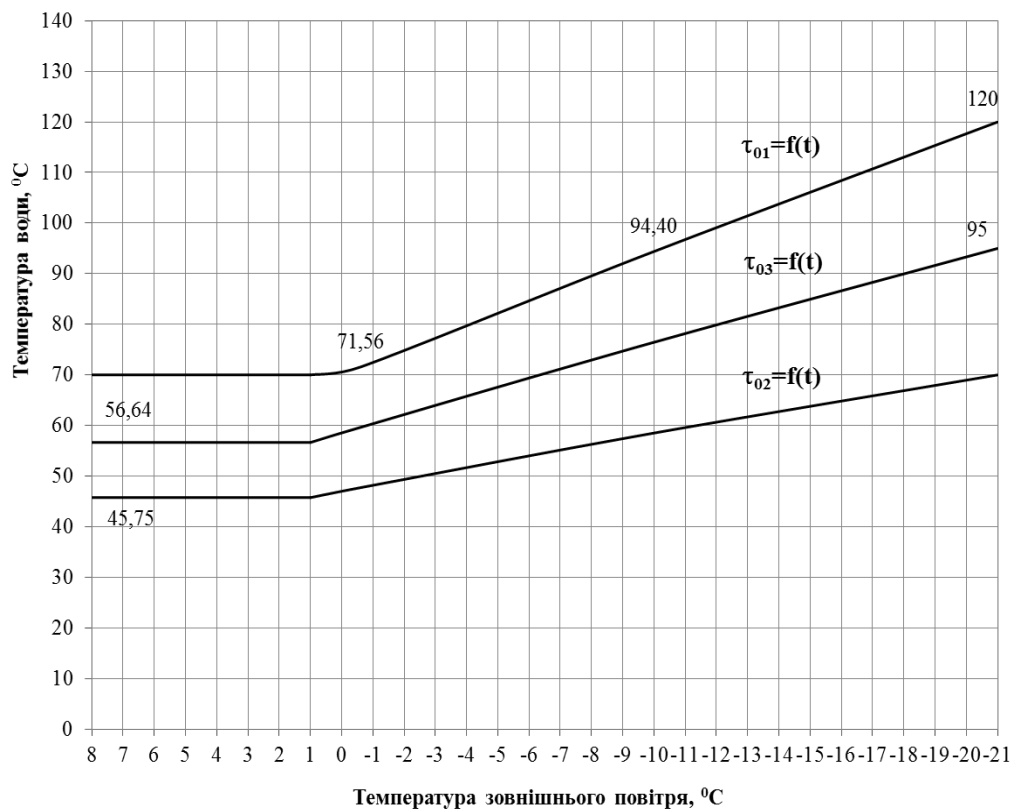
Таблиця 1.4

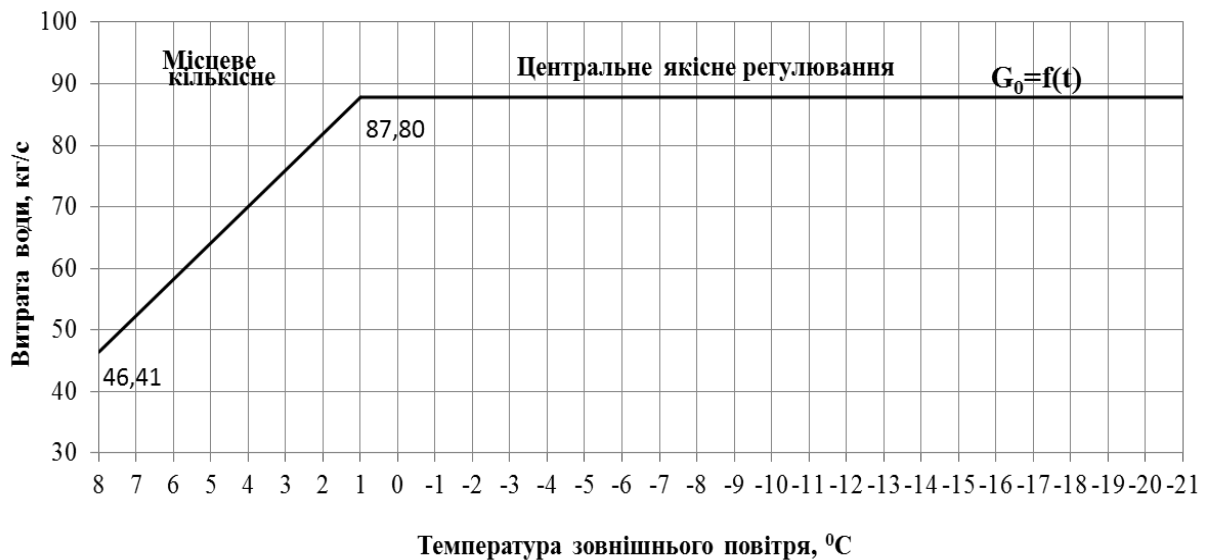
Результати розрахунку температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{z.o}$ -21 °C	$t_z$ -10 °C	$t_z^{сер.опал}$ -0,6 °C	$t_{z.з}$ +1 °C	$t_{зпк}$ +8 °C
$\tau_{o1}$	°C	120	94,40	71,56	70	70
$\tau_{o2}$	°C	70	58,51	47,71	45,75	45,75
$\tau_{o3}$	°C	95	76,45	59,63	56,64	56,64
$G_o$	кг/с	87,80	87,80	87,80	87,80	46,41

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

Рис. 1.3. Графіки зміни температури і витрати мережної води на опалення залежно від температури зовнішнього повітря





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

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

$$G_{ГВП \max} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{7,02 \cdot 10^3}{4,19(70 - 45,75)} \cdot \frac{60 - (45,75 - 5)}{60 - 5} = 24,18 \text{ кг/с}$$

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

$$\begin{aligned} \tau_2 &= \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o \max} + G_{ГВП})} = \\ &= 45,75 - 7,02 \cdot 10^3 \cdot \frac{(45,75 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19(87,8 + 24,18)} = 36,02 \text{ °C} \end{aligned}$$

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

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

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

1.3.2.4. Визначаю температурні напори 1-го і 2-го ступенів підігрівників при розрахунковому режимі ( $t_3 = t_3'''$ ), за формулами:

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta_I} - \Delta t_{M_I}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_I}}{\Delta t_{M_I}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(36,02 - 5) - (45,75 - 40,75)}{\ln \frac{36,02 - 5}{45,75 - 40,75}} = 14,26 \text{ °C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta_{II}} - \Delta t_{M_{II}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_{II}}}{\Delta t_{M_{II}}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{2c} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{2c} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (45,75 - 40,75)}{\ln \frac{70 - 60}{45,75 - 40,75}} = 7,21 \text{ °C}$$

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		17

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

$$q_{2M} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(t_n - t_{x.3})} = \frac{7,01 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 30,46 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_I = cq_{2M}(t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 30,46 \cdot (40,75 - 5) = 4,56 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = cq_{2M}(t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 30,46 \cdot (60 - 40,75) = 2,46 \text{ МВт}$$

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

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 37,99 + 87,8 = 125,79 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 7,01 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 45,75)} = 37,99 \text{ кг/с}$$

1.3.2.8. Визначаю параметр підігрівників 1-го та 2-го ступенів за формулами:

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M_I} G_{\delta_I}}} = \frac{4,56 \cdot 10^3}{14,26 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{30,46 \cdot 125,89}} = 1,23$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{2,46 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{30,46 \cdot 37,99}} = 2,39$$

1.3.2.9. Визначаю 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  $\tau_{cm} = \tau_{o2}$ , за формулою:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 30,46 \cdot (40,75 - 5) = 4,56 \text{ МВт}$$

де  $\varepsilon_I$  визначаю за формулою

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

$$= \left( 0,35 \frac{30,46}{87,8} + 0,65 + \frac{1}{1,23} \sqrt{\frac{30,46}{87,8}} \right)^{-1} = 0,8$$

1.3.2.10. Визначаю температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню, за формулою:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{cq_{2M}} = 5 + \frac{4,56 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 30,46} = 39,20 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.11. Визначаю теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 7,02 - 4,67 = 2,65 \text{ МВт}$$

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		18

1.3.2.12. Визначаю витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню, за формулою:

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2e})} = \frac{2,65 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (71,56 - 39,17)} = 19,58 \text{ кг/с}$$

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

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

1.3.2.13. Визначаю витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню, за формулою:

$$G_I = G_{II} + G'_{o_{max}} = 13,58 + 87,8 = 107,38 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o_{max}}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2e} = \frac{87,8}{107,38} \cdot 47,7 + \frac{13,58}{107,38} \cdot 39,17 = 46,16 \text{ }^\circ\text{C}$$

На цьому попередній розрахунок закінчую.

#### Кінцевий розрахунок.

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

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,85 \cdot 30,46 \cdot (46,16 - 5) = 4,45 \text{ МВт}$$

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

$$= \left( 0,35 \frac{30,46}{107,38} + 0,65 + \frac{1}{1,23} \sqrt{\left[ \frac{30,46}{107,38} \right]} \right)^{-1} = 0,85$$

1.3.2.16. Визначаю температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню, за формулою:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{4,45 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 30,46} = 39,85 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.17. Визначаю теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 7,01 - 4,45 = 2,57 \text{ МВт}$$

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

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		19

$$= \frac{1,7 \cdot 2,39^2 \cdot 30,46}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,39^2 \cdot \left( \frac{(71,56 - 39,09) \cdot 4,19 \cdot 30,46}{2,57 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 19,38 \text{ кг/с}$$

1.3.2.19. Визначаю температуру мережної води на виході із підігрівника 2-го ступеню, за формулою:

$$\tau_{2z} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 81,2 - \frac{2,57 \cdot 10^3}{19,38 \cdot 4,19} = 40,57 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.20. Визначаю витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню, за формулою:

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 19,38 + 87,8 = 107,75 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{87,75}{107,75} \cdot 47,7 + \frac{19,38}{107,75} \cdot 40,57 = 46,46 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

Якщо знайдені величини близько співпадають з даними попереднього розрахунку, то розрахунок закінчено. В протилежному випадку знову провести уточнюючий розрахунок за вищенаведеною методикою.

- Визначаю теплопродуктивність 1-го ступеню:

-

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.z}) = 4,19 \cdot 0,85 \cdot 30,46 \cdot (46,5 - 5) = 4,48 \text{ МВт}$$

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

$$= \left( 0,35 \cdot \frac{30,46}{107,75} + 0,65 + \frac{1}{1,23} \cdot \sqrt{\left[ \frac{30,46}{107,75} \right]} \right)^{-1} = 0,85$$

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

$$t_n = t_{x.z} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{\varepsilon_M}} = 5 + \frac{4,48 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 30,46} = 40,14 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаю теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 7,01 - 4,48 = 2,53 \text{ МВт}$$

1.3.2.23. Визначаю температуру мережної води на виході з підігрівника 1-го ступеню, за формулою:

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 46,5 - \frac{4,48 \cdot 10^3}{107,75 \cdot 4,19} = 36,53 \text{ }^\circ\text{C}$$

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		20

1.3.2.24. Здійсною перевірку:

$$t_2 = \frac{Q_{ГВП}^{II} \cdot 10^3}{c q_{2M}} + t_n = \frac{2,53 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 30,46} + 40,31 = 60 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

1.3.2.25. Визначаю витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП,Л}^{сер} \cdot 10^3}{(\tau_{01}^m - 30)c} = \frac{1,84 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 11,17 \text{ кг/с.}$$

1.3.2.26. Звожу результати розрахунків у таблицю 5.

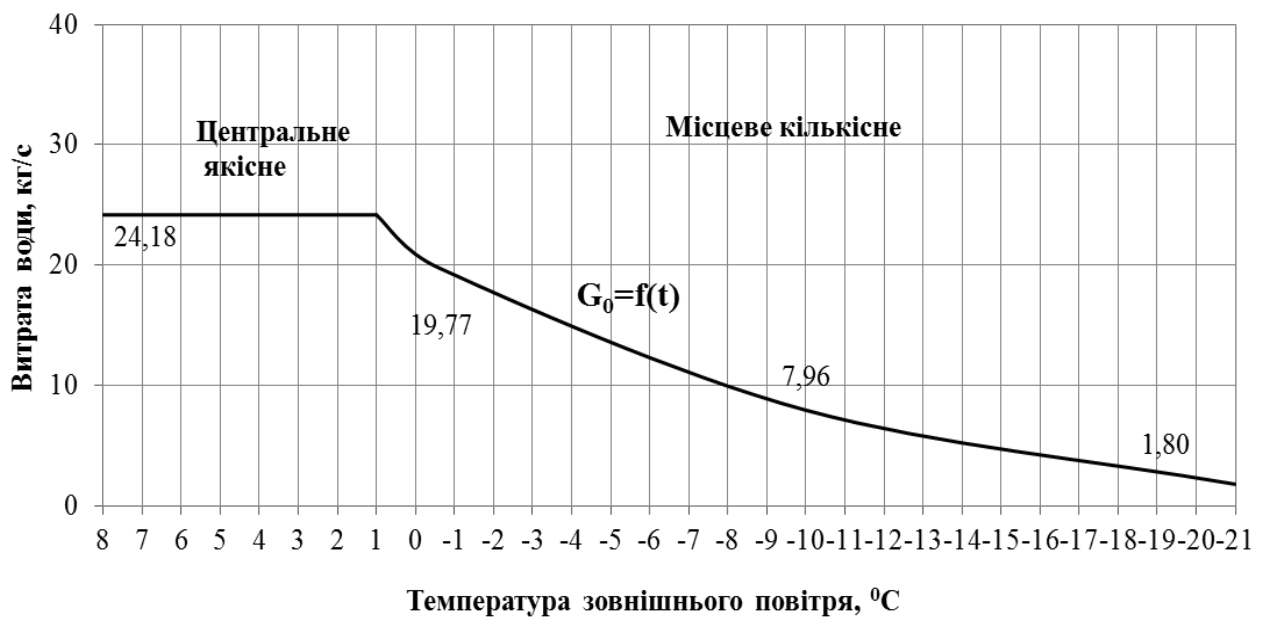
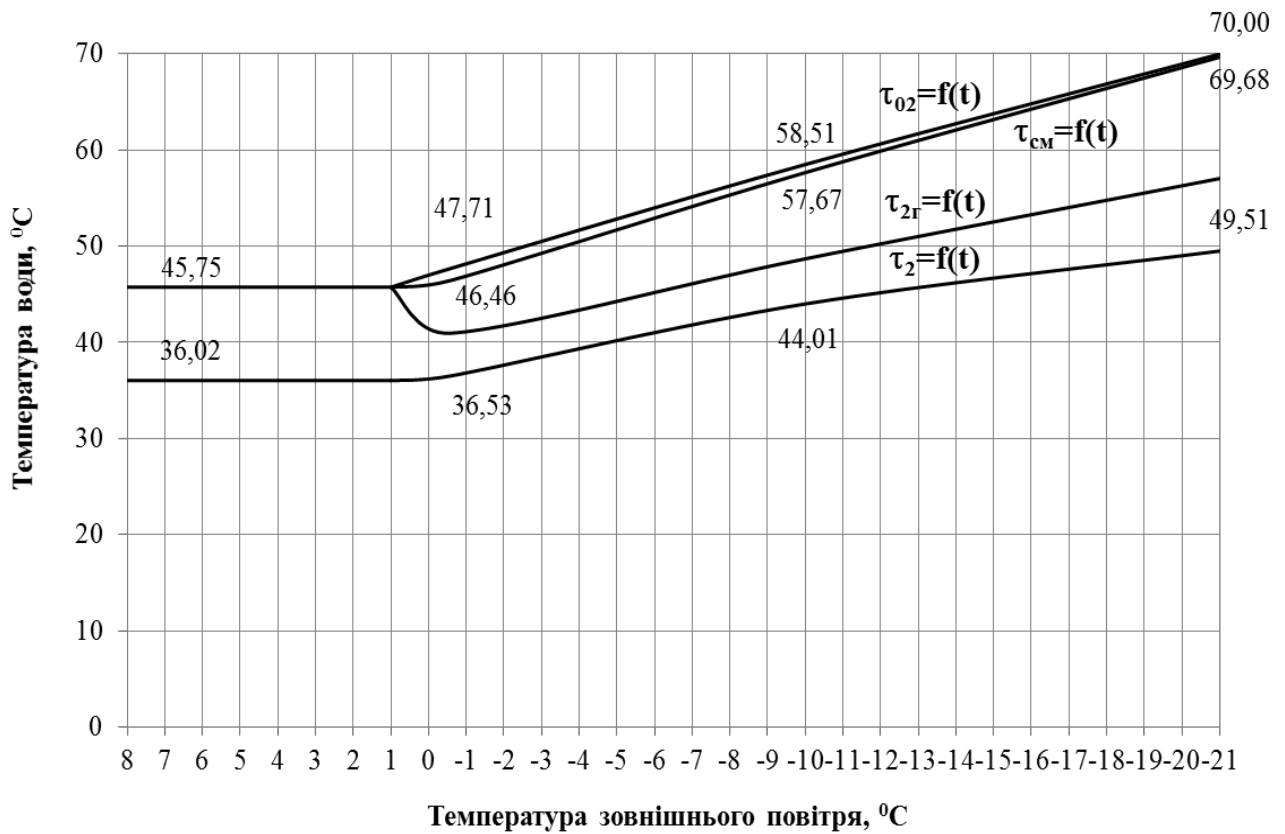
Таблиця 1.5

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					
		$t_{3,0}$ -21 °C	$t_3$ -10 °C	$t_3^{сер.опал}$ -0,6 °C	$t_3^m$ +1 °C	$t_{зпк}$ +8 °C	літо
$\tau_{02}$	°C	70,00	58,51	47,71	45,75	45,75	70
$\tau_{2z}$	°C	57,05	48,70	40,97	45,75	45,75	30
$t_n$	°C	56,27	48,06	40,14	40,75	40,75	60
$\tau_{см}$	°C	69,68	57,67	46,46	45,75	45,75	-
$\tau_2$	°C	49,51	44,01	36,53	36,02	36,02	-
$G_{ГВП}$	кг/с	1,80	7,96	19,77	24,18	24,18	11,17

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

Рис.1.4 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-ступенів від температури зовнішнього повітря



За наявності “зрізки” температурного графіка виділяю три характерних діапазони.

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		22

1.3.3.1. Визначаю температуру мережної води після калориферів за формулою:

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

$$\frac{(120 + \tau_{2\epsilon}) - (18 + (-21))}{(94,40 + 58,51) - (18 + (-10))} \cdot \left( \frac{106,7 - 57,7}{140 - \tau_{2\epsilon}} \right)^{0,15} = 1$$

де  $\tau_{01}''$  - температура мережної води у подавальному трубопроводі при  $t_{зовн.вент.}$ ;  $\tau_{2\epsilon}''$  - температура води після калориферів при  $t_{3.\epsilon}$ , °С.

Методом підбору знаходжу  $\tau_{2\epsilon} = 40,5$  °С.

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

$$G_{\epsilon} = \frac{Q_{\epsilon} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\epsilon})} = \frac{2,21 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 40,5)} = 6,63 \text{ кг/с}$$

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

1.3.3.3. Визначаю температуру води після калориферів, за формулою:

$$\tau_{2\epsilon} = \tau_{01} - (\tau_{01}'' - \tau_{2\epsilon}'') \frac{t_{\epsilon.p} - t_3}{t_{\epsilon.p} - t_{3.\epsilon}} = 70 - (94,40 - 58,51) \cdot \frac{18 - 3}{18 - (-10)} = 48,21 \text{ °С}$$

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

$$G_{\epsilon}'' = \frac{Q_{\epsilon} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\epsilon})} = \frac{1,58 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (94,40 - 45,75)} = 10,54 \text{ кг/с}$$

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

1.3.3.5. Визначаю температуру води після калориферів, за формулою:

$$\frac{(\tau_{01}''' + \tau_{2\epsilon}) - (t_{ЗПК} + t_{\epsilon.p})}{(\tau_{01}'' + \tau_{2\epsilon}'') - (t_{3.\epsilon} + t_{\epsilon.p})} \left( \frac{\tau_{01}'' - \tau_{2\epsilon}''}{\tau_{01}''' - \tau_{2\epsilon}''} \right)^{0,15} \cdot \left( \frac{t_{\epsilon.p} - t_{ЗПК}}{t_{\epsilon.p} - t_{3.\epsilon}} \right)^{0,85} = 1,$$

$$\frac{(70 + \tau_{2\epsilon}) - (8 + 18)}{(94,4 + 58,51) - (-10 + 18)} \cdot \left( \frac{94,4 - 58,51}{70 - \tau_{2\epsilon}} \right)^{0,15} \cdot \left( \frac{18 - 8}{18 - (-10)} \right)^{0,85} = 1$$

Методом підбору знаходжу  $\tau_{2\epsilon} = 19,59$  °С.

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

$$G_{\epsilon} = \frac{Q_{\epsilon} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\epsilon})} = \frac{0,57 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 19,59)} = 2,68 \text{ кг/с}$$

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		23

1.3.3.7. Звожу результати розрахунків у таблицю 1.6.

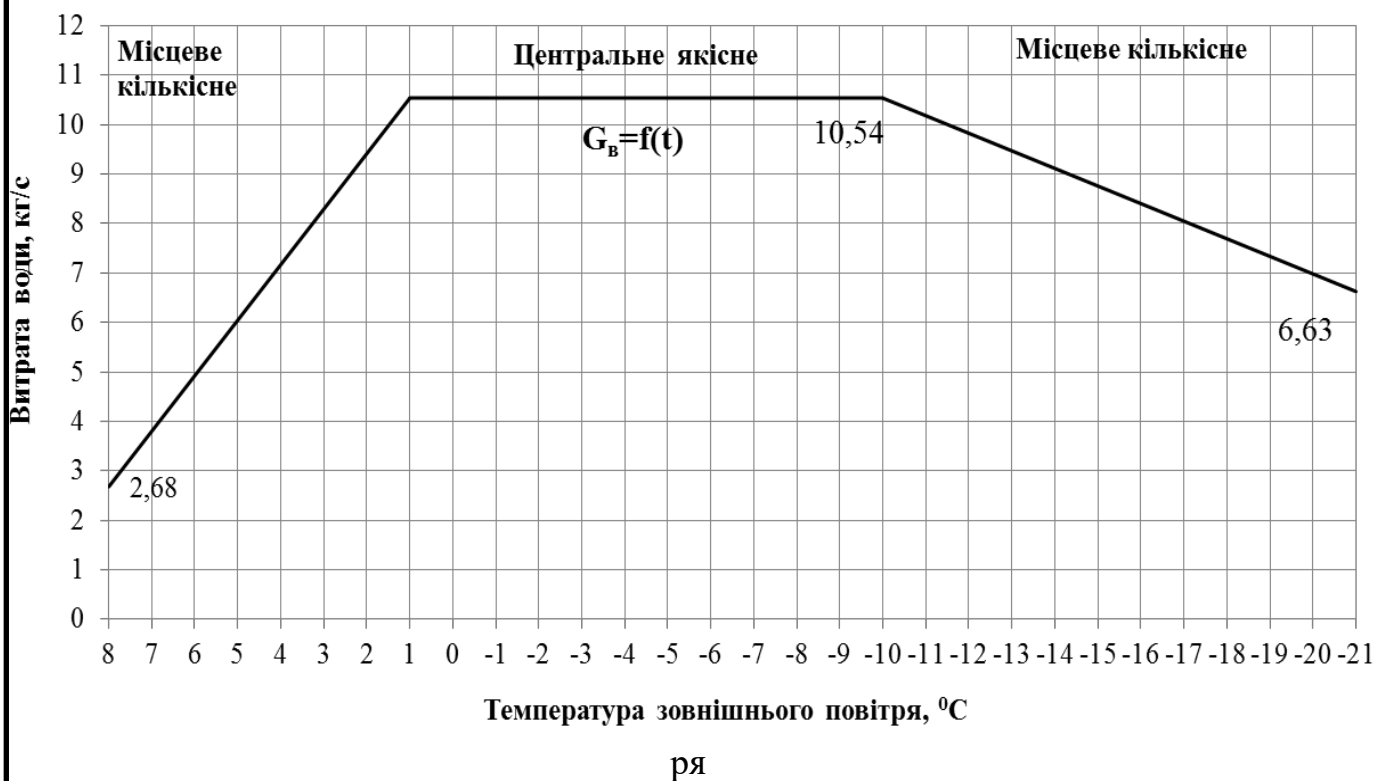
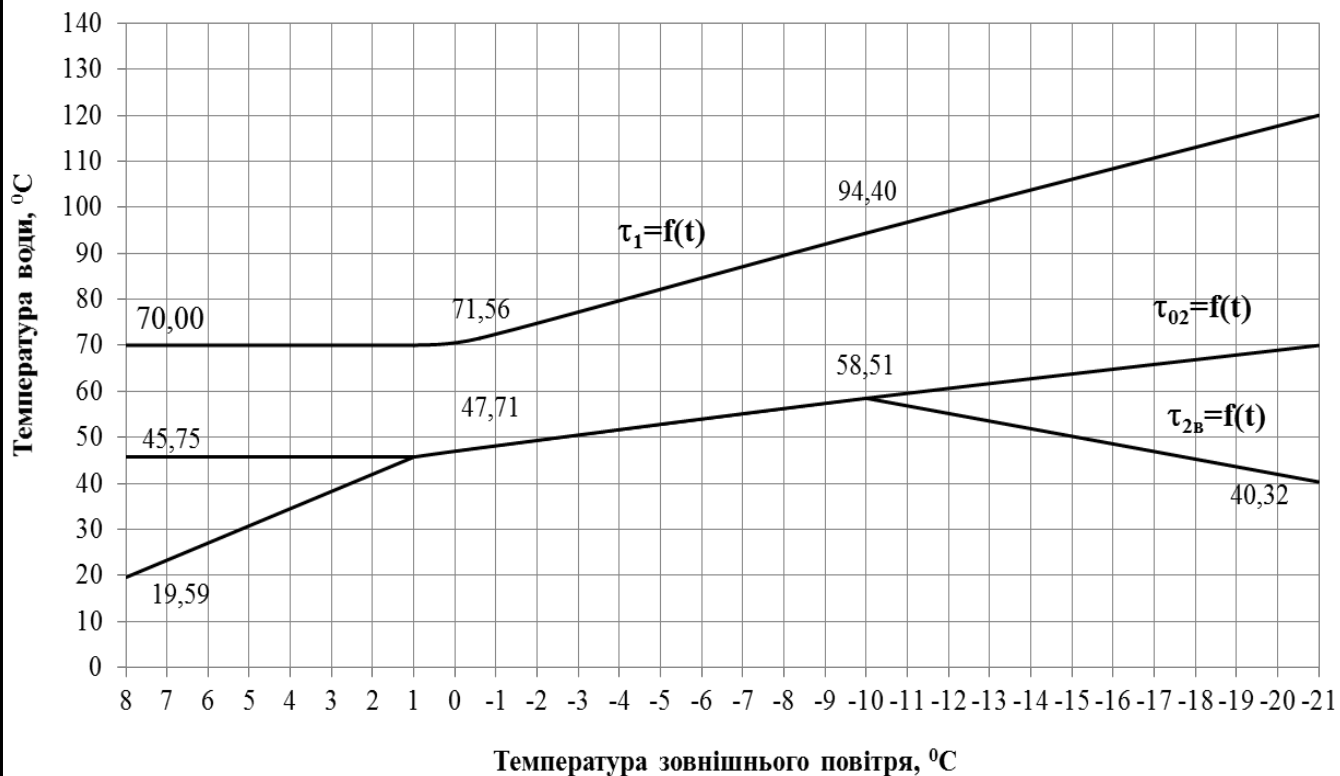
Таблиця 1.6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{z.o}$ -21 °C	$t_z$ -10 °C	$t_z^{сер.опал}$ -0,6°C	$t_{z.з}$ +1 °C	$t_{зпк}$ +8 °C
$\tau_{01}$	°C	120,00	94,40	71,56	70,00	70,00
$\tau_{02}$	°C	70,00	58,51	47,71	45,75	45,75
$\tau_{2в}$	°C	40,50	58,51	47,71	45,75	19,59
$G_в$	кг/с	6,63	10,54	10,54	10,54	2,68

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

Рис.1.5 Графіки залежності витрати мережної води на вентиляцію і температури мережної води після калориферів від температури зовнішнього



## 1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою

$$G'_{o \max} = \frac{Q'_{o \max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{18,39 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 70)} = 89,19 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, за формулою

$$G'_{\epsilon \max} = \frac{Q'_{\epsilon \max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{2\epsilon})} = \frac{2,21 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 70)} = 6,73 \text{ кг/с}$$

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

$$G'_{\text{ГВП} \text{ сеп}} = \frac{Q'_{\text{ГВП}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} \left( \frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{2,92 \cdot 10^3}{4,19(70 - 45,75)} \cdot \left( \frac{55 - (45,75 - 5)}{55 - 5} + 0,2 \right) = 8,34$$

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

$$G'_{\text{ГВП} \text{ max}} = \frac{0,55 Q'_{\text{ГВП} \text{ max}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 7,02 \cdot 10^3}{4,19(70 - 45,75)} = 37,99 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{o \max} + G'_{\epsilon \max} + K_3 G'_{\text{ГВП} \text{ сеп}} = 89,19 + 6,73 + 1,2 \cdot 8,34 = 105,92 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G'_l = \frac{Q'_{\text{ГВП} \text{ л}} 10^3}{(\tau'''_{o1} - 30)c} = \frac{1,87 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 11,35 \text{ кг/с}$$

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		26

Таблиця 1.7

## Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер квартили	Розрахункова витрата теплоносія, кг/с					
	$G'_{o\max}$	$G'_{e\max}$	$G'_{ГВП}^{сер}$	$K_3 \cdot G'_{ГВП}^{сер}$	$G'$	$G'_л$
1	2	3	4	5	6	7
1	3,15	0,24	0,30	0,36	3,75	0,41
2	2,36	0,18	0,22	0,27	2,81	0,30
3	2,36	0,18	0,22	0,27	2,81	0,30
4	3,15	0,24	0,30	0,36	3,75	0,41
5	3,93	0,30	0,37	0,45	4,67	0,51
6	2,36	0,18	0,22	0,27	2,81	0,30
7	2,36	0,18	0,22	0,27	2,81	0,30
8	3,34	0,25	0,32	0,38	3,98	0,43
9	3,49	0,26	0,33	0,40	4,15	0,45
10	2,11	0,16	0,20	0,24	2,51	0,27
11	2,36	0,18	0,22	0,27	2,81	0,30
12	2,36	0,18	0,22	0,27	2,81	0,30
13	3,34	0,25	0,32	0,38	3,98	0,43
14	3,49	0,26	0,33	0,40	4,15	0,45
15	2,11	0,16	0,20	0,24	2,51	0,27
16	2,11	0,16	0,20	0,24	2,51	0,27
17	2,96	0,22	0,28	0,34	3,52	0,38
18	3,49	0,26	0,33	0,40	4,15	0,45
19	2,11	0,16	0,20	0,24	2,51	0,27
20	2,11	0,16	0,20	0,24	2,51	0,27
21	2,96	0,22	0,28	0,34	3,52	0,38
22	3,49	0,26	0,33	0,40	4,15	0,45
23	2,11	0,16	0,20	0,24	2,51	0,27
24	2,11	0,16	0,20	0,24	2,51	0,27
25	2,96	0,22	0,28	0,34	3,52	0,38
26	4,39	0,33	0,42	0,50	5,22	0,57
27	2,75	0,21	0,26	0,31	3,27	0,35
28	3,33	0,25	0,32	0,38	3,96	0,43
29	3,47	0,26	0,33	0,39	4,12	0,45
30	1,99	0,15	0,15	0,18	2,33	0,21
31	1,99	0,15	0,15	0,18	2,33	0,21
32	2,58	0,19	0,20	0,24	3,01	0,27
Всього	89,19	6,73	8,34	10,00	105,92	11,35

## 1.5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЧАСТИНИ 2 ПРОЕКТУ

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

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_в} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_в}{(G_o + G_{ГВП}) + G_в} \tau_{o2в} =$$

$$= \frac{89,19 + 1,8}{89,19 + 1,8 + 6,63} \cdot 49,51 + \frac{6,63}{89,19 + 1,8 + 6,63} \cdot 40,5 = 48,89 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{87,8 + 24,18}{87,8 + 24,18 + 10,54} \cdot 36,02 + \frac{10,54}{87,8 + 24,18 + 10,54} \cdot 45,75 = 36,86 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

Таблиця 1.8

Загальні вихідні дані для Ч.2 проекту

№ п.п	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1.	2	3	4	5	6	7
1	Місто розташування котельні			Хмельницький <i>(Вказати назву міста)</i>		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	$\tau_1 / \tau_2$	$^\circ\text{C} / ^\circ\text{C}$	120/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{зovн}$	$^\circ\text{C}$	-21	+1	
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{оп}$	МВт	18,39	8,02	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{ГВП}$	МВт	7,02	7,02	1,87
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{вент}$	МВт	2,21	0,96	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{ЖР}^{рік}$	ГДж/рік	230326,26		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{п.п}$	МВт	12,0	12,0	12,0
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	$t_2''$	$^\circ\text{C}$	95		

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		28

1	2	3	4	5		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{п.п}^{рік}$	МВт-год/рік	43460,0		
12	Температура “прямої” мережної води	$\tau_1$	°С	120	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	$\tau_2$	°С	48,89	36,86	30
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	$G_1$	кг/с т/ год	96,23 346,44	122,52 441,06	11,35 40,85
15	Убуток води в тепломережі	$G_{уб.тм}$	т/ год	15,0	15,0	5,0
16	Витрата “зворотної” води на вході в котельню	$G_2$	т/ год	331,44	426,06	35,85
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{втр.тм}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{стат. тм}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		29

## РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНІ

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

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

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

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

Таблиця 2.1

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

№ п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Хмельницький <i>(Вказати назву міста)</i>		
2	Тип системи теплопостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	$\tau_1 / \tau_2$	°C/°C	120/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	°C	-21	+1	
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	18,39	8,02	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	7,02	7,02	1,87
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	2,21	0,96	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	ГДж/рік	230326,26		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{\text{п.п}}$	МВт	12,0	12,0	12,0

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ			
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Мисько В.І.			Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Хмельницький	Літера	Аркуш	Архивів
Перевірів		Бойко В.О.					30	
Н. Контр.						ТЕ-4-4, каф. ТЕХТ, НУХТ		
Затвердив		Петренко В.П.						

10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	$t_2$	°С	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{п.п}^{рік}$	МВт·год/рік	43460,0		
12	Температура “прямої” мережної води	$\tau_1$	°С	120	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	$\tau_2$	°С	48,89	36,86	30
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	$G_1$	кг/с т/ год	96,23 346,44	122,52 441,06	11,35 40,85
15	Убуток води в тепломережі	$G_{уб.тм}$	т/ год	15,0	15,0	5,0
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	$G_2$	т/ год	331,44	426,06	35,85
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{втр.тм}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{стат. тм}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

### Примітка:

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

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

МЗ: 27,62 = 27,67 (Висновок – результати для режиму МЗ - взаємоузгоджені)

ТЗ: 16,00 = 17,01 (Висновок – результати для режиму ТЗ - взаємоузгоджені)

Л: 1,87 = 1,9 (Висновок – результати для режиму Л - взаємоузгоджені)

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		31

2.1.2 Вихідні дані для 2-ї частини проекту представляю в таблиці 2.2:

Таблиця 2.2

**Вихідні дані для 2-ї частини проекту**

№ п.п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.	Характерні режими експлуатації			Джерело інформації
				МЗ	ТЗ	Л	
1	3	2	4	5	6	7	8
1	Вид палива для котельні		--	Природний газ			Засади паливопостачання міста
2	Теплота згорання палива	$Q_{н}^P$	кДж/ м <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	150°	150°	150°	“—“
7	Температура сирої води	$t'_{с.в}$	°С	5°	5°	15°	Е.Р: 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С – для режиму Л
8	Температура сирої води перед станцією хіводоочищення	$t''_{с.в}$	°С	15°	15°	15°	Е.Р: 15 °С - 20 °С
9	Температура хімоочищеної води на виході зі станції ХВО	$t'_{хов}$	°С	20°	20°	20°	Е.Р: 15 °С – 20 °С
10	Температура хімоочищеної води перед деаератором	$t''_{хов}$	°С	55°	55°	55°	Е.Р: 50 °С – 65 °С
11	Температура технологічної води на вході в котельню	$t'_{техн.в}$	°С	5°	5°	15°	Е.Р: 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С для режиму Л
12	Температура технологічної води на виході з котельні	$t''_{техн.в}$	°С	95°	95°	95°	Технологічний регламент
00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ							Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата			32

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

## 2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні

Викреслюю на аркуші (формат А4), згідно Додатка 2, принципову теплотехнологічну схему котельні у відповідності до встановлених технічних рішень, щодо направлення потоків енергоносіїв.

## 2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum Q_{\text{ЖР}} = 1,05 \cdot (18,39 + 7,02 + 2,21) = 29$ МВт	29	16,8	1,97
ТЗ: $\sum Q_{\text{ЖР}} = 1,05 \cdot (8,02 + 7,02 + 0,96) = 16,8$ МВт			
Л: $\sum Q_{\text{ЖР}} = 1,05 \cdot (0,0 + 1,87 + 0,0) = 1,97$ МВт			

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

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

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

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		34

Результати визначення навести у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

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

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

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

2.3.10 Визначити витрату хімоочищеної води, що надходить в деаератор –

		$G_{\text{ХОВ}}$ , т/год			00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
						35
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

$$G_{\text{хов}} = (1 + \alpha_{\text{виц}}) \cdot G_{\text{підж}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{\text{хов}} = (1+0,01) \cdot 15,0 = 16,9$ т/год	<b>16,9</b>	<b>16,9</b>	<b>5,1</b>
ТЗ: $G_{\text{хов}} = (1+0,01) \cdot 15,0 = 16,9$ т/год			
Л: $G_{\text{хов}} = (1+0,01) \cdot 5,0 = 5,1$ т/год			

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

$$G_{\text{с.в.}} = K_{\text{хво}} \cdot G_{\text{хов}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{\text{с.в.}} = 1,10 \cdot 16,9 = 18,6$ т/год	<b>18,6</b>	<b>18,6</b>	<b>5,6</b>
ТЗ: $G_{\text{с.в.}} = 1,10 \cdot 16,9 = 18,6$ т/год			
Л: $G_{\text{с.в.}} = 1,10 \cdot 5,1 = 5,6$ т/год			

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

Визначення результату	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $Q_{\text{ПСВ}} = (18,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,33$ МВт	<b>0,33</b>	<b>0,33</b>	<b>0,10</b>
ТЗ: $Q_{\text{ПСВ}} = (18,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,33$ МВт			
Л: $Q_{\text{ПСВ}} = (5,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,10$ МВт			
МЗ: $G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в}} = 0,33 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 3,3$ т/год	<b>3,3</b>	<b>3,3</b>	<b>1,0</b>
ТЗ: $G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в}} = 0,33 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 3,3$ т/год			
Л: $G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в}} = 0,10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 1,0$ т/год			

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

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

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

				Аркуш	
				00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата	36

Результати визначення наводжу у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14

Визначення результату	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $Q_{ПХВ} = (16,9/3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3} = 0,69$ МВт ТЗ: $Q_{ПХВ} = (16,9/3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3} = 0,69$ МВт Л: $Q_{ПХВ} = (5,1/3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3} = 0,21$ МВт	<b>0,69</b>	<b>0,69</b>	<b>0,21</b>
МЗ: $G_{ПХВ}^{гр.в} = 0,69 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 7,0$ т/год ТЗ: $G_{ПХВ}^{гр.в} = 0,69 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 7,0$ т/год Л: $G_{ПХВ}^{гр.в} = 0,21 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 2,1$ т/год	<b>7,0</b>	<b>7,0</b>	<b>2,1</b>

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

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

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

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.16.

Таблиця 2.16

Визначення результату	Значення для режимів, т/ГОД		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\Sigma G_{\text{ВН}}^{\text{ГР.В}} = 115,0 + 7,0 + 3,3 + 1,8 = 127,1$ т/ГОД	<b>127,1</b>	<b>127,1</b>	<b>105,7</b>
ТЗ: $\Sigma G_{\text{ВН}}^{\text{ГР.В}} = 115,0 + 7,0 + 3,3 + 1,8 = 127,1$ т/ГОД			
Л: $\Sigma G_{\text{ВН}}^{\text{ГР.В}} = 102,0 + 2,1 + 1,0 + 0,6 = 105,7$ т/ГОД			

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.17.

Таблиця 2.17

Визначення результату	Значення для режимів, °С		
МЗ: $\tau_{\text{звор}} = 234,95 \cdot 45,4^\circ + 115,0 \cdot 65^\circ + 7,0 \cdot 65^\circ + 3,3 \cdot 65^\circ + 15,0 \cdot 65^\circ / (234,95 + 115,0 + 7,0 + 3,3 + 15,0) = 52,7^\circ$	<b>52,7°</b>	<b>43,1°</b>	<b>56,6°</b>
ТЗ: $\tau_{\text{звор}} = 334,02 \cdot 33,9^\circ + 115,0 \cdot 65^\circ + 7,0 \cdot 65^\circ + 3,3 \cdot 65^\circ + 15,0 \cdot 65^\circ / (334,02 + 115,0 + 7,0 + 3,3 + 15,0) = 43,1^\circ$			
Л: $\tau_{\text{звор}} = 34,53 \cdot 30^\circ + 102,0 \cdot 65^\circ + 2,1 \cdot 65^\circ + 1,0 \cdot 65^\circ + 5,0 \cdot 65^\circ / (34,53 + 102,0 + 2,1 + 1,0 + 5,0) = 56,6^\circ$			

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.18.

Таблиця 2.18

Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\Sigma Q_{\text{КОТ}} = 28,9 + 11,4 + 0,18 + 0,33 + 0,69 - (15,0/3,6) \cdot 4,2 \cdot 5^\circ \cdot 10^{-3} = 41,4$ МВт	<b>41,4</b>	<b>29,19</b>	<b>12,28</b>
ТЗ: $\Sigma Q_{\text{КОТ}} = 15,4 + 11,4 + 0,18 + 0,33 + 0,69 - (15,0/3,6) \cdot 4,2 \cdot 5^\circ \cdot 10^{-3} = 29,19$ МВт			
Л: $\Sigma Q_{\text{КОТ}} = 1,84 + 10,1 + 0,06 + 0,10 + 0,21 - (5,0/3,6) \cdot 4,2 \cdot 15^\circ \cdot 10^{-3} = 12,28$ МВт			

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

Вибір типорозміру водогрійних котлів здійснюю з таких міркувань:  
На ринку водогрійних котлів існує пропозиція наступних типорозмірів водогрійних котлів:

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

З двох формально прийнятних до реалізації варіантів або два котла КВ-ГМ 20, або 4 котлів КВ-ГМ 10 приймаю до встановлення два котла **КВ-ГМ–20** (46,4 МВт) – варант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результату
<b>ТИП</b>		<b>КВ-ГМ–20</b>
$Q_{\text{ВК.НОМ}}$	МВт	23,2
$G_{\text{ВК.НОМ}}$	т/год	247,0
$\eta_{\text{ВК.НОМ}}$	%	91,0
$t'_{\text{ВК.НОМ}}$	°С	150°
$t''_{\text{ВК.НОМ}}$	°С	70°

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

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

\*) Примітка

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20

Визначення результату	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{\text{ВК.ВСТ}} = 41,4 / 23,2 = 1,8$	2	2	1
ТЗ: $N_{\text{ВК.ВСТ}} = 29,19 / 23,2 = 1,2$			
Л: $N_{\text{ВК.ВСТ}} = 12,28 / 23,2 = 0,53$			

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

$$N_{\text{ВК.Б}} = 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.21.

Таблиця 2.21

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

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

$$N_{ВК.З} = N_{ВК.ВСТ} - 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.22.

Таблиця 2.22

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

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

$$N_{ВК.Р} = N_{ВК.Б} + N_{ВК.З}$$

Результати визначення навести у таблиці 2.23.

Таблиця 2.23

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

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

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

$$Q_{ВК.Б} = Q_{ВК.НОМ}, \text{МВт}$$

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

$$G_{ВК.Б} = G_{ВК.НОМ}, \text{т/ч}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

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

									Аркуш
									40
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата	00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ				

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.24

Таблиця 2.24

Визначення результату	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: (3 котла) $Q_{\text{ВК.Б}} = 23,2 \text{ МВт}$ $t'_{\text{ВК.Б}} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$ $t''_{\text{ВК.Б}} = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$ $G_{\text{ВК.Б}} = 247,0 \text{ т/год}$	<b>23,2</b> <b>150°</b> <b>70°</b> <b>247,0</b>		
ТЗ: (2 котла) $Q_{\text{ВК.Б}} = 23,2 \text{ МВт}$ $t'_{\text{ВК.Б}} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$ $t''_{\text{ВК.Б}} = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$ $G_{\text{ВК.Б}} = 247,0 \text{ т/год}$		<b>23,2</b> <b>150°</b> <b>70°</b> <b>247,0</b>	
Л: (1 котел) $Q_{\text{ВК.Б}} = 12,7 \text{ МВт}$ $t''_{\text{ВК.Б}} = 150 \text{ } ^\circ\text{C}$ $t'_{\text{ВК.Б}} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$ $G_{\text{ВК.Б}} = 12,2 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / [4,2 \cdot (150^\circ - 70^\circ)] = 130,7 \text{ т/год}$			<b>12,7</b> <b>150°</b> <b>70°</b> <b>130,7</b>

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.25

Таблиця 2.25

Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum Q_{\text{ВК.З}} = 41,4 - 23,2 = 18,2 \text{ МВт}$	<b>18,2</b>		
ТЗ: $\sum Q_{\text{ВК.З}} = 29,19 - 23,2 = 5 \text{ МВт}$		<b>5</b>	
Л: $\sum Q_{\text{ВК.З}} = 12,2 - 12,2 = 0,0 \text{ МВт}$			<b>0,0</b>

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.26

Таблиця 2.26

Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $Q_{ВК.З} = 18,2 / 1 = 18,2$ МВт ТЗ: $Q_{ВК.З} = 5 / 1 = 4,7$ МВт Л: $Q_{ВК.З} = 0,0$ МВт (за відсутності такого котла)	<b>18,2</b>	<b>5</b>	<b>0,0</b>

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

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

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

- для **ТЗ** режиму (враховуючи доцільність номінального пропуску води через котли) за рекомендацією п. 2.1.8.

$$G_{ВК.З} = G_{ВК.НОМ}$$

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

$$G_{ВК.З} = 0,0$$

Результати визначення навести у таблиці 2.27.

Таблиця 2.27

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{ВК.З} = 18,2 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / [4,2 \cdot ((150^\circ - 70^\circ))] = 195$ т/год ТЗ: $G_{ВК.З} = 247,0$ т/год Л: $G_{ВК.З} = 0,0$ т/год	<b>195</b>	<b>247,0</b>	<b>0,0</b>

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.28.

Таблиця 2.28

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum G_{ВК} = 247,0 + 1 \cdot 195 = 442$ т/год ТЗ: $\sum G_{ВК} = 247 + 1 \cdot 247 = 494$ , т/год Л: $\sum G_{ВК} = 136,1 + 0 \cdot 0 = 130,7$ т/год	<b>442</b>	<b>494,0</b>	<b>130,7</b>

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		42

2.3.28 Визначаю температуру води на виході з котлів, що несуть змінну складову теплового навантаження котельні –  $t''_{ВК.З}$ , °С:

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

Результати визначення навести у таблиці 2.29.

Таблиця 2.29

Визначення результату	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $t''_{ВК.З} = 70 + 18,2 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot 195) = 150$ °С ТЗ: $t''_{ВК.З} = 70 + 4,7 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot 247,0) = 86,3$ °С Л: $t''_{ВК.З} = 0$ °	<b>150°</b>	<b>86,3°</b>	<b>0°</b>

2.3.29 Визначаю витрату води в рециркуляційному трубопроводі –  $G_{реци}$ , т/год, для трьох режимів:

$$G_{реци} = \Sigma G_{ВК} \cdot (t'_{ВК} - \tau_{звор}) / (t''_{ВК.Б} - \tau_{звор})$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.30.

Таблиця 2.30

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{реци} = 442 \cdot (70 - 52,7) / (150 - 52,7) = 78,6$ т/год ТЗ: $G_{реци} = 494,0 \cdot (70 - 43,1) / (150 - 43,1) = 124,3$ т/год МЗ: $G_{реци} = 130,7 \cdot (70 - 56,6) / (150 - 56,6) = 18,8$ т/год	<b>78,6</b>	<b>124,3</b>	<b>18,8</b>

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

$$t_{ВК}^{\Sigma} = ((G_{ВК.Б} - \Sigma G_{ВН} - G_{реци}) \cdot t''_{ВК.Б} + N_{ВК.З} \cdot G_{ВК.З} \cdot t''_{ВК.З}) / (G_{ВК.Б} - \Sigma G_{ВН} - G_{реци} + N_{ВК.З} \cdot G_{ВК.З})$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31

Визначення результату	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $t_{ВК}^{\Sigma} = ((247,0 - 127,1 - 78,6) \cdot 150 + 1 \cdot 195 \cdot 150) / (247 - 127,1 - 78,6 + 1 \cdot 195) = 150$ °С ТЗ: $t_{ВК}^{\Sigma} = ((247,0 - 127,1 - 124,3) \cdot 150 + 1 \cdot 247 \cdot 86,3) / (247,0 - 127,1 - 124,3 + 1 \cdot 247) = 85$ °С Л: $t_{ВК}^{\Sigma} = 150$ ° (за регламентом)	<b>150°</b>	<b>85°</b>	<b>150°</b>

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		43

2.3.31. 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:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{пер} = 249,95 \cdot (150 - 120) / (150 - 52,7) = 25,7$	25,7	124,9	33,9
ТЗ: $G_{пер} = 349,02 \cdot (85 - 70) / (85 - 43,1) = 124,9$ т/год			
Л: $G_{пер} = 39,53 \cdot (150 - 70) / (150 - 56,6) = 33,9$ т/год			

2.2.32. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результату	Значення для режимів, %		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\Delta G\% = (442 - 234,95 - 127,1 + 25,7 - 78,6) \cdot 100 / 442 = 6,1$ %	6,1	6,8	4,3
ТЗ: $\Delta G\% = (494 - 334,02 - 127,1 + 124,9 - 124,3) \cdot 100 / 494 = 6,8$ %			
Л: $\Delta G\% = (130,7 - 34,53 - 105,7 + 33,9 - 18,8) \cdot 100 / 130,7 = 4,3$ %			

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

## 2.4. Вибір обладнання котельні

### 2.4.1. Вибір водогрійних котлів

Приймаю до встановлення два котла в **КВ-ГМ-20** (46,4 МВт) – варіант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

### 2.4.2. Вибір метода очищення води в котельні

Надійна і економічна робота котельні в значній мірі залежить від якості води, для підживлення котлів.

Для котельень з водогрійними котлами для видалення з води солей жорсткості як правило використовують II-х ступеневе Na-катіонування.

Вибираю чотири фільтри (2 робочих, 2 резервних).

### 2.4.3. Вибір деаератора

Для водогрійних котельень використовують вакуумні деаератори.

00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ					Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата	44

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

В склад деаераційної установки входять: деаератор, охолоджувач випару, ежектор водоструминний.

Приймаю до встановлення вакуумний деаератор типу ДВ-20 з номінальною продуктивністю 20 т/год.

Приймаю до встановлення охолоджувача випару ОВВ-2.

Приймаю до встановлення ежектор ЕВ-10.

#### 2.4.4. Вибір рециркуляційних насосів

Циркуляційні насоси встановлюються для підвищення температури води на вході в котел шляхом підмішування гарячої води з прямої лінії тепломережі. Подача рециркуляційних насосів визначена при розрахунку теплової схеми  $G_{рец} = 124,3$  т/год.

Вибираю два одноступеневих насоса GRUNDFOS TPE 80-570/4 (1 робочий, 1 резервний)  $Q_{н. рец}^{ном} = 140$  т/год,  $H_{н. рец}^{ном} = 80$  м.вод.ст.,  $N_{н. рец}^{ном} = 22$  кВт,  $\eta_{н. рец}^{ном} = 0,76$

#### 2.4.5. Вибір мережних насосів

Мережеві насоси водогрійної котельні є відповідальними елементами її теплової схеми. Мережеві насоси мають задовольнити подачу в режимі ТЗ  $\sum G_{ВК} = 494$ , т/год. В якості мережних насосів приймаю два насоса ЦН-400-105  $Q_{нас. мер}^{ном} = 290$  т/год,  $H_{нас. мер}^{ном} = 120$  м.вод.ст.,  $N_{нас. мер}^{ном} = 200$  кВт,  $\eta_{нас. мер}^{ном} = 0,75$ .

Для літнього режиму мережеві насоси мають задовольнити подачу  $\sum G_{ВК} = 130,7$  т/год. В якості мережних насосів приймаю два одноступеневих насоса GRUNDFOS TPE 80-570/4 (1 робочий, 1 резервний)  $Q_{нас. мер}^{ном} = 140$  т/год,  $H_{нас. мер}^{ном} = 80$  м.вод.ст.,  $N_{нас. мер}^{ном} = 22$  кВт,  $\eta_{нас. мер}^{ном} = 0,76$ .

#### 2.4.6. Вибір насосів сирій води

Для подачі води від джерела водопостачання котельні – водопровідної мережі міста, у систему водо підготовки, встановлюємо насоси сирій води. Подача цих насосів визначається максимальною необхідністю в хімічно очищеній воді  $G_{с.в.} = 18,6$  т/год. До встановлення приймаю два одноступеневих насоса GRUNDFOS TPE 40-360/2 (1 робочий, 1 резервний)  $Q_{нас. св}^{ном} = 20$  т/год,  $H_{нас. св}^{ном} = 32$  м.вод.ст.,  $N_{нас. св}^{ном} = 4$  кВт,  $\eta_{нас. св}^{ном} = 0,57$ .

#### 2.4.7. Вибір насосів хімоочищеної води

Для подачі води від ХВО до деаератора встановлюємо насоси хімоочищеної води. Подача цих насосів визначається витратою води з ХВО  $G_{хов} = 16,9$  т/год. До встановлення приймаю два одноступеневих насоса GRUNDFOS TPE 40-360/2 (1 робочий, 1 резервний)  $Q_{нас. хво}^{ном} = 20$  т/год,  $H_{нас. хво}^{ном} = 32$  м.вод.ст.,  $N_{нас. хво}^{ном} = 4$  кВт,  $\eta_{нас. хво}^{ном} = 0,55$ .

#### 2.4.8. Вибір насосів технологічної води

Для подачі технологічної води від джерела тепlopостачання – котельні, до промислового підприємства встановлюємо насоси технологічної води. Подача цих насосів визначається необхідністю в технологічній воді  $G_{техн.в} = 108,2$  т/год.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		45

До встановлення приймаю два одноступеневих насоса GRUNDFOS TPE 80-570/3 (1 робочий, 1 резервний)  $Q_{\text{нас. техн.в}}^{\text{ном}} = 120$  т/год,  $H_{\text{нас. техн.в}}^{\text{ном}} = 47$  м.вод.ст.,  $N_{\text{нас. техн.в}}^{\text{ном}} = 22$  кВт,  $\eta_{\text{нас. св}}^{\text{ном}} = 0,78$ .

#### 2.4.9. Вибір насосів підживлення теплової мережі

Для компенсації втрат води в тепловій мережі встановлюємо підживлювальні насоси.  $G_{\text{убут}} = 15$  т/год. До встановлення приймаю два одноступеневих насоса GRUNDFOS TPE 40-360/2 (1 робочий, 1 резервний)  $Q_{\text{нас. убут}}^{\text{ном}} = 16$  т/год,  $H_{\text{нас. убут}}^{\text{ном}} = 32$  м.вод.ст.,  $N_{\text{нас. убут}}^{\text{ном}} = 4$  кВт,  $\eta_{\text{нас. убут}}^{\text{ном}} = 0,52$ .

#### 2.4.10. Вибір ежекційних насосів

Для циркуляції води в контурі робочої води для відведення відведення від водоструминного ежектора водо газової суміші в бак робочої рідини. Подача цих насосів визначається максимальним об'ємом випару з вакуумного деаератора. До встановлення приймаю два одноступеневих насоса GRUNDFOS UPS 25-50/2 (1 робочий, 1 резервний)  $Q_{\text{нас. е}}^{\text{ном}} = 1$  т/год,  $H_{\text{нас. е}}^{\text{ном}} = 20$  м.вод.ст.,  $N_{\text{нас. е}}^{\text{ном}} = 0,37$  кВт,  $\eta_{\text{нас. е}}^{\text{ном}} = 0,5$ .

#### 2.4.11. Вибір вентиляторів для водогрійних котлів

У відповідності до технічних умов заводу-виробника водогрійних котлів на комплект поставки котла вибираю вентилятор ВДН-12,5  $\varphi=135^\circ$ ,  $Q = 26800$  м<sup>3</sup>/год,  $H = 2390$  Па,  $N = 30$  кВт (2 шт. ).

#### 2.4.12. Вибір димососів для водогрійних котлів

У відповідності до технічних умов заводу-виробника водогрійних котлів на комплект поставки котла вибираю димосос ДН-17  $\varphi=135^\circ$ ,  $Q = 61200$  м<sup>3</sup>/год,  $H = 1020$  Па,  $N = 55$  кВт (2 шт. ).

#### 2.4.13. Вибір підігрівника сирої води

Необхідна теплова потужність  $Q_{\text{ПСВ}} = 0,33$  МВт

$$\text{Температурний напір } \Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}} = \frac{(150 - 20) - (65 - 5)}{\ln \frac{(150 - 20)}{(65 - 5)}} = 54 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\text{Площа поверхні теплообміну } H = \frac{Q_{\text{ПСВ}}}{k \cdot \Delta t \cdot \eta} = \frac{330}{2 \cdot 54 \cdot 0,98} = 3 \text{ м}^2$$

Приймаю до встановлення пластинчатий теплообмінник НН О/С-16, площа теплообміну 3,3 м<sup>2</sup>, кількість пластин - 20 шт., площа однієї пластини 0,15 м<sup>2</sup>, робоча температура -30 ÷ +200 °С, габаритні розміри 950x300x240 (ВxШxД).

#### 2.4.14. Вибір підігрівника хімочощеної води

Необхідна теплова потужність  $Q_{\text{ПХВ}} = 0,69$  МВт

$$\text{Температурний напір } \Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}} = \frac{(150 - 55) - (65 - 20)}{\ln \frac{(150 - 55)}{(65 - 20)}} = 67 \text{ } ^\circ\text{C}$$

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		46

$$\text{Площа поверхні теплообміну } H = \frac{Q_{\text{ПХВ}}}{k \cdot \Delta t \cdot \eta} = \frac{690}{2 \cdot 67 \cdot 0,98} = 5,3 \text{ м}^2$$

Приймаю до встановлення пластинчатий теплообмінник НН О/С-16, площа теплообміну 5,4 м<sup>2</sup>, кількість пластин - 36 шт., площа однієї пластини 0,15 м<sup>2</sup>, робоча температура -30 ÷ +200 °С, габаритні розміри 950x300x430 (ВxШxД).

#### 2.4.14. Вибір підігрівника технологічної води

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

$$\text{Температурний напір } \Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}} = \frac{(65 - 5) - (150 - 95)}{\ln \frac{(65 - 5)}{(150 - 95)}} = 57,5 \text{ °С}$$

$$\text{Площа поверхні теплообміну } H = \frac{Q_{\text{ПТВ}}}{k \cdot \Delta t \cdot \eta} = \frac{11400}{2 \cdot 57,5 \cdot 0,98} = 101,2 \text{ м}^2$$

Приймаю до встановлення пластинчатий теплообмінник НН О/С-135, площа теплообміну 102,6 м<sup>2</sup>, кількість пластин - 76 шт., площа однієї пластини 1,35 м<sup>2</sup>, робоча температура -30 ÷ +200 °С, габаритні розміри 2000x1500x1000 (ВxШxД).

### 2.5. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні

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

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

Результати визначення наводжу у табл. 2.34.

Таблиця 2.34

Визначення результату	Значення для режимів, тис м <sup>3</sup> /год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $V_{\text{КОТ}} = 1,01 \cdot 41,4 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,88 \cdot 33730)$	5,1	3,4	1,5
ТЗ: $V_{\text{КОТ}} = 1,01 \cdot 29,19 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,88 \cdot 33730)$			
Л: $V_{\text{КОТ}} = 1,01 \cdot 12,28 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,88 \cdot 33730)$			

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

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

$$+ W_{\text{освітл}} = 22 + 422 + 4 + 4 + 4 + 0,37 + 60 + 110 + 10 = 636,37 \text{ кВт}$$

де:

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

$W_{\text{нас.тм}} = 422 \text{ кВт}$  – встановлена потужність робочих мережних насосів.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		47

$W_{\text{нас.підж}} = 4$  кВт - встановлена потужність робочих насосів підживлення тепломережі.

$W_{\text{нас.св}} = 4$  кВт – встановлена потужність робочих насосів сирової води.

$W_{\text{нас.хв}} = 4$  кВт – встановлена потужність робочих насосів хімічищеної води.

$W_{\text{нас.е}} = 0,37$  кВт – встановлена потужність робочих насосів технічної води (ежекційних).

$\Sigma W_{\text{ВД}} = 60$  кВт – встановлена потужність робочих дутьових вентиляторів водогрійних котлів.

$\Sigma W_{\text{Д}} = 110$  кВт – встановлена потужність робочих димососів водогрійних котлів.

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

2.5.3. 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:

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{год}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 1 \cdot K_{\tau}^{\text{год}} = 636,37 \cdot 1 \cdot 0,9 = 573 \text{ кВт·год/год}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 24 \cdot K_{\tau}^{\text{доб}} = 636,37 \cdot 24 \cdot 0,8 = 12218 \text{ кВт·год/добу}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 8760 \cdot K_{\tau}^{\text{рік}} = 636,37 \cdot 8760 \cdot 0,7 = 3902221 \text{ кВт·год/рік}$$

де:

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

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

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

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

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.35.

Таблиця 2.35

Визначення результату	Значення для режимів кг у.п./МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
$b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}} = 5,1 \cdot 10^3 / (29+12,0) = 124,7$ м <sup>3</sup> /МВт	<b>124,7</b>		
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п}} = 5,1 \cdot 1,15 \cdot 10^3 / (29+12,0) = 143,4$ кг у п/МВт	<b>143,4</b>		

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

$$e_{e/e}^{\text{відп}} = \Sigma W_{\text{річне}} / (\Sigma Q_{\text{Т/Ф}})^{\text{річн}} = 3902221/90574 = 43 \text{ кВт/МВт}$$

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

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

$$C_Q = (143,4 / 1,15) \cdot 7080 \cdot 10^{-3} + 43 \cdot 1,58 + 30,0 = 981 \text{ грн/МВт}$$

2.5.8. Формую висновок щодо енергоефективності проектної котельні.

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

Основні результати розрахунку наводжу в табл. 2.36.

Таблиця 2.36

**Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами.**

№ п. п.	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Джерело інформації	Числове значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	$t_{\text{зовн}}$	Температура зовнішнього повітря	°С	табл. 2.1	- 21	+ 1	
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	табл. 2.1	29	16,8	1,97
3	$Q_{\text{П.П}}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	табл. 2.1	12,0	12,0	12,0
4	$\Sigma Q_{\text{ЖПР}}$	Сумарне теплове навантаження житлово-промислового району	МВт		41	28,8	13,97
5	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	ф-ла 2.16	41,4	29,19	12,28
6	$\tau_1$	Температура мережної води в “прямій” магістралі на виході з котельні	°С	табл. 2.1	120°	70°	70°
7	$\tau_2$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°С	табл. 2.1	48,89	36,86	30°
8	$\tau_{\text{звор}}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°С	табл. 2.17	52,7°	43,1°	56,6°

00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ

Аркуш

49

9	$G_1$	Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні	т/год	табл. 2.1	249,95	349,02	39,53
10	$G_{убут}$	Убуток води в тепломережі	т/год	табл. 2.1	15,0	15,0	5,0
11	$G_2$	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	табл. 2.1	234,95	334,02	34,53
12	$\Sigma G_{ВК}$	Витрата води в напірному трубопроводі мережних насосів	т/год	табл. 2.28	442	494	130,7
13	$G_{рец}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	табл. 2.30	78,6	124,3	18,8
14	$G_{пер}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	табл. 2.32	25,7	124,9	33,9
15	$N_{ВК.ВСТ}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	ф-ла	2	2	2
16	$N_{ВК.Р}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	ф-ла	2	2	1
17	$N_{ВК.Б}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) номінальному режимі	од	ф-ла	1	1	1
18	$N_{ВР.З}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	ф-ла	1	1	0
19	$V_{КОТ}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м <sup>3</sup> / год	ф-ла	5,1	3,4	1,5
20	$(b_T^{відп})_{газ}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м <sup>3</sup> / МВт	ф-ла	124,7		
21	$(b_T^{відп})_{у.п.}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п./МВт	ф-ла	143,4		
22	$\Sigma W_{ВК}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	ф-ла	636,37		
23	$e_{с/с}^{год}$	Середньогодинна питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	ф-ла	43		
24	$Ц_{Палив}$	Вартість природного газу	грн/ тис. м <sup>3</sup>	ф-ла	7080		
25	$Ц_{Е/Е}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт·год	ф-ла	1,58		
26	$C_Q$	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	грн/МВт	ф-ла	981		

### Розділ 3. 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 вимогою охорони праці до організації та забезпечення здорових і безпечних умов праці на робочому місці оператора котельні.

#### 3.1. 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.

##### 3.1.1. 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 небезпеки безперервно, для 2-го, 3-го, 4-го класу – періодично.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Хмельницький</i> <b>Охорона праці</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Мисько В.І.							51
Перевірив	Бойко В.О.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							
						ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		

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).

### 3.2. 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.

### 3.3. 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>).

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
						52
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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.

### 3.4. 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.

### 3.5. 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.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		53

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 люксометрами Ю-16, Ю-17, Ю-116, Ю-117.

### 3.5. Техніка безпеки

#### 3.5.1. 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

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		54

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

### 3.5.2. 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  $R_{i3} \geq 0,5$  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.

### 3.6. Пожежна та вибухобезпека на виробництві

Основними причинами пожежі та вибуху в котельні є:

1. організаційні (порушення вимог проектування промислових та допоміжних будівель та споруд, вибору будівельних матеріалів та конструкцій, планування

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		55

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:

Спалімі, важко спалімі, неспалімі.

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 ВОДОГРІЙНА КОТЕЛЬНЯ з вибухопожежної та пожежної безпеки – «Г» .

Будівля відділення ВОДОГРІЙНА КОТЕЛЬНЯ – 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.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		56

## РОЗДІЛ 4. Аналіз існуючих методів підвищення енерго-екологічної ефективності експлуатації об'єктів теплоенергетики

Природний газ вважається найбільш "чистим" з екологічного погляду органічним природним паливом, який використовується у потужних підприємствах виробництва енергії – ТЕС, ТЕЦ, РК. У той же час його спалювання у введених раніше паливоспалюючих системах не відповідає сучасним високим Європейським вимогам за ефективністю та екологічністю внаслідок морального та фізичного зносу обладнання. За даними Міжнародного енергетичного агентства для забезпечення сучасних потреб в паливі та енергоресурсів, за існуючими обсягами споживання людству вистачить природного газу на 50-55 років [10]. У зв'язку з малими запасами природного газу на власних родовищах і постійно зростаюча вартість на імпорт енергоресурсів до України, однією з найважливіших задач оптимального розвитку паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) є збільшення ефективності використання і економія енергетичних ресурсів з одночасним зниженням негативного впливу на навколишнє середовище. Основними проблемами економіки України являються: висока енергоємність внутрішнього валового продукту (ВВП), значний дефіцит нафти та природного газу, постійне зростання світових цін на енергоносії та енергетична залежність від держав-постачальників вуглеводнів. За даними Міжнародного енергетичного агентства енергоємність ВВП України складає 0,55 кг нафтового еквіваленту (н.е.) на один долар США, що у 2,5 рази перевищує середній рівень енергоємності ВВП найбільш розвинутих держав світу [10]. У відповідності з Енергетичною стратегією України до 2030 року в Україні планується зниження енергоємності ВВП за рахунок реалізації потенціалів енергоефективності та енергозбереження. Також військові дії на території Донбасу негативно впливають на енергетику країни, адже вони унеможливають видобуток первинних енергоресурсів із найбільшого родовища в Україні. У цих умовах актуальним є розроблення нових технічних рішень за рахунок впровадження високоефективних вітчизняних технологій по збільшенню ефективності роботи паливоспалюючих котлоагрегатів, покращення економічних, енергетичних і екологічних показників, досягнення стратегічних цілей розвитку тепло- та електрогенеруючих систем країни та енергетичного сектору економіки. Великі обсяги спалювання палива енерговиробляючими компаніями обумовлені, зокрема, виробленням устаткуванням свого робочого ресурсу (близько 100 тис. годин) і конструктивними недоліками.

					<b>00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ</b>					
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Хмельницький</i>			Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Мисько В.І.								
Перевірив		Бойко В.О.			Аналіз існуючих методів підвищення енерго-екологічної ефективності експлуатації об'єктів теплоенергетики			ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.										
Затвердив		Петренко В.П.								

Основне та допоміжне обладнання потребує заміни або капітального ремонту з подальшою модернізацією.

Серед основних енергетичних об'єктів України, де найбільш поширено використання котельних агрегатів є районні котельні, ТЕЦ та ТЕС. Енергопостачальна система України є національним надбанням, потужним високотехнологічним виробничим комплексом, який виступає важливою складовою у забезпеченні функціонування важливих галузей народного господарства країни, у т.ч. паливно-енергетичної, металургійної, комунально-побутової. Серед основних вимог функціонування Енергопостачальної системи України, задача якої є безперервне забезпечення тепловою та електричною енергією вітчизняних та іноземних споживачів, необхідно виділити три основні, а саме: підвищення надійності експлуатації, зростання енергетичної ефективності та підвищення екологічної безпеки. Одним із шляхів підвищення ефективності та надійності роботи котельних агрегатів та газотурбінних двигунів, а також зменшення впливу його роботи на навколишнє середовище є технічне переоснащення паливкової системи цього обладнання. В своїй праці [11] Іванов Ю.В. сформулював наступні вимоги до паливкового пристрою: – універсальність (можливість використовувати в різних топках); – надійність (обмежене тепловиділення поблизу паливника при мінімальному проскакуванні); – стійкість запалювання і стабілізація фронту горіння в широких межах; – простота конструкції; – мінімальний аеродинамічний опір по повітряному тракту; – забезпечення сумішоутворення заданої інтенсивності, достатнє для завершення горіння газу в конкретній установці; – забезпечення повноти згорання газу при мінімальному коефіцієнті надлишку повітря; – забезпечення безшумності роботи і відсутність вібрацій в арматурі і всіх елементах. Існуючі методи зниження токсичності продуктів згорання вуглеводневих палив характеризуються великими витратами при їхньому впровадженні і для всіх відомих методів характерна селективність та неоднозначність впливу на різні токсичні складові продуктів згорання [12,13]. Наприклад, всі технологічні прийоми зниження емісії оксидів азоту (NOX) приводять до збільшення концентрації в продуктах згорання оксиду вуглецю (CO) та продуктів хімічного недопалу (CxHy). Крім того, в більшості випадків не вдається ефективно застосувати одні й ті ж методи та засоби зниження токсичності продуктів згорання в паливкових системах різного призначення [13]. Це стосується так званих стехіометричних паливників (паливникові системи топок енергетичних котлів) та паливників, що працюють при високих надлишках повітря (камери згорання ГТУ та промислові теплогенератори).

Назріла об'єктивна необхідність створення і реалізації нових технологій спалювання природного газу, яка б відповідала окрім сформульованих вище, ще

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		58

й наступним вимогам: 1. Ремонтопридатність; 2. Висока енерго-екологічна ефективність; 3. Доступність матеріалів для виготовлення. Таким чином метою моєї роботи є наглядне представлення позитивного ефекту від заміни паливкової системи в котлі КВГМ-100.

#### 4.1 Аналіз існуючих систем теплоенергозабезпечення комунальних споживачів

До системи теплозабезпечення України належать: - об'єкти генерації теплової енергії (ТЕЦ, ТЕС, АЕС, когенераційні установки, централізовані опалювальні котельні, промислово-опалювальні котельні окремих підприємств, квартирні генератори тепла, вторинні енергоресурси, нетрадиційні та відновлювані джерела енергії (НВДЕ)); - об'єкти передачі і розподілу теплової енергії споживачам (магістральні теплові мережі, теплові пункти, місцеві розподільчі мережі, зокрема, розподільчі мережі житлових будинків); - система управління і регулювання постачання теплової енергії. Основними споживачами теплової енергії є житлово-комунальний сектор (44%), промисловість (35 %) та інші галузі економіки (близько 21 %). Частка централізованого опалення у загальній структурі тепlopостачання України складає близько 42 %, централізованою системою тепlopостачання забезпечується близько 60 % загальної площі, а гарячим водопостачанням - понад 40% загальної площі житлового фонду України [4]. На сьогодні у системі теплозабезпечення країни накопичилась значна кількість серйозних проблем, починаючи від технічного стану джерел генерації тепла та його розподільчих мереж, неефективного його споживання і закінчуючи проблемами фінансового забезпечення, особливо гострими з яких є проблема інвестицій, тарифного регулювання та оплати за спожиту теплову енергію. За винятком відносно нових ТЕЦ Києва та Харкова, на більшості українських ТЕЦ основне устаткування фізично і морально застаріло, потрібні його глибока модернізація або повна заміна. Теплові електростанції (ТЕС), які разом з виробітком електроенергії постачають частину теплової енергії, також потребують модернізації. На сьогодні 92,1 % енергоблоків ТЕС відпрацювали свій розрахунковий ресурс (100 тис. годин), а 63,8 % енергоблоків перетнули визнану у світовій енергетичній практиці межу граничного ресурсу та фізичного зносу відповідно 170 тис. та 200 тис. годин і потребують модернізації чи заміни. На теплових електростанціях майже всі енергоблоки перевищили подвійний розрахунковий термін [3,4]. Головними тенденціями на ринках теплової енергії країн світу є подальша децентралізація систем тепlopостачання, підвищення рівня енергоефективності при виробництві, транспортуванні і споживанні теплової енергії. В Україні недостатньо задіяні наукові вітчизняні організації та підприємства до виробництва устаткування і обладнання для модернізації об'єктів теплоенергетики, хоча можливості для цього є досить широкими. Зміна ситуації

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
						59
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

можлива за умови залучення до галузі значних фінансових ресурсів, в першу чергу, приватних і застосування сучасних технологій. Особливо важливу роль повинна зіграти розробка та впровадження стратегічних науково обґрунтованих планів реконструкції систем теплозабезпечення з метою підвищення їх економічної і енергетичної ефективності та зменшення шкідливого впливу на довкілля.

4.2 Аналіз методів покращення енерго-економічних показників роботи та зменшення емісії шкідливих речовин

#### 4.2.1 Мікрофакельна технологія

Застосування мікрофакельного горіння є перспективним напрямком підвищення енергоекологічної ефективності котельних агрегатів, але ефективність його застосування залежить від методів реалізації мікродифузійного горіння, що потребує відповідної попередньої дослідної перевірки в стендових умовах. Досвід використання такої технології у пальникових системах вказує на ряд недоліків, таких як висока ціна при низькій експлуатаційній надійності, підвищена шумність та наявність вібраційних режимів горіння при роботі, що призводить до зменшення моторесурсу котлоагрегату.

#### 4.2.2 Підвищення надлишку повітря та гомогенізація зони горіння

Підвищення надлишку повітря є радикальним методом зниження емісії оксидів азоту як при дифузійному, так і при попередньому сумішоутворенні. При цьому вважається, що найбільший ефект від підвищення надлишку первинного повітря досягається при застосуванні попереднього сумішоутворення [12,14]. Така технологія отримала назву DLN-технологія і представлена вона на рис. 4.1.

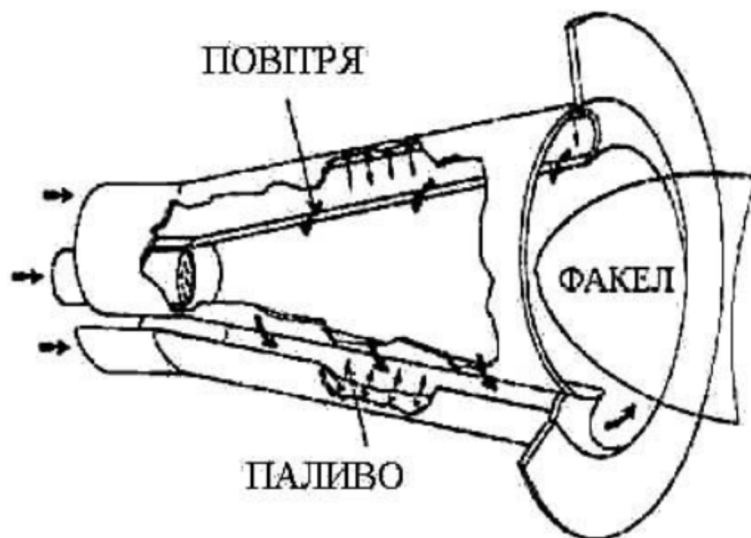


Рисунок 4.1 – DLN-технологія з застосуванням EV-пальників. Фірма АВВ  
 При цьому доведено, що у низькотемпературному факелі ( $T < 1800 \text{ K}$ ) основним механізмом утворення оксидів азоту є механізм утворення «швидких» NO, в той же час, у високотемпературному полум'ї превалює механізм утворення

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

термічних оксидів азоту. Відомо, що для термічних NO має місце сильна залежність їх емісії від температури та тиску ( $NO \propto p^{1/2}$ ) і практично відсутній вплив тиску на емісію “швидких” оксидів азоту. Цей факт є визначальним в умовах роботи котельних агрегатів.

Однак застосувати DLN-технологію в умовах експлуатації котлоагрегатів КВГМ-100 практично неможливо. Це пояснюється конструктивними особливостями штатного пальникового пристрою.

#### 4.2.3 SOLO – NO<sub>x</sub> технологія

До технологій зниження рівня емісії оксидів азоту на основі гомогенізації зони горіння відноситься також так звана SOLO – NO<sub>x</sub> технологія [7,8], зображена на рис. 4.2

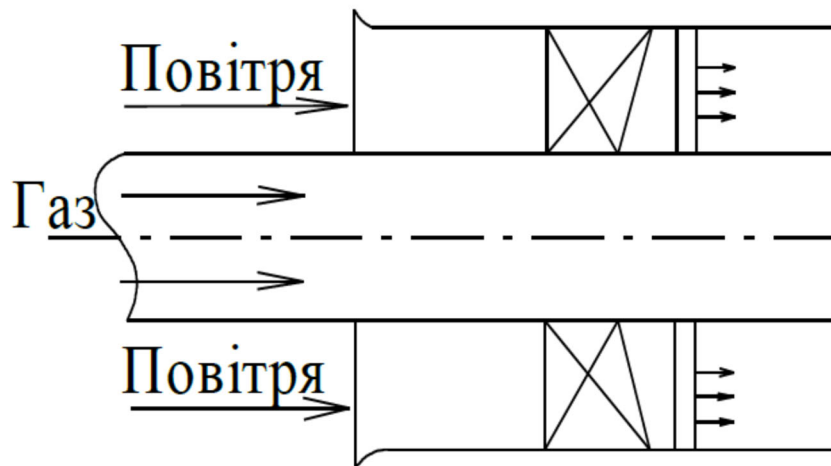


Рисунок 4.2 – (SOLO – NO<sub>x</sub> – технологія). Попереднє сумішоутворення та горіння бідної горючої суміші

В даній технології реалізується розподілене по перерізу пальника (перед або після завихрювача) дифузійне сумішоутворення, що забезпечує високий рівень гомогенізації зони горіння і, як наслідок – зниження рівня емісії NO<sub>x</sub> у вузькому діапазоні режимів роботи по коефіцієнту надлишку повітря (у даному випадку при  $\lambda = 1,7$ , що є додатковим підтвердженням дифузійності процесу горіння). Результати досліджень пальникового пристрою фірми Solar показали, що при збільшенні надлишку повітря вище приведенного рівня різко зростає емісія CO, а при зменшенні надлишку повітря не тільки суттєво зростає емісія NO<sub>x</sub> і CO, але й виникають проблеми, пов’язані з появою вібраційного горіння, зривом та проскоком полум’я. Фірми, що застосовують цю технологію (Solar, Rolls-Royce, Siemens та ін.), усувають ці проблеми за допомогою впровадження спеціальних систем регулювання складу суміші в зоні горіння, застосування змінної геометрії пальникових пристроїв.

#### 4.2.4 ПСТ – технологія

Відмічені вище недоліки визначають подальший пошук в напрямку ефективних методів реалізації DLN та SOLO – NO<sub>x</sub> технологій.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		61

Схемні реалізації малотоксичних пальникових пристроїв, які виконані НПФ «Теплофізика» та ДП «Баштрансгаз» [16, 15] (Росія) по суті являють ще один варіант модернізації SOLO – NOx технології.

Так, в схемі пальників НПФ «Теплофізика», реалізується комбіноване сумішоутворення з роздачею палива по двом незалежним контурам. Більша частина палива подається через основний контур і розподіляється системою радіальних струменів у закрученому кільцевому потоці повітря, забезпечуючи реалізацію попереднього сумішоутворення. Менша доля палива подається через пусковий контур, який забезпечує дифузійне сумішоутворення у кормовій зоні за втулкою пальника. Застосування такої схеми дозволяє знизити викиди не тільки оксидів азоту, але й викиди CO і CH, а також зсунути границі зриву полум'я у бік бідної суміші.

Серед недоліків робочого процесу таких пальників можна відмітити появу пульсацій тиску (основна частота 200...250 Гц) з амплітудою до 10% від рівня повного тиску. При цьому спостерігається суттєве зростання емісії NOx. До числа недоліків такої схеми слід віднести складність конструкції і технології її реалізації, високу металоємність і необхідність проведення доводочних робіт в складі натурального пальникового пристрою.

У схемі пальникового пристрою, який розроблено спільно НПФ «Теплофізика» з ДП «Баштрансгаз» [17], також реалізується комбіноване сумішоутворення. (рис. 4.3)

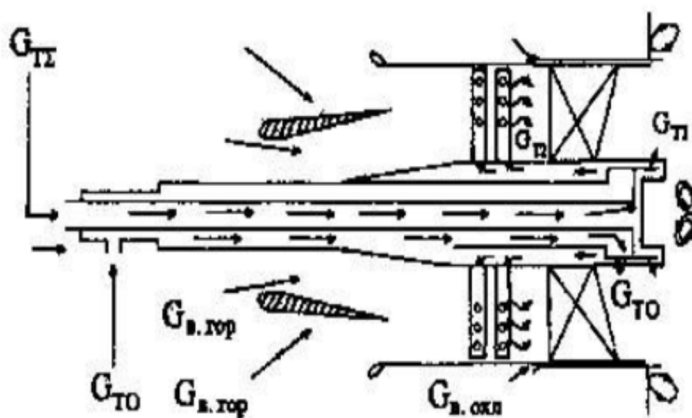


Рисунок 4.3 – Пальник ПСТ, DLN – технологія з інтенсифікацією сумішоутворення

В цьому випадку (на відміну з попереднім варіантом) в пальниках ПСТ («предварительное смешение топлива») реалізується більш повне попереднє сумішоутворення основної частини палива, яке подається до встановленого перед регістром змішувача, з повітрям за рахунок використання радіальних колекторів подачі палива. Висока степінь однорідності складу суміші на виході з пальникового пристрою забезпечується за рахунок використання великої кількості газових отворів (120 на один пальник) рівномірно розподілених у

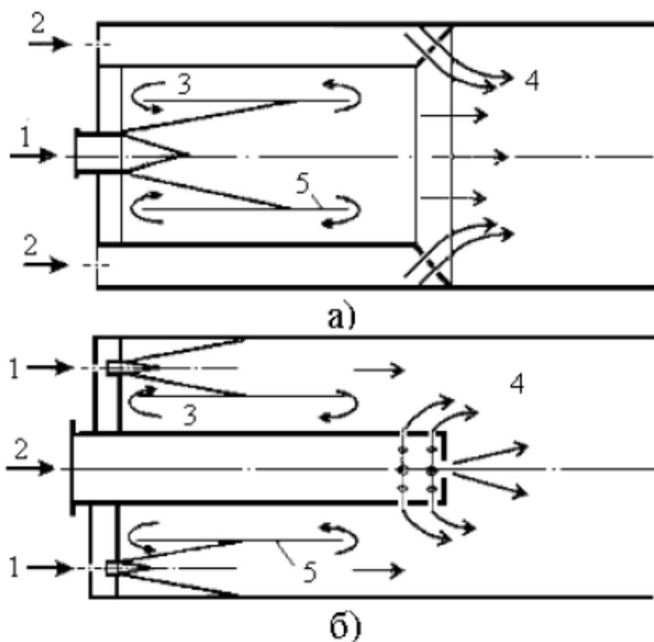
						00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			62

поперечному перерізі зовнішнього змішувача. Частина основного палива поступає через сопла, що розміщуються за регістром. У даній конструкції також застосовується подача пускового палива, що подається по окремому пусковому контуру. При високій ефективності даної конструкції з точки зору зниження рівня емісії NOx їй притаманні ряд недоліків, до числа яких можна віднести підвищенні вимоги щодо монтажних робіт, суттєвий вплив експлуатаційного стану автоматики та обладнання системи подачі палива на стабільність і надійність запуску камери згорання. В окремих випадках зафіксовані низькочастотні коливання частоти обертання газової турбіни і температури продуктів згорання, мають місце випадки погасання чергового полум'я, утворення нагару, високі рівні викидів CO (більше 200 мг/м<sup>3</sup>). До цього слід додати складність конструкції і вимоги високої точності виготовлення окремих елементів пальника, високу металоємність і складність доводки робочого процесу в складі готового пальникового пристрою.

#### 4.2.5 Комплексна технологія

Серед можливих прийомів модернізації пальникових пристроїв слід також відзначити технології, які ґрунтуються на застосуванні комплексного підходу. За рахунок перерозподілу потоків первинного та вторинного повітря (встановлення повітряних патрубків між периферійними регістровими пальниками та радіальна подачі додаткового повітря через патрубки, що розміщені на конічній обічайці фронтового пристрою) досягає зменшення нерівномірності температурного поля у топці котельного агрегату, що приводить до збільшення ККД агрегату на 2% [18]. Одночасно суттєво зменшується емісія токсичних оксидів азоту. Оптимізація розподілу повітря по трактам первинного та вторинного повітря призводить до зменшення емісії оксидів азоту з 700..800 мг/м<sup>3</sup> (при штатному виконанні) до 130...150 мг/м<sup>3</sup> (при модернізованому варіанті виконання). Такий ефект досягається шляхом здійснення внутрішньої рециркуляції повітря. Принципові схеми реалізації пальників з внутрішньою рециркуляцією показані на рис. 4.4.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		63



1 – подача палива та первинного повітря; 2 – подача вторинного повітря; 3 – внутрішня рециркуляція; 4 – струмені вторинного повітря; 5 – рециркуляційна вставка

Рисунок 4.4 – Схема низькоемісійних (ultra-lowNO<sub>x</sub>) пальників

Суттєвим недоліком комплексної технології, що використовує фірма “ОРМА” є необхідність модернізації практично всіх вузлів камери згорання чи котельного агрегату (в тому числі і вихрового змішувача).

Слід відзначити той факт, що вказані технології мають різну назву (у першому випадку це технологія COSTAIR – Continued Staged Air with Internal Recirculation, а в другому це технологія FIRB – Forced Internal Recirculation Burners), однак по суті вони є технологіями-аналогами і ґрунтуються на основі створення підсиленого ефекту внутрішньої рециркуляції продуктів згорання до кореня факела за рахунок їх ежекції системою струменів (рис. 1.4, поз. 1) по центру або по периферії пальника. В першому випадку (рис. 1.4а) інтенсивність рециркуляції зростає за рахунок зниження тиску в зоні горіння, що виникає в середині рециркуляційної вставки (рис. 1.4, поз. 5), а в другому випадку (рис. 1.4б) такий же ефект досягається за рахунок горіння в просторі між корпусом та вставкою (5).

В результаті досягається значне зниження емісії оксидів азоту (табл. 1.1). Однак, такі пальникові системи характеризуються складністю конструкції та технології виготовлення, високою метало- та матеріалоемністю.

Таблиця 4.1

Найкращі світові досягнення зниження емісії NO<sub>x</sub> в продуктах згорання стехіометричних пальників

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Розробник	Особливості технології	Концентрація NOx в мг/м3
Магдебургський Університет (Німеччина)	розподілена подача повітря з внутрішньою рециркуляцією продуктів згоряння	70 – 80
KortingHannover AG (Німеччина)	СК – пальник (застосування багатоступеневої подачі палива та повітря при частковому	80-85

Підводячи підсумок під зробленим аналізом розвитку сучасних технологій підвищення екологічного рівня та паливоспалюючих пристроїв на їх основі, можна зробити висновок, що достатній рівень інтенсифікації та стабілізації процесу спалювання може бути досягнутий як у вихрових, так і в прямоточних пальникових системах.

Перевагою прямоточних конструкцій пальників є більш спрощена технологія їх виготовлення та можливість застосування мікрофакельної структури зони горіння.

Провідні фірми у галузі енергетичного машинобудування (ABB, Siemens, GeneralElectric, консорціум MAN Energy і GEC Alsthom (ME/GA) і ін.) в останні десятиліття нарощують свої зусилля і капіталовкладення в напрямку підвищення термодинамічної ефективності усіх типів енергетичних установок, що обумовлено не тільки економією паливно-енергетичних ресурсів, але і забезпеченням екологічної безпеки цих установок.

Таким чином, для України з великим рівнем енерговиробництва та енергоспоживання актуальним є розробка науково-обґрунтованих маловитратних технологій зниження викидів токсичних продуктів згоряння та створення науково-обґрунтованої бази розвитку нового перспективного напрямку паливоспалюючої техніки.

Запозичення світового досвіду у рішенні цих проблем для України практично неможливо. Основною причиною є те, що відомі в світовій енергетиці технології є усі, без винятку, високовитратними, закритими для широкого впровадження та залежними від економічної політики окремих фірм-монополістів. Підґрунтям для цього є ті обставини, що у цій сфері діяльності вже на протязі багатьох років такі фірми-монополісти як Siemens та Steinmuller (Німеччина), FosterWheelerEn. Corp., GeneralElectric та Babcock-Wilcox (США), Mitsubishi (Японія), ABB (Швейцарія), між якими існує чіткий розподіл сфер діяльності при загальній тенденції розвитку високовитратних енерготехнологій.

У цих умовах актуальним є розроблення нових технічних рішень за рахунок впровадження високоефективних вітчизняних технологій по збільшенню

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65

ефективності роботи газотурбінних двигунів, покращення економічних і екологічних показників, досягнення стратегічних цілей розвитку газотранспортної системи країни та енергетичного сектору економіки.

#### 4.2.6 Трубчаста технологія НТУУ “КПІ ім. Ігоря Сікорського”

При створенні пальникових систем на базі даної технології застосовуються трубчасті модулі (насадок Борда), за допомогою яких вдається реалізувати всі відомі канонічні методи мінімізації емісії оксидів азоту в поєднанні з високою ефективністю вигорання палива. В результаті виконаного циклу науково-дослідних та дослідно-конструкторських робіт створені наукові основи робочого процесу таких пальників та загальні принципи їх конструювання [19].

Зона горіння у такому пальнику (на базі трубчастих модулів) являє собою мікрофакельну систему, яка при високій ефективності сумішоутворення дозволяє створити рівномірне температурне поле продуктів згорання, що сприятиме підвищенню загальній енергетичній ефективності котельного агрегату.

Особливістю даної технології є: простота реалізації (при виготовленні пальників використовуються стандартні матеріали: листовая сталь, труба і технології виготовлення: необхідні тільки слюсарні та зварювальні операції), мала металоємність. Слід також відмітити “незалежність” даної технології від закордонних фірм (є демонстраційний патент України, а також можливе подальше патентне закріплення прийнятих конструктивних рішень).

#### 4.3 Висновки

Проаналізувавши існуючі технології та методи впливу на енерго-екологічні показники роботи котельного агрегату зроблено наступні висновки:

1. Враховуючи сучасний стан та зміну паливно-енергетичного балансу країни ставляться все більш жорсткі вимоги щодо екологічних та економічних показників використання котельних агрегатів, що знаходяться в експлуатації;

2. В Україні в експлуатації знаходиться значна кількість фізично та морально застарілих котельних агрегатів, серед яких варто приділити увагу котлоагрегату КВГМ-100;

3. Серед розглянутих способів технічного переоснащення котельного агрегату найбільш оптимальним є використання пальникової системи на основі трубчастої технології завдяки наступним перевагам:

- здатність комплексного застосування класичних та додаткових методів і способів підвищення екологічності спалювання газоподібного палива;
- високий рівень рівномірності температурного поля у зоні горіння;
- покращенні техніко-експлуатаційні показники роботи обладнання (зменшення шуму, вібрації), що позитивно впливає на моторесурс установки;

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

- широкий спектр регулювання завантаження установки (10...100%) при незмінно високому рівні екологічності спалювання палива;
- здатність проведення швидкої і недорогої модернізації установки за рахунок використання доступних матеріалів і не складних технологічних операцій виготовлення та установки;
- вітчизняна розробка.

У цих умовах актуальним є розроблення нових технічних рішень за рахунок впровадження високоефективних вітчизняних технологій по збільшенню ефективності роботи газотурбінних двигунів, покращення економічних і екологічних показників, досягнення стратегічних цілей розвитку газотранспортної системи країни та енергетичного сектору економіки.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
						67
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. Шкрадюк И.Э., Чупров В.А. Технологическая картина мировой энергетики до 2050 г. – М.: Гринпис России, 2010. – 78 с.
11. Иванов Ю.В. Основы расчета и проектирования газовых горелок. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 360 с.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Хмельницький</i> <b>Список використаної літератури</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Мисько В.І.							68
Перевірив	Бойко В.О.					ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

12. Д.В. Лобанов, В.Н. Чукреев. Разработка и исследование малотоксичной камеры сгорания // Теплоэнергетика. – 2009. – № 8. – С.46-47.
13. Використання трубчастих модулів як елементів інтенсифікації горіння та підвищення енерго-екологічної ефективності газових пальників / Г.О. Мікулін, Г.М. Любчик, Г.Б. Варламов, Г.С. Марченко, С.О. Левчук, А.О. Зарицкий, А.В. Кардашев // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2003. – №4. – С.58-65.
14. Correa S. NOx formation in lean premixed methane flames // Engineering systems laboratory (USA). Report 89CRD001, 1989.
15. Кашапов Р. Концепция создания низкоэмиссионной камеры сгорания // Газотурбинные технологии. – 2000. – № 7-8. – С.16 -19.
16. Leonard G., Correa S. NOx formation in lean premixed high-pressure methane flames // ASME PD Vol.30, Singh S.N, Ed., 1990.
17. Низкоэмиссионные камеры сгорания ГТУ / Ю.В. Забродин, Р.С. Кашапов, В.И. Корнеев, Ф.Г. Тухбатуллин, А.З. Шайхутдинов // Газовая промышленность.
18. Марчуков Е.Ю., Куприк В.В., Федоров С.А. Модернизация ГТУ компрессорных станций – важная составляющая повышения эффективности транспорта газа // Газовая промышленность. – 2003. – № 7. – С.98-99.
19. Создание малотоксичных камер сгорания ГТУ / Г.Н. Любчик, Г.Б. Варламов, Р.М. Гордяк, Б.И. Шелковский, Г.С. Марченко, Г.А. Миколин, С.А. Левчук // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2003. – № 2. – С.65 - 74.

					00БКР144.ОПТЕ 008.006.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		69