

**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 _____

на тему: _____ Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 5 в місті Житомир _____

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗТЕ-5-9

_____ Ткачов Дмитро Леонідович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник _____ проф. Прядко Микола Олексійович _____
(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

(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТЕХТ

проф. Василенко С.М.

“09” листопада 2020 року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Ткачова Дмитра Леонідовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 5 в місті Житомир

керівник роботи д.т.н., проф. Прядко Микола Олексійович

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “09” 11.2020 року № 934-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 05.02.2021 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 12,0 МВт; температура теплоносія 95 °С; розрахункова температура -22 °С; температура зовнішнього повітря -0,8 °С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду – 192 доби; температури мережної води $\tau'_{01}/\tau'_{02}: 140^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$.

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

1. Розрахунок теплових навантажень житлово-промислового району міста

2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

3. Охорона праці

4. Творче завдання

5. Перелік графічного матеріалу

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

2. Теплова схема котельні.

3. План на відмітці 0,000.

4. Розріз 1-1, 2-2.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 17.12.2020

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Визначення теплових навантажень в системі ТПЖР	16.12-21.12.20	Виконано
2	Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях	22.12-29.12.20	Виконано
3	Визначення розрахункових витрат теплоносія	30.12-05.01.21	Виконано
4	Формування вихідних даних до Частини 2 проекту	06.01-10.01.21	Виконано
5	Розрахунок теплової схеми котельні	11.01-18.01.21	Виконано
6	Вибір енергетичного обладнання котельні	19.01-23.01.21	Виконано
7	Оформлення креслень та ПЗ	24.01-31.01.21	Виконано

Здобувач _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

Ткачова Д.Л.
(прізвище та ініціали)

Прядко М.О.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ I. Розрахунок теплових навантажень житлово – промислового району міста.....	8
1. Вихідні дані до проекту.....	8
2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району.....	9
3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях.....	15
3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення.....	15
3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання.....	18
3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію.....	24
4. Визначення розрахункових витрат теплоносія.....	27
5. Вихідні дані до розділу II.....	28
РОЗДІЛ II. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	30
1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами.....	30
2. Формування принципової схеми водогрійної котельні.....	32
3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами	33
4. Вибір обладнання котельні	43
5. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні... ..	45
РОЗДІЛ III. Охорона праці.....	49
РОЗДІЛ IV. Енергоефективність та енергозбереження систем опалення та вентиляції	57
Список використаної літератури.....	70

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №5 в м. Житомир</i> ЗМІСТ	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Ткачов Д.Л.						4
Перевірив		Прядко М.О.				ЗТЕ-5-9 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

АНОТАЦІЯ

Ткачов Д.Л. Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 5 в місті Житомир - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району на 20 кварталів, знайдені графіки залежності теплових навантажень опалення, вентиляції та гарячого водопостачання району від температури зовнішнього повітря, графік залежності температур і витрати мережної води від температури зовнішнього повітря, графік річної 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.

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

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.

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №5 в м. Житомир АНОТАЦІЯ	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Ткачов Д.Л.							5
Перевірив	Прядко М.О.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							ЗТЕ-5-9 кафедра ТЕХТ НУХТ

ABSTRACT

Tkachov D.L. Project of heat supply system of residential-industrial district № 5 in the city of Zhytomyr - 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 20 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 devoted to district heating of large cities.

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.

					00БП144.ОПТЕ008.003.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.

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №5 в м. Кременчук</i> ВСТУП	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Ткачов Д.Л.							7
Перевірив	Прядко М.О.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							
						ЗТЕ-5-9 кафедра ТЕХТ НУХТ		

РОЗДІЛ I. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

1.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Житомир.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант № 5.
3. Структура теплового навантаження:
 - 3.1. Опалення житлових кварталів
 - 3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів
 - 3.3. Вентиляція громадських будівель
 - 3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства 12,0 МВт

(Теплоносій – гаряча вода $t_2'' = 95\text{ }^\circ\text{C}$, степінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення – $-22\text{ }^\circ\text{C}$.
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – $-0,8\text{ }^\circ\text{C}$.
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції – $-10\text{ }^\circ\text{C}$.
7. Температура початку опалювального періоду, $t_{\text{зпк}} = +8\text{ }^\circ\text{C}$
8. Температура точки “зламу”, $t_{3,3}$ (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень Здійснити для трьох характерних режимів:
 - максимально зимового;
 - точки “зламу” температурного графіка опалення;
 - літнього.
10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
11. Тривалість опалювального періоду – 192 доби.
12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього періоду, діб

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, $^\circ\text{C}$							
	-30... ...-25	-25... ...-20	-20... ...-15	-15... ...-10	-10... ...-5	-5... ...0	0... ...+5	+5... ...+8
У вказаному інтервалі	-	1,0	4,9	13,4	27,9	52,3	60,4	27,1
Нижче даної	-	1,0	5,9	19,3	47,2	99,5	159,9	192,0

13. Розрахункові температури мережної води $\tau_{01}' / \tau_{02}' : 140^\circ\text{C} / 70^\circ\text{C}$.
14. Система теплопостачання – закрыта

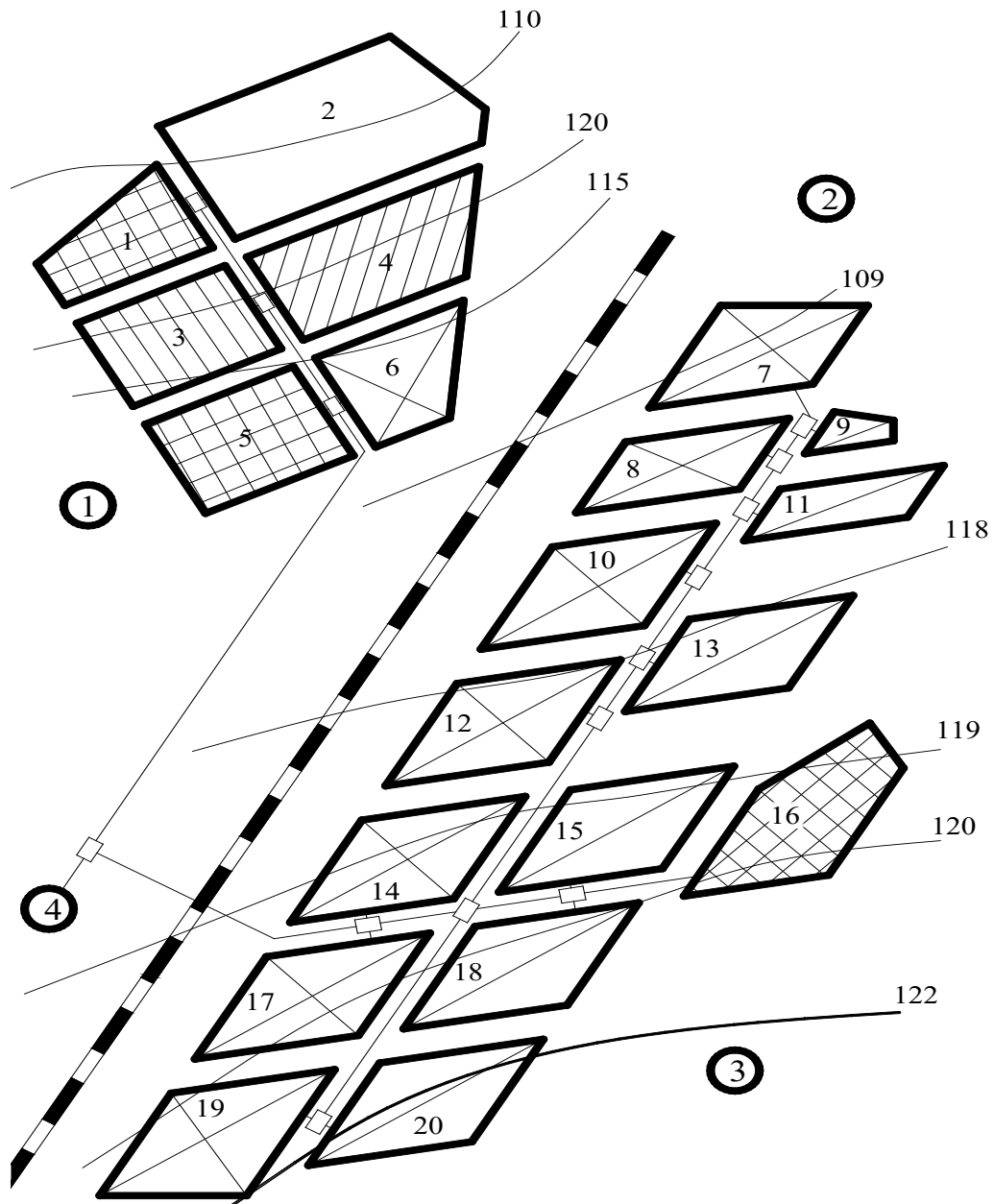
00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ				
<i>Зм.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>
<i>Розробив</i>		<i>Ткачов Д.Л.</i>		
<i>Перевірив</i>		<i>Прядко М.О.</i>		
<i>Н. Контр.</i>				
<i>Затвердив</i>		<i>Петренко В.П.</i>		
Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №5 в м. Житомир				
		<i>Літера</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
				8
НУХТ. Каф. ТЕХТ, гр. ЗТЕ-5-9				

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

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

1.2. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ

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



Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата

00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ

Аркуш

9

1.2.2. Нумерую на плані району квартали району тепlopостачання.

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

$$F_{жс} = F_i f_i = 0,76 \cdot 7400 = 5613 \text{ м}^2$$

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 (3.3):

$$Q'_{o\max} = q_o F_{жс} (1 + K_{сп}) 10^{-6} = 76,2 \cdot 5613 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,53 \text{ МВт}$$

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

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

$$Q'_{в\max} = K_{сп} K_{в} q_o F_{жс} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 76,2 \cdot 5613 \cdot 10^{-6} = 0,06 \text{ МВт}$$

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

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

$$m = \frac{F_{жс}}{f_3} = \frac{5613}{25} = 225$$

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

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

$$Q'_{ГВП} = q_2 m 10^{-6} = 376 \cdot 224 \cdot 10^{-6} = 0,08 \text{ МВт}$$

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.

Таблиця 1

Розрахункові теплових навантажень

Номер квартала	Площа квартала, га	Густина (щільність) житлового фонду, $\text{м}^2/\text{га}$	Житлова площа кварталу, м^2	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	0,76	7400	5613	225	0,53	0,06	0,08	0,68
2	2,33	4000	9333	373	1,97	0,24	0,14	2,35
3	1,09	6900	7537	301	0,72	0,09	0,11	0,92
4	1,35	5500	7398	296	0,86	0,10	0,11	1,08
5	1,08	7400	8019	321	0,76	0,09	0,12	0,98
6	0,81	8500	6908	276	0,66	0,08	0,10	0,84

7	0,86	8500	7350	294	0,70	0,08	0,11	0,89
8	0,76	7500	5664	227	0,54	0,06	0,09	0,69
9	0,15	7200	1089	44	0,10	0,01	0,02	0,13
10	1,27	7500	9514	381	0,91	0,11	0,14	1,16
11	0,63	7200	4503	180	0,43	0,05	0,07	0,55
12	1,27	7500	9514	381	0,91	0,11	0,14	1,16
13	1,07	7200	7708	308	0,73	0,09	0,12	0,94
14	1,28	7500	9607	384	0,92	0,11	0,14	1,17
15	1,24	7200	8893	356	0,85	0,10	0,13	1,08
16	1,33	6800	9019	361	0,86	0,10	0,14	1,10
17	1,28	7800	9992	400	0,95	0,11	0,15	1,22
18	1,24	7500	9264	371	0,88	0,11	0,14	1,13
19	1,35	7800	10498	420	1,00	0,12	0,16	1,28
20	1,24	7500	9264	371	0,88	0,11	0,14	1,13
Всього:	22,37	-	156685	6267	16,16	1,94	2,36	20,46

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

$$Q'_{ГВП max} = 2,4Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 2,36 = 5,66 \text{ МВт}$$

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

$$Q'_{ГВП Л} = Q'_{ГВП} \frac{55 - t_{x.е.л}}{55 - t_{x.е.з}} \beta = 2,36 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 1,51 \text{ МВт}$$

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

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

$$Q'_{ГВП max Л} = Q'_{ГВП max} \frac{55 - t_{x.е.л}}{55 - t_{x.е.з}} \beta = 5,66 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 3,62 \text{ МВт}$$

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 , $t_3^{сеп.опал}$, $t_{3.3}$, $t_{зпк}$, за формулами (3.9) та (3.10):

$$Q_o = Q'_{o max} \bar{Q}_o = Q'_{o max} \frac{t_{в.п} - t_3}{t_{в.п} - t_{3.0}} = 16,16 \frac{+18 - (-22)}{+18 - (-22)} = 16,16 \cdot 1 = 16,16 \text{ МВт}$$

$$Q_v = Q'_{v max} \bar{Q}_o = Q'_{v max} \frac{t_{в.п} - t_3}{t_{в.п} - t_{3.0}} = 1,94 \frac{+18 - (-22)}{+18 - (-22)} = 1,94 \cdot 1 = 1,94 \text{ МВт}$$

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

									Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата	00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ				11

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 2

Таблиця 2

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

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при t_3					
			$t_{3.0}$ -22 °C	t_3 -10 °C	$t_3^{сеп.опал}$ -0,8 °C	$t_{3.3}$ +3 °C	$t_{зпк}$ +8 °C	літо
1	\bar{Q}_o		1	0,7	0,47	0,38	0,25	-
2	Q_o	МВт	16,16	11,31	7,6	6,06	4,04	-
3	Q_v	МВт	1,94	1,36	0,91	0,73	0,49	-
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36	1,51
5	$Q'_{ГВП\max}$	МВт	5,66	5,66	5,66	5,66	5,66	3,62
6	Всього: 2+3+4	МВт	20,46	15,03	10,87	9,15	6,89	1,51
7	Всього: 2+3+5	МВт	23,76	18,33	14,17	12,45	10,19	3,62

1.2.15. Визначаю річну витрату теплоти:

- на опалення, за формулою (3.15):

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

$$= 16,16 \cdot 192 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-0,8)}{+18 - (-22)} \cdot 3,6 = 125995,3 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію, за формулою (3.16):

$$Q_v^{річн} = Q'_{v\max} n_o \frac{z}{24} \frac{t_{в.р} - t_3^{сеп.опал}}{t_{в.р} - t_{3.0}} 3,6 =$$

$$= 1,94 \cdot 192 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-0,8)}{+18 - (-22)} \cdot 3,6 = 10083,8 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання, за формулою (3.17):

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

$$= (2,36 \cdot 192 \cdot 24 + 1,51 \cdot (8400 - 192 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 59762,9 \text{ ГДж/рік}$$

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, °C.

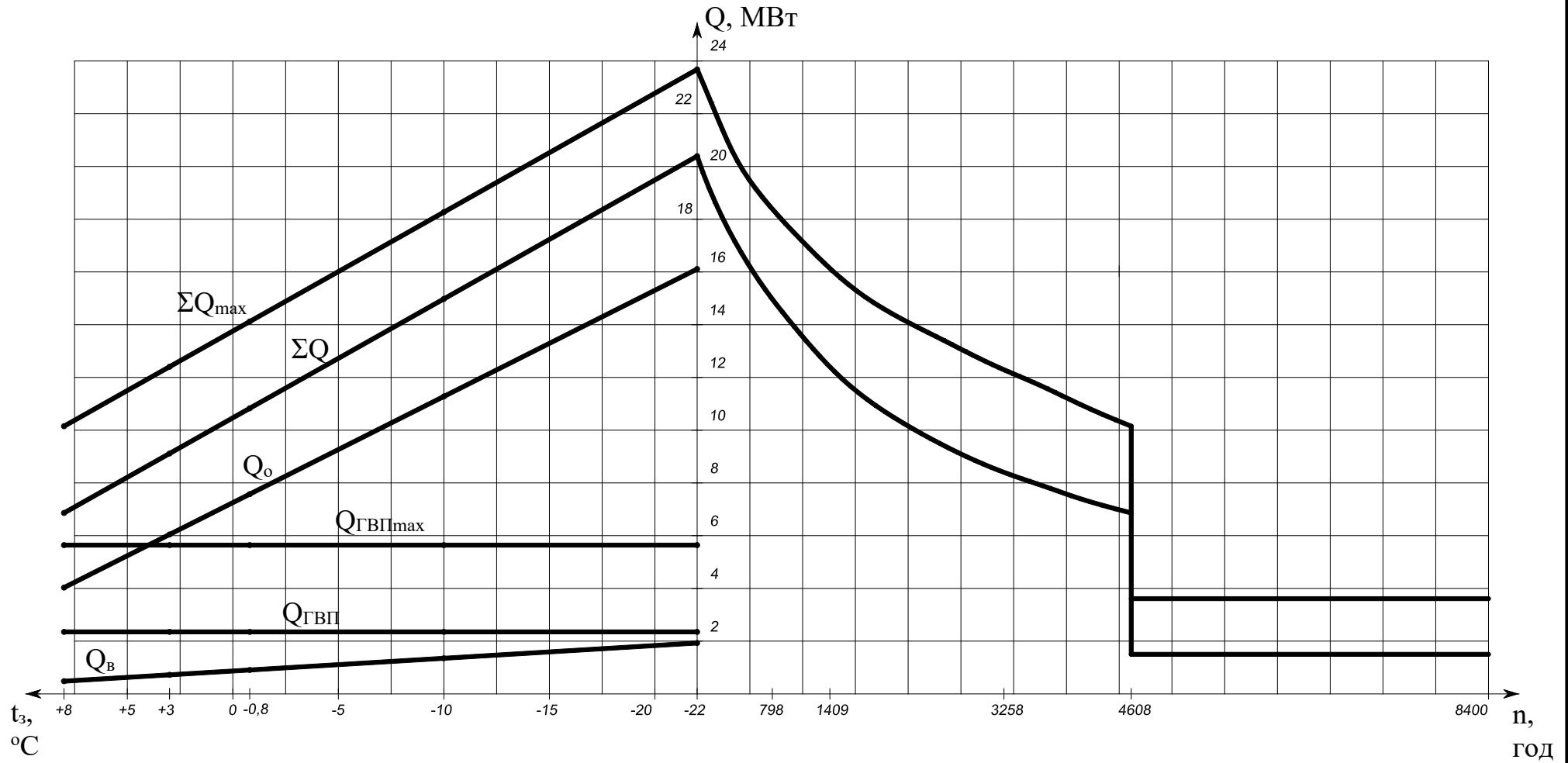
1.2.16. Визначаю сумарну річну витрату теплоти на опалення, на вентиляцію та на ГВП, за формулою (3.18):

$$\sum Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 125995,3 + 10083,8 + 59762,9 = 195842 \text{ ГДж/рік}$$
$$\sum Q^{річн} = 54400,6 \text{ МВт/рік}$$

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.

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		13

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



00БГ144.ОПТЕ008.003.ПЗ

Эм.

Дакшл

№ док.м.

Підпис

Дата

14

Дакшл

1.3.1.4 Звожу результати визначення температур і витрат в таблицю 4.

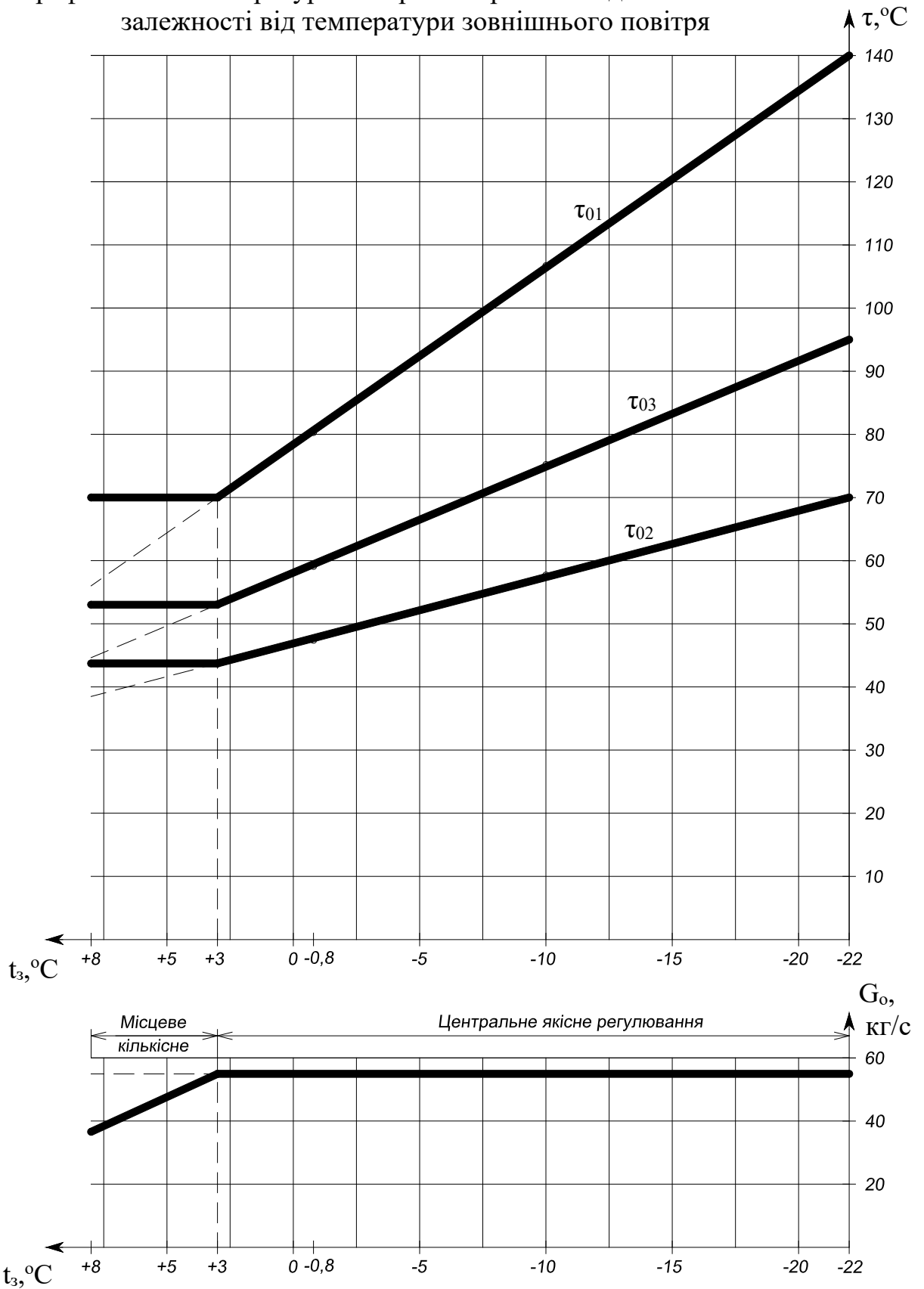
Таблиця 4

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

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{z.o}$ -22 °C	t_z -10 °C	$t_z^{сер.опал}$ -0,8 °C	$t_{z.z}$ +3 °C	$t_{зпк}$ +8 °C
τ_{o1}	°C	140	106,7	80,3	70	70
τ_{o2}	°C	70	57,7	47,4	43,7	43,7
τ_{o3}	°C	95	75,2	59,1	53	53
G_o	кг/с	55,1	55,1	55,1	55,1	36,66

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

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



Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата

00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ

1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

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

$$G_{ГВП\max} = \frac{Q_{ГВП\max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{5,66 \cdot 10^3}{4,19(70 - 43,7)} \cdot \frac{60 - (43,7 - 5)}{60 - 5} = 19,89 \text{ кг/с}$$

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

$$\begin{aligned} \tau_2 &= \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o\max} + G_{ГВП})} = \\ &= 43,7 - 5,66 \cdot 10^3 \cdot \frac{(43,7 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19(55,1 + 19,89)} = 32,7 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

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

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

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

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta_I} - \Delta t_{M_I}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_I}}{\Delta t_{M_I}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(32,7 - 5) - (43,7 - 38,7)}{\ln \frac{32,7 - 5}{43,7 - 38,7}} = 13,3 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta_{II}} - \Delta t_{M_{II}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_{II}}}{\Delta t_{M_{II}}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{22} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{22} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (43,7 - 38,7)}{\ln \frac{70 - 60}{43,7 - 38,7}} = 7,2 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$q_{z_M} = \frac{Q_{ГВП\max} 10^3}{c(t_n - t_{x.3})} = \frac{5,66 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 24,56 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_I = c q_{z_M} (t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 24,56 \cdot (38,7 - 5) = 3,47 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = c q_{z_M} (t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 24,56 \cdot (60 - 38,7) = 2,19 \text{ МВт}$$

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, за формулами (4.18) та (4.19):

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 28,25 + 55,1 = 83,35 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП\max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 5,66 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 43,7)} = 28,25 \text{ кг/с}$$

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш 18
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Кінцевий розрахунок.

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

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,82 \cdot 24,56 \cdot (46,5 - 5) = 3,5 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} =$$
$$= \left(0,35 \frac{24,56}{66,65} + 0,65 + \frac{1}{1,38} \sqrt{\left[\frac{24,56}{66,65} \right]} \right)^{-1} = 0,82$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{3,5 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 24,56} = 39,0 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 5,66 - 3,5 = 2,16 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{1,7 \Phi_{II}^2 q_{z_M}}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \Phi_{II}^2 \left(\frac{(\tau_{01} - t_n) c q_{z_M}}{Q_{II} 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} =$$
$$= \frac{1,7 \cdot 2,76^2 \cdot 24,56}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,76^2 \cdot \left(\frac{(80,3 - 39,0) \cdot 4,19 \cdot 24,56}{2,16 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 14,11 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2z} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 80,3 - \frac{2,16 \cdot 10^3}{14,11 \cdot 4,19} = 43,8 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 14,11 + 55,1 = 69,21 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o \max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{55,1}{69,21} \cdot 47,4 + \frac{14,11}{69,21} \cdot 43,8 = 46,7 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.22. Перевіряю теплову продуктивність 1-го і 2-го ступенів підігрівників за формулами (4.20)-(4.22). Якщо знайдені величини близько

									Аркуш	
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата	00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ					20

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

$$= \left(0,35 \cdot \frac{24,56}{68,96} + 0,65 + \frac{1}{1,38} \cdot \sqrt{\left[\frac{24,56}{68,96} \right]} \right)^{-1} = 0,83$$

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

$$t_n = t_{x.з} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{3,56 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 24,56} = 39,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаю теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 5,66 - 3,56 = 2,1 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 46,7 - \frac{3,56 \cdot 10^3}{68,96 \cdot 4,19} = 34,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.24. Здійснюю перевірку, за формулою (4.30)

$$t_2 = \frac{Q_{ГВП}^{II} 10^3}{c q_{z_M}} + t_n = \frac{2,1 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 24,56} + 39,6 = 60 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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. Визначити витрату мережної води в літньому режимі:

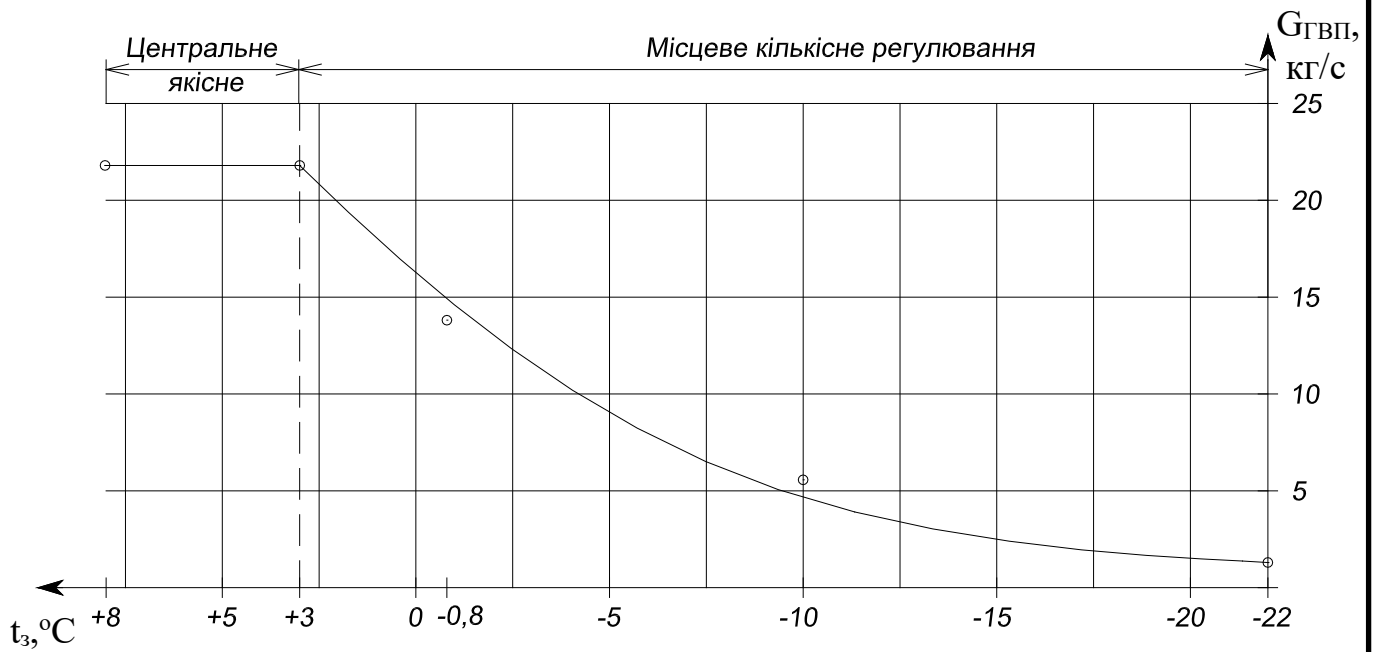
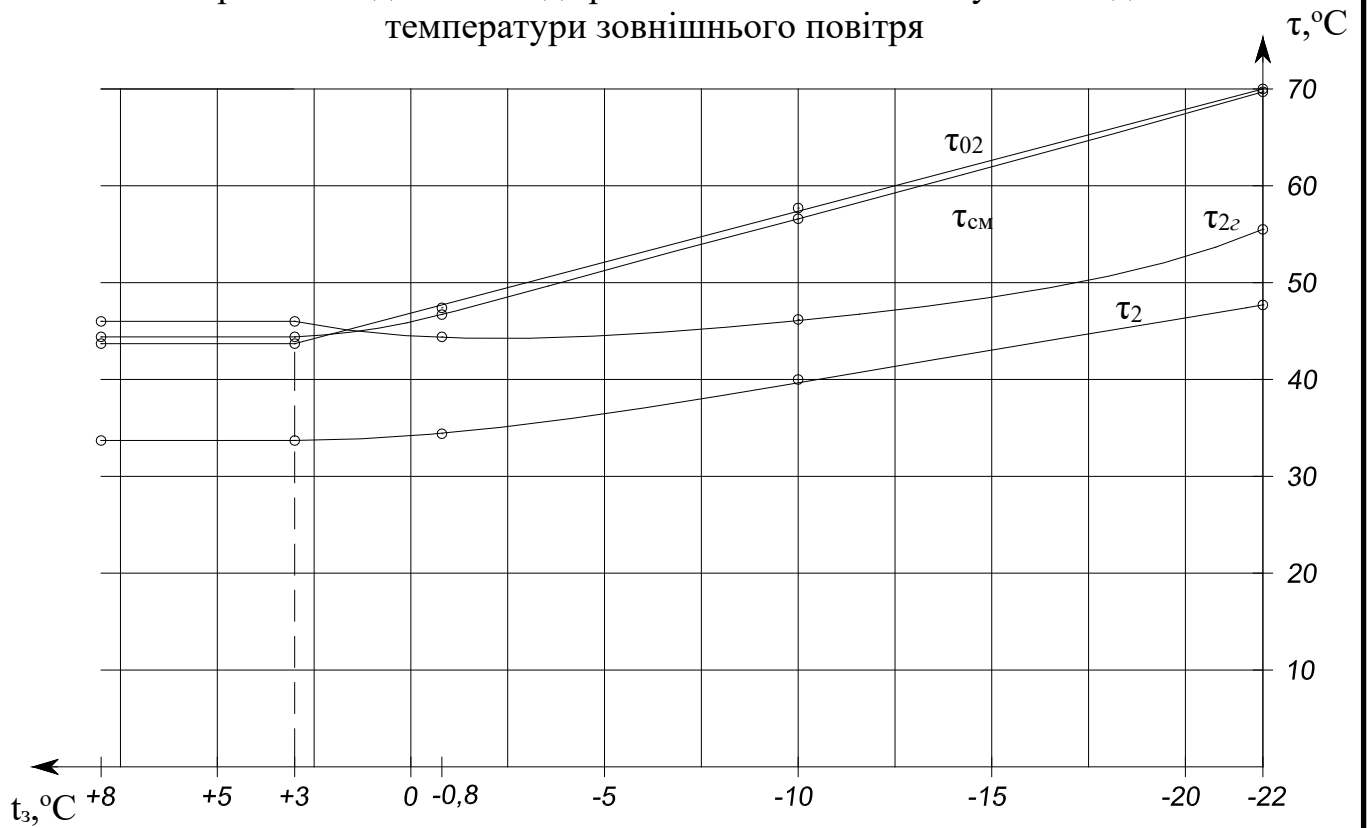
$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП \text{Л}}^{сер} 10^3}{(\tau_{01}^m - 30)c} = \frac{1,51 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 9 \text{ кг/с.}$$

1.3.2.26. Звожу результати розрахунків у таблицю 5. Таблиця 5
Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					літо
		$t_{з.о}$ -22 °C	t_3 -10 °C	$t_3^{сер.опал}$ -0,8 °C	t_3^m +3 °C	$t_{зпк}$ +8 °C	
τ_{o2}	°C	70	57,7	47,4	43,7	43,7	70
τ_{2z}	°C	55,5	46,2	44,1	46	46	30
t_n	°C	55,5	46,2	39,6	38,6	38,6	60
τ_{cm}	°C	69,7	56,6	46,7	44,3	44,3	-
τ_2	°C	47,7	40	34,4	33,6	33,6	-
$G_{ГВП}$	кг/с	1,31	5,59	13,85	21,84	21,84	9,01

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

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



Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата
-----	-------	----------	--------	------

00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ

Аркуш

23

1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію

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

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

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

$$\frac{(\tau_{01} + \tau_{26}) - (t_{6.p} + t_3)}{(\tau_{01} + \tau_{26}) - (t_{6.p} + t_{3.6})} \left(\frac{\tau_{01} - \tau_{26}}{\tau_{01} - \tau_{26}} \right)^{0,15} = 1,$$
$$\frac{(140 + \tau_{26}) - (18 + (-22))}{(106,7 + 57,7) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{106,7 - 57,7}{140 - \tau_{26}} \right)^{0,15} = 1$$

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

Методом підбору знаходжу $\tau_{26} = 32$ °C.

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

$$G_6 = \frac{Q_6 \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{26})} = \frac{1,94 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 32)} = 4,29 \text{ кг/с}$$

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

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

$$\tau_{26} = \tau_{01} - (\tau_{01} - \tau_{26}) \frac{t_{6.p} - t_3}{t_{6.p} - t_{3.6}} = 70 - (106,7 - 57,7) \cdot \frac{18 - 3}{18 - (-10)} = 43,7 \text{ °C}$$

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

$$G_6'' = \frac{Q_6 \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{26})} = \frac{1,36 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (106,7 - 57,7)} = 6,62 \text{ кг/с}$$

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

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

$$\frac{(\tau_{01} + \tau_{26}) - (t_{3ПК} + t_{6.p})}{(\tau_{01} + \tau_{26}) - (t_{3.6} + t_{6.p})} \left(\frac{\tau_{01} - \tau_{26}}{\tau_{01} - \tau_{26}} \right)^{0,15} \cdot \left(\frac{t_{6.p} - t_{3ПК}}{t_{6.p} - t_{3.6}} \right)^{0,85} = 1,$$
$$\frac{(70 + \tau_{26}) - (8 + 18)}{(106,7 + 57,7) - (-10 + 18)} \cdot \left(\frac{106,7 - 57,7}{70 - \tau_{26}} \right)^{0,15} \cdot \left(\frac{18 - 8}{18 - (-10)} \right)^{0,85} = 1$$

										Аркуш
										24
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата						

Методом підбору знаходжу $\tau_{2e} = 21,15$ °С.

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

$$G_6 = \frac{Q_6 \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2e})} = \frac{0,49 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 21,15)} = 2,39 \text{ кг/с}$$

1.3.3.7. Звожу результати розрахунків у таблицю 6.

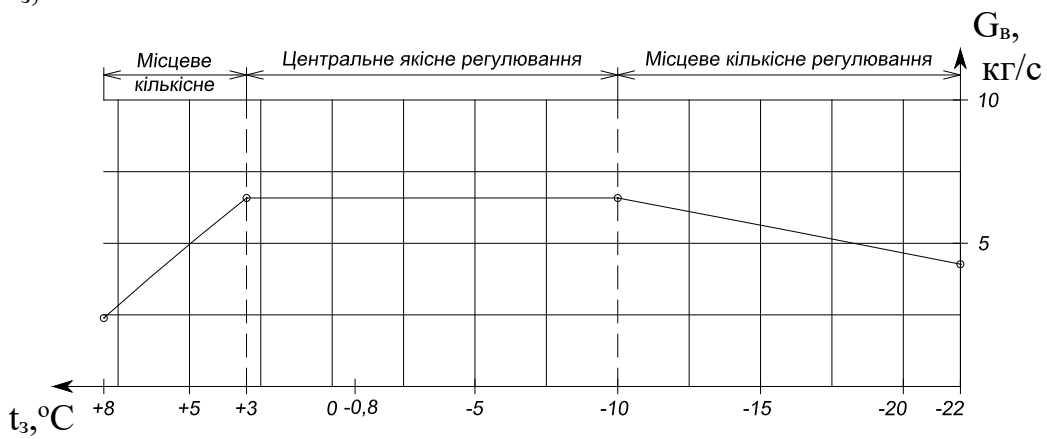
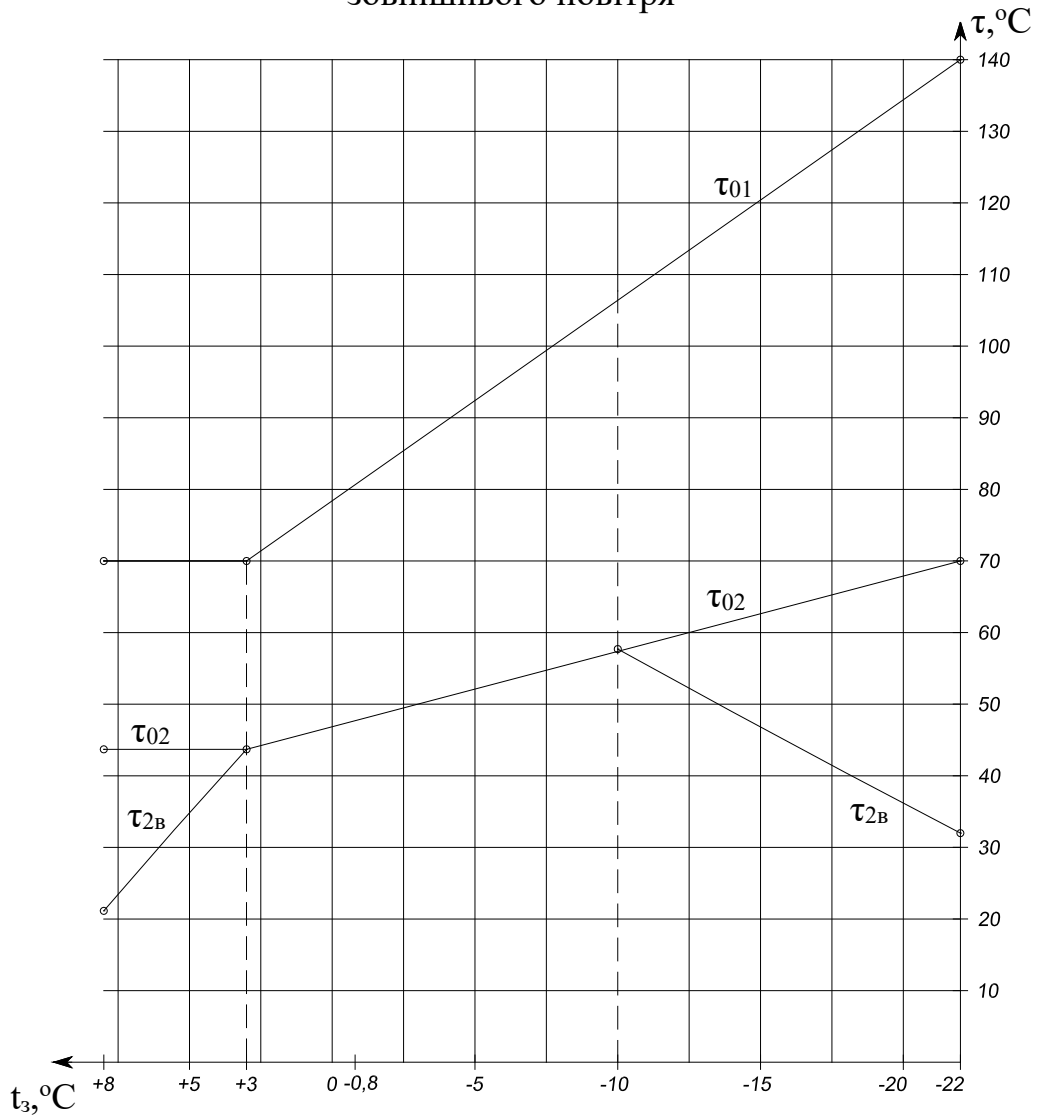
Таблиця 6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3.0}$ -22 °С	t_3 -10 °С	$t_3^{сеп.опал}$ -0,8°С	$t_{3.3}$ +3 °С	$t_{зпк}$ +8 °С
τ_{01}	°С	140	106,7	80,3	70	70
τ_{02}	°С	70	57,7	47,4	43,7	43,7
τ_{2e}	°С	32	57,7	47,4	43,7	21,15
G_6	кг/с	4,29	6,62	6,62	6,62	2,39

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

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



Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата

00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ

Аркуш

26

1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{o\max} = \frac{Q'_{o\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{16,16 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 70)} = 55,1 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, за формулою (6.2)

$$G'_{e\max} = \frac{Q'_{e\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{2e})} = \frac{1,94 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 70)} = 6,61 \text{ кг/с}$$

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

$$G'_{\text{ГВП}^{\text{сер}}} = \frac{Q'_{\text{ГВП}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{2,36 \cdot 10^3}{4,19(70 - 43,7)} \cdot \left(\frac{55 - (43,7 - 5)}{55 - 5} + 0,2 \right) = 11,26 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G'_{\text{ГВП}^{\text{max}}} = \frac{0,55 Q'_{\text{ГВП}^{\text{max}}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 5,66 \cdot 10^3}{4,19(70 - 43,7)} = 28,25 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{o\max} + G'_{e\max} + K_3 G'_{\text{ГВП}^{\text{сер}}} = 55,1 + 6,61 + 1,2 \cdot 11,26 = 75,22 \text{ кг/с}$$

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):

$$G'_l = \frac{Q^{\text{сер}}_{\text{ГВП}^{\text{л}}} 10^3}{(\tau'''_{o1} - 30)c} = \frac{1,51 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 9,01 \text{ кг/с}$$

1.4.4. Заношу результати розрахунків витрат теплоносія для кожного кварталу в таблицю 7.

									Аркуш
									27
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата					

Таблиця 7

Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер квартилу	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	1,82	0,22	0,40	0,48	2,53	0,32
2	6,71	0,81	0,67	0,80	8,32	0,54
3	2,45	0,29	0,54	0,65	3,39	0,43
4	2,94	0,35	0,53	0,64	3,94	0,42
5	2,60	0,31	0,58	0,69	3,61	0,46
6	2,24	0,27	0,50	0,60	3,11	0,40
7	2,39	0,29	0,53	0,63	3,31	0,42
8	1,84	0,22	0,41	0,49	2,55	0,33
9	0,35	0,04	0,08	0,09	0,49	0,06
10	3,09	0,37	0,68	0,82	4,28	0,55
11	1,46	0,18	0,32	0,39	2,03	0,26
12	3,09	0,37	0,68	0,82	4,28	0,55
13	2,50	0,30	0,55	0,66	3,47	0,44
14	3,12	0,37	0,69	0,83	4,32	0,55
15	2,89	0,35	0,64	0,77	4,00	0,51
16	2,93	0,35	0,65	0,78	4,06	0,52
17	3,24	0,39	0,72	0,86	4,50	0,57
18	3,01	0,36	0,67	0,80	4,17	0,53
19	3,41	0,41	0,75	0,90	4,72	0,60
20	3,01	0,36	0,67	0,80	4,17	0,53
Всього	55,11	6,61	11,25	13,50	75,22	9,00

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:

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_e} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_e}{(G_o + G_{ГВП}) + G_e} \tau_{o2e} =$$

$$= \frac{55,1 + 1,31}{55,1 + 1,31 + 4,29} \cdot 47,7 + \frac{4,29}{55,1 + 1,31 + 4,29} \cdot 32 = 46,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{55,1 + 21,84}{55,1 + 21,84 + 6,62} \cdot 33,6 + \frac{6,62}{55,1 + 21,84 + 6,62} \cdot 43,7 = 34,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

										Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата	00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ					28

Таблиця 8

Загальні вихідні дані для Ч.2 проекту

№ п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Житомир <i>(Вказати назву міста)</i>		
2	Тип системи теплопостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	τ_1 / τ_2	°C/°C	140/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	°C	-22	+3	
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	16,16	6,06	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	5,66	5,66	1,51
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	1,94	0,73	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	МВт·год/рік	54400,6		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{\text{П.П}}$	МВт	12,0	12,0	12,0
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	t_2''	°C	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{П.П}}^{\text{рік}}$	МВт·год/рік	43460,0		
12	Температура “прямої” мережної води	τ_1	°C	140	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	τ_2	°C	46,6	34,4	30
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	кг/с т/ год	60,7 218,52	83,56 300,82	9,01 32,44
15	Убуток води в тепломережі	$G_{\text{уб.тм}}$	т/ год	15,0	15,0	5,0
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	G_2	т/ год	203,52	285,82	27,44
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{\text{втр.тм}}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{\text{стат. тм}}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата

00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ

Аркуш

29

13	Температура “зворотної” мережної води	τ_2	°С	46,6	34,4	30
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	кг/с т/ ГОД	60,7 218,52	83,56 300,82	9,01 32,44
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	203,52	285,82	27,44
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 частині 1 проекту результатів для трьох режимів за наступним балансовим рівнянням:

$$(Q_{оп} + Q_{ГВП} + Q_{вент}) = G_1 \cdot 4,19 \cdot (\tau_1 - \tau_2)$$

МЗ: 23,76 = 23,75 (Висновок – результати для режиму МЗ - взаємоузгоджені)

ТЗ: 12,45 = 12,46 (Висновок – результати для режиму ТЗ - взаємоузгоджені)

Л: 1,51 = 1,51 (Висновок – результати для режиму Л - взаємоузгоджені)

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

Таблиця 2.2

Вихідні дані для частини 2 проекту сформовані в частині 2 проекту

№ п.п	Назва параметра	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 ³	33730,0			Сертифікат палива
3	Температура в деаераторі	$t_{ДА}$	°С	65°	65°	65°	Е.Р: 70 °С – 60 °С
4	Розрідження в деаераторі	$p_{ДА}$	бар	- 0,75	- 0,75	- 0,75	Е.Р: 0,70 – 0,80 бар
5	Номінальна температура води на вході в котел	$t'_{вк.ном}$	°С	70°	65°	65°	Е.Р. для водогрійних котлів

2.3.6. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з теплообмінників технологічної, сирі 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: $t''_{\text{ТОА}} = 65,0$ °С	65°	65°	65°

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

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

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:

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		34

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

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:

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

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 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	16,9	16,9	5,1

2.3.11 Визначаю витрату сирової 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 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	18,6	18,6	5,6

2.3.12. Визначаю теплову потужність підігрівника сирової 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: $Q_{ПСВ} = (18,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,33 \text{ МВт}$ ТЗ: $Q_{ПСВ} = (18,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,33 \text{ МВт}$ Л: $Q_{ПСВ} = (5,6/3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3} = 0,10 \text{ МВт}$	0,33	0,33	0,10
МЗ: $G_{ПСВ}^{гр.в} = 0,33 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 3,3 \text{ т/год}$ ТЗ: $G_{ПСВ}^{гр.в} = 0,33 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 3,3 \text{ т/год}$ Л: $G_{ПСВ}^{гр.в} = 0,10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)] = 1,0 \text{ т/год}$	3,3	3,3	1,0

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14

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

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

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

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

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.16.

Таблиця 2.16

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}} = 115,0 + 7,0 + 3,3 + 1,8 = 127,1 \text{ т/год}$ ТЗ: $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}} = 115,0 + 7,0 + 3,3 + 1,8 = 127,1 \text{ т/год}$ Л: $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}} = 102,0 + 2,1 + 1,0 + 0,6 = 105,7 \text{ т/год}$	127,1	127,1	105,7

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: $\tau_{\text{звор}} = 203,52 \cdot 46,6 + 115,0 \cdot 65^\circ + 7,0 \cdot 65^\circ + 3,3 \cdot 65^\circ + 15,0 \cdot 65^\circ / (203,52 + 115,0 + 7,0 + 3,3 + 15,0) = 54,1^\circ$	54,1 °	44,5 °	58 °
ТЗ: $\tau_{\text{звор}} = 285,82 \cdot 34,4^\circ + 115,0 \cdot 65^\circ + 7,0 \cdot 65^\circ + 3,3 \cdot 65^\circ + 15,0 \cdot 65^\circ / (285,82 + 115,0 + 7,0 + 3,3 + 15,0) = 44,5^\circ$			
Л: $\tau_{\text{звор}} = 27,44 \cdot 30^\circ + 102,0 \cdot 65^\circ + 2,1 \cdot 65^\circ + 1,0 \cdot 65^\circ + 5,0 \cdot 65^\circ / (27,44 + 102,0 + 2,1 + 1,0 + 5,0) = 58^\circ$			

Таблиця 2.20

Визначення результату	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{ВК.ВСТ} = 37,5 / 11,6 = 3,2$ ТЗ: $N_{ВК.ВСТ} = 25,6 / 11,6 = 2,2$ Л: $N_{ВК.ВСТ} = 12 / 11,6 = 1,03$	4	3	2

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

$$N_{ВК.Б} = 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.21.

Таблиця 2.21

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

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

$$N_{ВК.З} = N_{ВК.ВСТ} - N_{ВК.Б}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.22.

Таблиця 2.22

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

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: $N_{ВК.Р} = 2 + 2 = 4$ ТЗ: $N_{ВК.Р} = 1 + 2 = 3$ Л: $N_{ВК.Р} = 0 + 2 = 2$	4	3	2

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

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

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

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

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

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

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

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

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.24

Таблиця 2.24

Визначення результату	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: (2 котла) $Q_{\text{ВК.Б}} = 11,6 \text{ МВт}$ $t'_{\text{ВК.Б}} = 70 \text{ °C}$ $t''_{\text{ВК.Б}} = 150 \text{ °C}$ $G_{\text{ВК.Б}} = 123,5 \text{ т/год}$	11,6 150° 70° 123,5		
ТЗ: (1 котла) $Q_{\text{ВК.Б}} = 11,6 \text{ МВт}$ $t'_{\text{ВК.Б}} = 70 \text{ °C}$ $t''_{\text{ВК.Б}} = 150 \text{ °C}$ $G_{\text{ВК.Б}} = 123,5 \text{ т/год}$		11,6 150° 70° 123,5	

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.25

Таблиця 2.25

Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum Q_{\text{ВК.З}} = 37,5 - 11,6 \cdot 2 = 14,3 \text{ МВт}$	14,3		
ТЗ: $\sum Q_{\text{ВК.З}} = 25,6 - 11,6 \cdot 1 = 14 \text{ МВт}$		14	
Л: $\sum Q_{\text{ВК.З}} = 12 - 11,6 \cdot 0 = 12 \text{ МВт}$			12

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

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

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		40

Результати визначення наводжу у таблиці 2.26

Таблиця 2.26

Визначення результату	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $Q_{ВК.З} = 14,3 / 2 = 7,15$ МВт ТЗ: $Q_{ВК.З} = 14 / 2 = 7$ МВт Л: $Q_{ВК.З} = 112 / 2 = 6$ МВт	7,15	7	6

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: $G_{ВК.З} = 7,15 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / [4,2 \cdot (150^\circ - 70^\circ)] = 76,6$ т/год ТЗ: $G_{ВК.З} = 7 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / [4,2 \cdot (150^\circ - 70^\circ)] = 75$ т/год Л: $G_{ВК.З} = 6 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / [4,2 \cdot (150^\circ - 70^\circ)] = 64,3$ т/год	76,6	75	64,3

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.28.

Таблиця 2.28

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum G_{ВК} = 2 \cdot 123,5 + 2 \cdot 76,6 = 400,2$ т/год ТЗ: $\sum G_{ВК} = 1 \cdot 123,5 + 2 \cdot 75 = 237,5$ т/год Л: $\sum G_{ВК} = 0 \cdot 123,5 + 2 \cdot 64,3 = 128,6$ т/год	400,2	237,5	128,6

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

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:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результату	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{пер} = 218,52 \cdot (150 - 150) / (150 - 54,1) = 0$	0		
ТЗ: $G_{пер} = 300,82 \cdot (150 - 70) / (150 - 44,5) = 228,1$ т/год		228,1	
Л: $G_{пер} = 32,44 \cdot (150 - 70) / (150 - 58) = 28,2$ т/год			28,2

2.2.32. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результату	Значення для режимів, %		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\Delta G\% = (400,2 - 203,52 - 127,1 + 0 - 66,4) \cdot 100 / 400,2 = 0,8$ %	0,8		
ТЗ: $\Delta G\% = (237,5 - 285,82 - 127,1 + 228,1 - 57,4) \cdot 100 / 237,5 = 2$ %		2	
Л: $\Delta G\% = (128,6 - 27,44 - 105,7 + 28,2 - 16,8) \cdot 100 / 128,6 = 5,3$ %			5,3

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

2.4.2. Вибір метода очищення води в котельні

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

Вибираю три фільтри (2 робочих, 1 резервний).

2.4.3. Вибір деаератора

Для водогрійних котелень використовують вакуумні деаератори.

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

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

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш
						43
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

деаератора. До встановлення приймаю два насоса Wilo-BL 20/110 (1 робочий, 1 резервний) $Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}} = 2$ т/год, $H_{\text{нас.св}}^{\text{ном}} = 20$ м.вод.ст., $N_{\text{нас.св}}^{\text{ном}} = 0,5$ кВт, $\eta_{\text{нас.св}}^{\text{ном}} = 0,7$.

2.4.11. Вибір вентиляторів для водогрійних котлів

У відповідності до технічних умов заводу-виробника водогрійних котлів на комплект поставки котла вибираю вентилятор ВДН-10 $\varphi=45^\circ$, $Q = 13300$ м³/год, $H = 1650$ Па, $N = 11$ кВт (4 шт.).

2.4.12. Вибір димососів для водогрійних котлів

У відповідності до технічних умов заводу-виробника водогрійних котлів на комплект поставки котла вибираю димосос ДН-12,5 $\varphi=60^\circ$, $Q = 30800$ м³/год, $H = 744$ Па, $N = 22$ кВт (4 шт.).

2.4.13. Вибір підігрівника сирієї води

Необхідна теплова потужність $Q_{\text{псв}} = 0,33$ МВт. Приймаю до встановлення пластинчатий теплообмінник НН-07-16/1.

2.4.14. Вибір підігрівника хімочощеної води

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

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

2.4.14. Вибір підігрівника технологічної води

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

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

2.5. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні

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

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

Результати визначення наводжу у табл. 2.34.

Таблиця 2.34

Визначення результату	Значення для режимів, тис м3/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $V_{\text{кот}} = 1,01 \cdot 37,5 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,88 \cdot 33730)$	4,6	3,1	1,5
ТЗ: $V_{\text{кот}} = 1,01 \cdot 25,6 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,88 \cdot 33730)$			
Л: $V_{\text{кот}} = 1,01 \cdot 12 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,88 \cdot 33730)$			

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

$$\Sigma W_{\text{кот}}^{\text{вл.п}} = W_{\text{нас.рец}} + W_{\text{нас.тм}} + W_{\text{нас.підж}} + W_{\text{нас.св}} + W_{\text{нас.хв}} + W_{\text{нас.е}} + \Sigma W_{\text{ВД}} + \Sigma W_{\text{Д}} + W_{\text{освітл}} = 37 + 170 + 1,1 + 1,1 + 1,1 + 0,5 + 44 + 88 + 15 = 357,8 \text{ кВт}$$

де:

$W_{\text{нас.рец}} = 37$ кВт – встановлена потужність робочих насосів рециркуляції.

$W_{\text{нас.тм}} = 170$ кВт – встановлена потужність робочих мережних насосів.

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		45

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

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

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

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

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

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

$W_{\text{освітл}} = 15 \text{ кВт}$ – 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:

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{год}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 1 \cdot K_{\tau}^{\text{год}} = 357,8 \cdot 1 \cdot 0,9 = 322 \text{ кВт·год/год}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 24 \cdot K_{\tau}^{\text{доб}} = 357,8 \cdot 24 \cdot 0,8 = 6870 \text{ кВт·год/добу}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 8760 \cdot K_{\tau}^{\text{рік}} = 357,8 \cdot 8760 \cdot 0,7 = 2194030 \text{ кВт·год/рік}$$

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 – $(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$, м³/МВт, та умовного в палива – $(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$, кг у.п./МВт в котельній з відпущеної теплової енергії:

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.35.

Таблиця 2.35

Визначення результату	Значення для режимів кг у.п./МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}} = 4,6 \cdot 10^3 / (24,95+12,0) = 124 \text{ м}^3/\text{МВт}$	124		
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п}} = 4,6 \cdot 1,15 \cdot 10^3 / (24,95+12,0) = 143 \text{ кг у п/МВт}$	143		

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

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш 46
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

$$e_{e/e}^{\text{відп}} = \Sigma W_{\text{річне}} / (\Sigma Q_{\text{T/Ф}})^{\text{річн}} = 2194030/97960,6 = 22 \text{ кВт/МВт}$$

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

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

$$C_Q = (143/1,15) \cdot 7000 \cdot 10^{-3} + 22 \cdot 1,96 + 30 = 1224 \text{ грн/МВт}$$

2.5.8. Формулю 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	°C	табл. 2.1	-22	+3	
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	табл. 2.1	24,95	13,07	1,59
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		36,96	25,07	13,59
5	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	ф-ла 2.16	37,5	25,6	12
6	t_1	Температура мережної води в “прямій” магістралі на виході з котельні	°C	табл. 2.1	150°	70°	70°
7	t_2	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°C	табл. 2.1	46,6°	34,4°	30°
8	$t_{\text{звор}}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°C	табл. 2.17	54,1°	44,5°	58°
9	G_1	Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні	т/год	табл. 2.1	218,52	300,82	32,44
10	$G_{\text{убут}}$	Убуток води в тепломережі	т/год	табл. 2.1	15,0	15,0	5,0
11	G_2	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	табл. 2.1	203,52	285,82	27,44
12	$\Sigma G_{\text{ВК}}$	Витрата води в напірному трубопроводі мережних насосів	т/год	табл. 2.28	400,2	237,5	128,6

00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ

Аркуш

47

13	$G_{\text{рец}}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	табл. 2.30	66,4	57,4	16,8
14	$G_{\text{пер}}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	табл. 2.32	0	228,1	28,2
15	$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	ф-ла	4	4	4
16	$N_{\text{ВК.Р}}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	ф-ла	4	3	2
17	$N_{\text{ВК.Б}}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) номінальному режимі	од	ф-ла	2	1	0
18	$N_{\text{ВР.З}}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	ф-ла	2	2	2
19	$V_{\text{КОТ}}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м ³ / год	ф-ла	4,6	3,1	1,5
20	$(b_{\text{т}}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м ³ / МВт	ф-ла	124		
21	$(b_{\text{т}}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п./МВт	ф-ла	143		
22	$\Sigma W_{\text{ВК}}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	ф-ла	357,8		
23	$e_{\text{с/е}}^{\text{год}}$	Середньогодинна питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	ф-ла	22		
24	$\text{Ц}_{\text{Палив}}$	Вартість природного газу	грн/ тис. м ³	ф-ла	7000		
25	$\text{Ц}_{\text{Е/Е}}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт·год	ф-ла	1,96		
26	C_{Q}	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	грн/МВт	ф-ла	1224		

Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата

00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ

Аркуш

48

РОЗДІЛ ІІІ. ОХОРОНА ПРАЦІ

Дипломним проектом передбачений проект водогрійної котельні для забезпечення потреб опалення, вентиляції та гарячого водопостачання житлового району міста Львів та технологічного навантаження промислового підприємства. Основним обладнанням котельні є водогрійні котли КВ-ГМ-10, потужністю 11,6 МВт; допоміжне обладнання: вентилятори, димососи, насоси, теплообмінники.

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

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

3.1. Виробнича санітарія

При плануванні приміщення враховуються:

- санітарна характеристика обладнання та технологічних процесів;
- норма корисного простору на одного працівника (15м³);
- нормативи площі розміщення обладнання (4,5м²);
- висота виробничого приміщення не менше (4,8) м.

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

3.2. 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 °С), холодний (середньодобова температура зовнішнього середовища становить <10 °С) 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 визначається гранично допустимими концентраціями(ГДК).

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ			
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Гкачов Д.Л.			Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №5 в м. Житомир	Літера	Аркуш	Аркуші
Перевірив		Прядко М.О.						49
Н. Контр.						НУХТ. Каф. ТЕХТ, гр. ЗТЕ-5-9		
Затвердив		Петренко В.П.						

CH₄ (300 мг/м³, клас небезпечності IV), CO (20 мг/м³, клас небезпечності IV), CO₂ (ГДК 9000 мг/м³, клас небезпечності IV), сполуки азота (ГДК 5 мг/м³, 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.

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).

3.3. Виробниче випромінювання

Джерелами теплового випромінювання є водогрійні котли, трубопроводи з гарячою водою. 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/м² при опромінюванні більше 50 % тіла.

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

3.4. Шум на виробництві

Робота котлових установок супроводжується шумом.

Класифікація шумів за походженням:

- механічні;

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		50

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

Класифікація шумів за частотою:

- низькочастотний (до 300 Гц);
- середньочастотний (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/м²).

Порогові значення шуму при $\nu = 1000$ Гц складають: нижній поріг чутності ($I_0 = 10^{-12}$ Вт/м²; $P_0 = 2 \cdot 10^{-5}$ Па), больовий поріг ($I_6 = 10^2$ Вт/м²; $P_6 = 60$ Па).

Рівень шуму у виробничому цеху не повинен перевищувати становить 95 дБ.

Технічні засоби захисту від шкідливої дії шуму чутного діапазону передбачають використання трьох головних напрямків: боротьба з шумом в джерелі його утворення, шумо-поглинання, та шумо ізоляцією.

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.

3.5. 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/с²), 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/с².

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.

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		51

3.6. Освітлення виробничих приміщень

Основними вимогами охорони праці до освітленості виробничих приміщень є:

- освітлення на робочому місці має відповідати санітарно-гігієнічним нормам і бути рівномірним;
- між об'єктом, що розглядається, і навколишнім фоном повинен бути певний контраст;
- на робочій поверхні не повинно бути різких тіней;
- 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.

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

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

Джерелами штучного світла є лампи розжарювання та газозарядні лампи.

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

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

3.7. Техніка безпеки

3.7.1. Безпечна експлуатація технологічного устаткування

Керівництво підприємства (організації) повинно забезпечити утримання котлів у справному стані і безпечні умови їх експлуатації шляхом організації належного обслуговування.

З цією метою власник котла зобов'язаний:

призначити відповідальну особу за справний стан і безпечну експлуатацію котлів із числа інженерно-технічних працівників (ІТП), які пройшли перевірку знань в установленому порядку; забезпечити інженерно-технічних працівників правилами і керівними вказівками з безпечної експлуатації котлів (циркулярами, інформаційними листами, інструкціями та ін.); призначити в необхідній кількості осіб обслуговуючого персоналу, які пройшли навчання і мають посвідчення на право обслуговування котлів, приладів безпеки, контрольно-вимірювальних приладів, хімводоочистки, живильних пристроїв та іншого допоміжного устаткування; розробити і затвердити виробничу інструкцію для персоналу, який обслуговує котли, на підставі «Типової інструкції для персоналу котельні» та Інструкції з монтажу і

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		52

експлуатації заводу – виготовлювача котла з урахуванням компоновки устаткування. Виробнича інструкція повинна знаходитись на робочих місцях і видаватись під розписку обслуговуючому персоналу; встановити такий порядок, щоб персонал, на який покладено обов'язки з обслуговування котлів, вів ретельне спостереження за дорученим йому устаткуванням шляхом його огляду, перевірки справності арматури, КВП, запобіжних клапанів, засобів сигналізації і захисту, живильних пристроїв. Для запису результатів огляду і перевірки повинен вестись змінний журнал; встановити порядок і забезпечити періодичність перевірки знань керівними та інженерно-технічними працівниками Правил, норм та інструкцій з охорони праці згідно з «Типовим положенням про навчання, інструктаж та перевірку знань працівників з охорони праці»; організувати періодичну перевірку знань персоналом виробничих інструкцій; організувати контроль за станом металу елементів котла відповідно до Інструкції з монтажу і експлуатації підприємства-виготовлювача. На теплових електростанціях при контролі за станом металу котлів слід також керуватись НД, погодженою з Держнагляддохоронпраці України; забезпечити виконання інженерно-технічними працівниками Правил, а обслуговуючим персоналом – інструкцій; забезпечити проведення технічних опосвідчень і діагностування котлів в установлені терміни; проводити періодично, не рідше одного разу на рік, обстеження котлів з наступним повідомленням інспектора Держнагляддохоронпраці України про результати цього обстеження.

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

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

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

Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, повинна мати спеціальну теплотехнічну освіту.

В окремих випадках відповідальність за справний стан і безпечну експлуатацію котлів може бути покладена на інженерно-технічного працівника, який не має теплотехнічної освіти, але пройшов спеціальну підготовку згідно з погодженою з Держнагляддохоронпраці України програмою і атестацію в комісії за участю інспектора Держнагляддохоронпраці України.

На час відсутності відповідальної особи (відпустка, відрядження, хвороба) виконання її обов'язків повинно бути покладено наказом на іншого інженерно-технічного працівника, який пройшов перевірку знань Правил.

Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію, повинна забезпечити: утримання котлів у справному стані; проведення своєчасного

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		53

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

Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, зобов'язана: регулярно оглядати котли в робочому стані; щоденно в робочі дні перевіряти записи в змінному журналі і розписуватись в ньому; проводити роботу з персоналом по підвищенню його кваліфікації; проводити технічне опосвідчення котлів; зберігати паспорти котлів і Інструкції з монтажу і експлуатації заводів-виготовлювачів; проводити протиаварійні тренування з персоналом котельні; брати участь в обстеженнях і технічних опосвідченнях; перевіряти правильність ведення технічної документації при експлуатації та ремонті котлів і забезпечити її зберігання; брати участь в комісії по атестації і періодичній перевірці знань у ІТП і обслуговуючого персоналу; своєчасно виконувати приписи, видані органами Держнаглядохоронпраці України.

Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, має право: усувати від обслуговування котлів персонал, який допустив порушення інструкцій або виявив незадовільні знання; подавати керівництву підприємства пропозиції щодо притягнення до відповідальності інженерно-технічних працівників і обслуговуючого персоналу, які порушили правила та інструкції; подавати керівництву підприємства пропозиції щодо усунення причин, які породжують порушення вимог Правил та інструкцій.

3.7.2. 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;

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		54

2) приміщення з підвищеною безпекою

3) особливо небезпечні

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

Для забезпечення електробезпеки на виробництві передбачено спеціальні заходи і засоби захисту. До них належать, наприклад, недоступність струмопровідних частин обладнання; ізоляція струмоведучих частин з опором силового устаткування та освітлюючої апаратури $R_{із} \geq 0,5$ МОм, заземлення опором $R_{з} \leq 4$ 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 бсикавковідводів.

3.8. 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 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 пожежобезпеки, перевантаження мереж та електроустаткування, пошкодження ізоляції, поганий електричний контакт в місцях з'єднання крнтактів, відсутність захисту від статичної та атмосферної електрики).

За спалімістю 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);

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		55

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 котельні з вибухопожежної та пожежної безпеки – «Г» .

Будівля котельні – 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 (ВВП-10-2 шт; ВВ-2шт);
- ящики з піском.

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		56

РОЗДІЛ IV. Енергоефективність та енергозбереження систем опалення та вентиляції

4.1 Виконання систем опалення, вентиляції, повітряного опалення, кондиціонування й охолодження повітря, внутрішнього тепло- та холодопостачання будівель (далі - систем ОВКП) повинно відповідати вимогам ДСТУ 2339.

4.2 Характеристики застосовуваного обладнання та систем ОВКП повинні відповідати вимогам ДБН В.1.2-11 щодо економії енергії.

4.3 Розділ "Енергоефективність" проектної документації будівлі з системами ОВКП слід складати згідно з ДСТУ Б А.2.2-8.

4.4 Представлення енергетичних характеристик систем ОВКП в енергетичному паспорті будівлі повинно відповідати вимогам ДСТУ-Н Б А.2.2- 5 та ДСТУ Б EN 15217.

4.5 Системи ОВКП слід проектувати відповідно до класу їх енергоефективності.

4.5.1 Технічне оснащення, автоматизацію, моніторинг й управління систем ОВКП слід приймати не нижче мінімального рівня, зазначеного у ДСТУ Б EN 15232, що відповідає класу енергоефективності С.

4.5.2 Клас енергоефективності технічного оснащення, автоматизації, моніторингу й управління систем ОВКП згідно з ДСТУ Б EN 15232 слід приймати не нижче класу енергоефективності будівлі, визначеного згідно з ДБН В.2.6-31, ДСТУ-Н Б А.2.2-5 та ДСТУ Б EN 15217.

4.5.3 Допускається застосовувати додаткове технічне оснащення, автоматизацію, моніторинг й управління систем ОВКП до зазначених у ДСТУ Б EN 15232, якщо дані заходи сприяють економії енергії.

4.5.4 У системах ОВКП слід застосовувати обладнання (насоси, терморегулятори тощо) з класом енергоефективності, за його визначеності, не нижче ніж клас енергоефективності будівлі та не нижче ніж клас енергоефективності технічного оснащення, автоматизації, моніторингу й управління цих систем.

Рекомендується застосовувати обладнання (насоси, терморегулятори тощо) класу енергоефективності А незалежно від класу енергоефективності будівлі та класу енергоефективності технічного оснащення, автоматизації, моніторингу й управління систем ОВКП.

4.5.5 Вимоги до класу енергоефективності обладнання (насоси, терморегулятори тощо), за їх визначеності, а також вимоги до класу енергоефективності технічного оснащення, автоматизації, моніторингу й управління систем ОВКП повинні встановлюватися замовником у "Завданні на проектування" відповідно до ДБН А.2.2-3.

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №5 в м. Житомир</i> <i>Енергоефективність та енергозбереження систем опалення та вентиляції</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Ткачов Д.Л.						57
Перевірив		Прядко М.О.				ЗТЕ-5-9 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

4.5.6 Економію енергії, споживаної системами ОВКП, від підвищення класу енергоефективності їх технічного оснащення, автоматизації, моніторингу й управління слід визначати згідно з ДСТУ Б EN 15232.

4.6 Системи ОВКП слід проектувати такими, що мають можливість у кожному приміщенні будівлі, крім нормативно визначених виключень, автоматично підтримувати задану споживачем температуру повітря у межах нормативно обмеженого і технічно забезпеченого діапазону.

4.7 Рекомендується застосовувати обладнання для систем ОВКП та проектувати ці системи з якомога меншою інерційністю реагування на зміну внутрішніх і зовнішніх тепло- та холодонадходжень.

4.8 Системи ОВКП, що обслуговують приміщення з фіксованою тривалістю робочого дня або з тимчасовим перебуванням людей, слід проектувати з автоматичними пристроями зниження надходжень теплоти (холоду) у неробочі години або у час, коли приміщення не використовують.

4.9 Системи механічної загальнообмінної вентиляції та кондиціонування повітря повинні бути обладнані засобами для автоматичного регулювання витрат рециркуляційного та зовнішнього припливного повітря залежно від умов використання приміщення, що обслуговується, та зовнішніх кліматичних умов.

4.10 Не допускається застосовувати теплові насоси, сонячні батареї, сонячні колектори:

а) у будівлях з класом енергоефективності нижче С;

б) разом з системами ОВКП, що мають клас енергоефективності технічного оснащення, автоматизації, моніторингу й управління нижче С;

в) разом з системами ОВКП, обладнання (насоси, терморегулятори тощо) яких має клас енергоефективності нижче А.

4.11 Комплексне визначення розрахункової енергопотреби та енергоефективності, яке враховує енергоефективність джерела енергії (котельної установки, біоустановки, сонячного колектора, когенераційної установки, теплового насоса тощо), зовнішніх мереж транспортування енергії та систем теплоспоживання будівлі (систем опалення та гарячого водопостачання), слід здійснювати відповідно до загальної методики, яку надано у ДСТУ Б EN 15316-1.

4.11.1 Методику розрахунку у ДСТУ Б EN 15316-1 слід застосовувати для:

а) оцінки дотримання норм щодо планових показників енергоспоживання; б) оптимізації енергетичних показників при новому будівництві шляхом вибору із декількох варіантів проектних рішень;

г) оцінки ефекту від застосовуваних заходів зі збереження енергії в існуючій будівлі за розрахунком енергопотреби у порівнянні з існуючим станом;

в) індикації загальноприйнятого рівня енергоефективності існуючих будівель;

д) прогнозування потреби в енергетичних ресурсах на національному або міжнародному рівнях шляхом розрахунку енергопотреби декількох будівель, що є репрезентативними для всього житлового фонду.

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

4.11.2 Згідно з ДСТУ Б EN 15316-2-1, ДСТУ Б EN 15316-2-3 допускається визначати енергоефективність окремих елементів систем шляхом порівняння витрати енергії для різних варіантів проектних рішень.

4.11.3 Згідно з ДСТУ Б EN 15316-2-1, ДСТУ Б EN 15316-2-3 слід визначати енергопотребу систем при технічному та економічному обґрунтуванні проектного рішення, зазначеному у ДБН В.2.2-15.

4.11.4 Визначення розрахункової енергопотреби та енергоефективності тепловіддавальної складової системи опалення слід здійснювати відповідно до ДСТУ Б EN 15316-2-1.

Розрахункову енергопотребу та енергоефективність теплорозподільної складової системи опалення (витрати електроенергії обладнанням водяної системи опалення - насосом, блоком електронного управління, електроприводами клапанів тощо) визначають відповідно до ДСТУ Б EN 15316-2-3.

4.11.5 Визначення розрахункової енергопотреби та енергоефективності системи охолодження допускається здійснювати згідно з ДСТУ Б EN 15316-2-1 і ДСТУ Б EN 15316-2-3.

4.12 Розрахунок енергоспоживання при опаленні та охолодженні слід здійснювати згідно з ДСТУ Б EN ISO 13790.

4.13 Річна питома тепловіддача систем ОВКП не повинна перевищувати максимально допустимого значення питомого показника для будівлі відповідного типу згідно з ДБН В.2.6-31.

4.14 Оцінку енергетичних показників будівлі, а також визначення споживання первинних енергоресурсів системами ОВКП та визначення викидів CO₂ від них слід здійснювати згідно з ДСТУ Б EN 15603.

4.15 При проектуванні систем механічної загальнообмінної вентиляції та кондиціонування повітря слід визначити питому вентиляційну потужність і відповідну категорію SPF згідно з ДСТУ Б EN 13779. Класифікацію питомої вентиляційної потужності за категорією SPF наведено у таблиці А.

Таблиця А Категорії питомої вентиляційної потужності

Позначення категорії	Значення P_{SFP} , Вт/(м ³ /с)
<i>SFP1</i>	<500
<i>SFP2</i>	500 - 750
<i>SFP3</i>	750 - 1250
<i>SFP4</i>	1250 - 2000
<i>SFP5</i>	2000 - 3000
<i>SFP6</i>	3000 - 4500
<i>SFP7</i>	>4500

Примітка. Згідно з ДСТУ Б EN 13779 для будівлі або вентиляційної системи питома вентиляційна потужність (SFP) - це загальна електрична потужність, яку споживають усі вентилятори системи повітрообміну, розділена на загальну витрату повітря, що транспортується у будівлі в умовах розрахункового навантаження:

$$SFP = \frac{P_{sf} + P_{ef}}{Q_{max}}$$

де SFP – питома вентиляційна потужність для будівлі або вентиляційної системи, Вт·с/м³;
 P_{sf} – повна потужність припливних вентиляторів при розрахунковій витраті повітря, Вт;
 P_{ef} – повна потужність витяжних вентиляторів при розрахунковій витраті повітря, Вт;
 Q_{max} – розрахункова витрата повітряного потоку через будівлю (найбільша з витрат припливного або витяжного повітря), м³/с.

Питома потужність окремого вентилятора визначають, як:

$$P_{SFP} = \frac{P}{Q_v} = \frac{\Delta p}{\eta_{tot}}$$

де P_{SFP} – питома вентиляційна потужність, Вт·с/м³;
 P – споживана потужність двигуна вентилятора, Вт;
 Q_v – продуктивність вентилятора по повітрю, м³/с;
 Δp – повний тиск вентилятора, Па;
 η_{tot} – повний ККД вентилятора і електропривода.

Для визначення питомої вентиляційної потужності системи, що обслуговує будівлю/приміщення, до PSFP вентиляторів слід додавати втрати тиску в складових системи (див. ДСТУ Б EN 13779). Будь-які кінцеві пристрої з вентилятором слід враховувати при визначенні питомої вентиляційної потужності SFP для всієї будівлі, якщо вони пов'язані з головною системою.

Показник питомої вентиляційної потужності нормується при розрахунковій витраті повітря за умов чистого фільтра, незабруднених складових частин, відсутності байпасних витоків і при густині повітря 1,2 кг/м³. Для проектної характеристики питомої вентиляційної потужності не використовують максимальні значення параметрів складових вентиляційної системи, а приймають, як правило, від 40 % до 60 % максимального номінального значення. Оскільки продуктивність по повітрю вентилятора суттєво залежить від густини повітря і швидкості обертання робочого колеса, то отримане значення питомої вентиляційної потужності слід перераховувати відповідно до густини та швидкості повітря, для яких задано цей показник у специфікації.

4.16 Питома вентиляційну потужність слід визначати при проектуванні для порівняння різних проектних рішень як для всієї будівлі, так і для окремих систем або вентиляторів, і вибору оптимального рішення. За розрахунком найнижчу категорію SFP (або відповідне максимальне значення питомої вентиляційної потужності) слід приймати відповідно до таблиці 3.

Вимоги допускається застосовувати до центральних систем вентиляції та кондиціонування повітря, а також до місцевих систем та обладнання. Наприклад, для системи з розрахунковою витратою повітря більше ніж 4000 м³/год з фільтром грубої очистки (класу G3 або G4) та фільтром тонкої очистки (класу F8 або F9) і теплоутилізатором класу H1 або H2 (з розрахунковим тепло/холодообміном більше ніж 12 кВт) питома вентиляційна потужність не повинна бути більше ніж для категорії SFP 4.

Питома вентиляційна потужність залежить від втрат тиску, ефективності вентилятора і двигуна. Для зменшення енергоспоживання втрата тиску в складових частинах (секціях) повинна бути якомога нижчою відповідно до технічних характеристик системи. Якщо певна складова частина (секція) має

						00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Арк.
							60
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

високий спад тиску, то забезпечувати необхідну категорію SFP слід за рахунок більш низького спаду тиску на інших складових.

Таблиця Б Значення категорій питомої вентиляційної потужності SFP

Застосування	Категорія SFP з розрахунку на вентилятор	
	Типовий діапазон	Типове значення
Припливний вентилятор: - система кондиціонування повітря;	SFP 1 - SFP 5	SFP 4
- система вентиляції без теплоутилізації	SFP 1 - SFP 4	SFP 3
Витяжний вентилятор: - система кондиціонування повітря або система вентиляції з теплоутилізацією;	SFP 1 - SFP 5	SFP 3
- система вентиляції без теплоутилізації	SFP 1 - SFP 4	SFP 2

4.17 Проектний режим роботи вентилятора, який застосовують упродовж найбільшого часу його роботи, повинен відповідати номінальному режиму аеродинамічної характеристики вентилятора (режиму максимального коефіцієнта корисної дії η_{max}) з урахуванням аеродинамічного опору повіротехнічної системи, до якої його приєднано (обладнання та мережі). Регулювання змінного режиму роботи вентилятора слід здійснювати у межах робочого діапазону аеродинамічної характеристики вентилятора (ділянка аеродинамічної характеристики з коефіцієнтом корисної дії не менше ніж $0,9 \cdot \eta_{max}$). Застосування шибєрних пристроїв для регулювання продуктивності по повітрю не допускається. Зміну режиму роботи вентилятора за межами робочого діапазону аеродинамічної характеристики слід здійснювати за рахунок зміни частоти обертання робочого колеса вентилятора в межах установленної потужності двигуна.

Слід дотримуватися рекомендацій ДСТУ Б EN 13779, щодо підвищення енергоефективності системи вентиляції та зменшення питомої вентиляційної потужності.

4.18 Оцінку енергетичної ефективності систем ОВКП слід здійснювати залежно від нормованих умов мікроклімату в приміщеннях житлових, громадських та адміністративно-побутових будівель, зазначених у ДСТУ Б EN 15251. Дані положення слід також виконувати для виробничих будівель, де виробничий процес та технологія виробництва суттєво не впливають на параметри мікроклімату.

4.19 Економічну оцінку систем ОВКП за їх розрахунковий період експлуатації та розрахунковий період експлуатації будівлі рекомендується здійснювати з урахуванням даних, які наведено у додатку П.

4.20 Охолодження приміщень слід забезпечувати в першу чергу пасивними засобами - відповідною архітектурою будівлі, маркізами тощо.

4.21 Для охолодження приміщень рекомендується застосовувати їх нічне провітрювання.

4.22 При провітрюванні приміщень в опалювальний період та приміщень з балконними дверима рекомендується застосовувати технічні засоби автоматичного відключення опалювальних приладів і убезпечувати їх від замерзання.

4.23 Застосування вторинних енергетичних ресурсів

4.23.1 Системи ОВКП слід проектувати з використанням теплоти вторинних енергетичних ресурсів (ВЕР), як правило, таких як:

а) повітря, що видаляють системами загальнообмінної вентиляції, кондиціонування повітря та місцевими відсмоктувачами;

б) технологічних установок, що працюють постійно або не менше ніж 50% часу за зміну та видають енергію тепло- або холодоносіями, придатними для опалення, внутрішнього теплопостачання, вентиляції, кондиціонування або охолодження повітря.

4.23.2 Проектні рішення щодо використання ВЕР повинні враховувати нерівномірність надходження ВЕР та теплоспоживання.

4.23.3 Концентрація шкідливих речовин у припливному повітрі при застосуванні теплоти (холоду) ВЕР не повинна перевищувати зазначеної у 5.11.

4.23.4 Для досягнення показників питомих тепловитрат згідно з ДБН В.2.6-31 у системах механічної загальнообмінної вентиляції та системах кондиціонування повітря слід застосовувати теплоутилізацію та/або регулювання за потребою.

Примітка. Регулювання за потребою включає змінний режим роботи системи за часом (наприклад, нічне зниження витрати повітря, зниження у неробочі години/дні тощо) та/або регулювання відповідно до поточних (фактичних) потреб у вентиляції (наприклад, відповідно до присутності людей, концентрації CO₂ у повітрі приміщення тощо).

4.23.5 Слід застосовувати обладнання з визначеним класом теплоутилізації згідно з додатком Я. Класифікацію теплоутилізаторів наведено за коефіцієнтом ефективності утилізації сухої теплоти (при відношенні масової витрати повітря 1:1) та максимальною втратою тиску, які відповідають певним умовам експлуатації обладнання.

4.23.6 Необхідну ефективність теплоутилізації слід визначати з урахуванням зовнішнього клімату та мікроклімату приміщень відповідно до розрахункового часу роботи системи упродовж року та максимальної витрати повітря у період опалення та період охолодження.

Для систем механічної загальнообмінної припливно-витяжної вентиляції та для систем кондиціонування повітря клас теплоутилізаторів повинен відповідати:

а) типовому - Н3;

б) у будівлях класу енергоефективності А та В залежно від умов використання системи (внутрішніх і зовнішніх), як правило, Н1 або Н2;

в) у будівлях класу енергоефективності С і нижче допускається Н4 або Н5.

4.23.7 У місцях приєднання повітро-повітряних та газоповітряних теплоутилізаторів до повітроводів слід забезпечувати тиск припливного повітря

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

більший за тиск повітря або газу, що видаляють. При цьому максимальна різниця тиску не повинна перевищувати допустимої за технічними умовами на теплоутилізаційне обладнання.

Слід урахувати вплив конструктивних особливостей повітро-повітряних та газоповітряних теплоутилізаторів на ймовірність перетікання шкідливих речовин.

4.23.8 У повітро-повітряних теплоутилізаторах (а також у теплоутилізаторах на базі теплових труб) для нагрівання (охолодження) припливного повітря не слід застосовувати повітря:

а) із приміщень категорій А та Б за вибухопожежною та пожежною небезпекою; допускається використовувати повітря із приміщень категорій А та Б для нагрівання повітря цих приміщень у разі застосування обладнання систем у вибухозахищеному виконанні;

б) із системи місцевих відсмоктувачів вибухонебезпечних сумішей пилу або повітря, що містять шкідливі речовини 1-го класу безпеки. Допускається використовувати повітря із систем місцевих відсмоктувачів вибухобезпечних пило-повітряних сумішей після очищення від пилу;

в) яке містить шкідливі речовини 1-го та 2-го класу безпеки, що осідають або конденсуються на теплообмінних поверхнях, або ті, що мають різко виражені неприємні запахи - у регенеративних теплоутилізаторах, а також у теплоутилізаторах на базі теплових труб;

г) яке містить хвороботворні бактерії, віруси, грибки в небезпечних концентраціях, визначених органом санітарно-епідеміологічного нагляду.

4.23.9 У теплоутилізаторах для нагрівання (охолодження) припливного повітря допускається використовувати теплоту шкідливих рідин та газів при застосуванні проміжного теплоносія у герметичних трубопроводах та теплообмінниках; для цього слід застосовувати додатковий контур з теплоносієм, що не містить у собі шкідливих речовини 1-го, 2-го, 3-го та 4-го класів безпеки або з таким, що містить їх у собі в концентрації, яка не зможе перевищити ГДК при аварійному потраплянні до приміщення.

4.23.10 У контактних теплоутилізаторах (камерах зрошення тощо) для нагрівання (охолодження) припливного повітря слід застосовувати воду питної якості або водні розчини, які не містять у собі шкідливих речовин.

4.23.11 При застосуванні теплоти (холоду) вентиляційного повітря, що містить пил, аерозолі тощо, які осідають, слід передбачати очищення повітря до концентрацій, допустимих за технічними умовами на теплоутилізаційне обладнання, а також очищення теплообмінних поверхонь від забруднення.

4.23.12 У системах утилізації теплоти ВЕР слід передбачати заходи щодо захисту від замерзання проміжного теплоносія та обмерзання теплообмінної поверхні теплоутилізаторів.

4.23.13 Ефективність теплоутилізаторів слід оцінювати відповідно до ДСТУ EN 308. Слід також враховувати здатність пристроїв розмерзання працювати за низьких зовнішніх температур. Ризик обмерзання й потребу випробування пристроїв розмерзання слід оцінювати розрахунком, беручи до уваги потоки повітря, у тому числі рівновагу між потоками припливного та витяжного повітря,

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		63

співвідношення температур теплообмінника, температуру зовнішнього й витяжного повітря, вологість.

4.23.14 При розміщенні теплоутилізаційного обладнання слід звести до мінімуму втрати повітря й неприпустимі рециркуляційні повітряні потоки. Усі теплоутилізатори повинні мати ущільнення згідно з ДСТУ EN 308.

4.23.15 Для зменшення потреби в механічному охолодженні у період охолодження рекомендується додатково до системи утилізації теплоти встановити для витяжного повітря систему випарного охолодження. При цьому слід визначитись з необхідністю застосування піддона для конденсату.

4.23.16 Резервне тепло- та холодопостачання систем, що застосовують теплоту (холод) ВЕР від вентиляційних систем та технологічного обладнання, слід передбачати за технічного та економічного обґрунтування.

Електропостачання та автоматизація

Електрообладнання систем ОВКП повинно відповідати НПАОП 40.1- 1.21, НПАОП 40.1-1.32, ПУЕ та вимогам державних нормативних документів щодо безпеки електрообладнання будівель і споруд з урахуванням положень цього розділу.

При проектуванні електрообладнання та систем автоматизації поряд з положеннями цих норм слід також керуватися вимогами ДБН В.2.5-23, ДБН В.2.5-27, ДБН В.2.5-56, ДСТУ-Н Б В.2.5-37 і ДСТУ Б EN 15232.

Рівень автоматизації, контролю та управління ОВКП слід забезпечувати згідно з ДСТУ Б EN 15232 та 10.5 цих Норм.

Електроприймачі систем ОВКП слід передбачати згідно з ПУЕ та ДБН В.2.5-23.

Слід забезпечити взаємодію системи управління ОВКП з системою управління протидимним захистом при пожежі згідно з ДБН В.2.5-56.

Для будівель та приміщень, що обладнані системами пожежної сигналізації та (або) системами автоматичного пожежогасіння, слід передбачати автоматичне блокування електроприймачів систем повітряного опалення (крім повітряно-теплових завіс), вентиляції, кондиціонування (далі - системи вентиляції), а також електроприймачів обладнання протидимної вентиляції з цими системами для:

а) відключення системи вентиляції у разі пожежі, крім систем подання повітря у тамбур-шлюзи приміщень категорій А та Б, а також у машинні відділення ліфтів будівель категорій А та Б.

Відключення може відбуватися:

- централізовано припиненням подання електроживлення на розподільні щити систем вентиляції;

- індивідуально для кожної системи.

При застосуванні обладнання та засобів автоматизації, які поставляються комплектом разом із обладнанням систем вентиляції, відключення припливних систем у разі пожежі слід здійснювати індивідуально для кожної системи зі збереженням електроживлення ланцюгів захисту від замерзання. За неможливості збереження живлення ланцюгів захисту від замерзання допускається відключення тільки вентилятора поданням сигналу від системи пожежної сигналізації у ланцюг

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

дистанційного керування вентилятором припливної системи. При організації відключення у разі пожежі із застосуванням автомата з незалежним розчеплювачем повинна проводитись перевірка лінії

передачі сигналу на відключення;

б) закриття у разі пожежі протипожежних нормально відкритих клапанів систем загальнообмінної вентиляції;

в) включення у разі пожежі систем протидимної вентиляції з відкриттям протипожежних нормально закритих і димових клапанів систем протидимної вентиляції відповідно до ДБН В.2.5-56.

Протипожежні та димові клапани, а також димові люки, ліхтарі, фрамуги та вікна, протидимові завіси, що опускаються, і призначені для протидимного захисту, повинні мати автоматичне, дистанційне та ручне (у місцях встановлення) керування.

Керування виконавчими механізмами та пристроями систем протидимної вентиляції слід передбачати згідно з ДБН В.2.5-56.

Приміщення, що обладнані системами автоматичної пожежної сигналізації, повинні мати дистанційні пристрої для відключення вентиляції у разі пожежі, які розташовані за межами приміщень, що ними обслуговуються.

За наявності вимог одночасного відключення всіх систем вентиляції у приміщеннях категорій А та Б дистанційні пристрої слід передбачати назовні будівлі.

Для приміщень категорії В допускається передбачати дистанційне відключення систем вентиляції для окремих зон площею не менше ніж 2500 м².

Для обладнання металевих трубопроводів та повітроводів систем опалення та вентиляції приміщень категорій А та Б, а також систем місцевих відсмоктувачів, що видаляють вибухопожежонебезпечні та пожежонебезпечні суміші, слід передбачати заземлення згідно з вимогами ДБН В.2.5-27.

Обладнання систем автоматизації та контролю слід обирати у залежності від технологічних вимог, економічної доцільності та завдання на проектування.

Для побудови систем автоматичного керування та диспетчеризації системи ОВКП рекомендується застосовувати обладнання, що відповідає наступним вимогам:

- використання міжнародних комунікаційних стандартів (відкриті протоколи) для обміну даними, спеціально призначеними для систем ОВКП;

- наявність контролерів, які мають конструкцію, що передбачає оперативну заміну без здійснення відключення/підключення кабельної мережі;

- збереження оперативних даних у пам'яті контролера не менше ніж 72 год без робочого електроживлення;

- швидкість опитування технологічних параметрів системи ОВКП має бути не менше одного разу за 0,5 с (допускається більший час опитування за завданням на проектування);

- розподілене керування, тобто вихід з ладу одного елемента (контролера) не призводить до непрацездатності значної частини устаткування систем ОВКП;

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- можливість розширення функцій керування (наприклад, шляхом встановлення додаткових модулів вводу/виводу) без необхідності значних змін у структурі й складі системи автоматичного керування;

- можливість здійснення локального (місцевого) керування всією системою (крім системи диспетчеризації), тобто наявність відповідних технічних можливостей: панелей оператора, сенсорних панелей тощо (за завданням на проектування);

- можливість збільшення кількості АРМ (автоматизованих робочих місць) диспетчера, за необхідності, з поділом функцій диспетчерів або повністю ідентичних (дублюючих ці функції).

Параметри теплоносія (холодоносія) та повітря необхідно контролювати у таких системах:

а) внутрішнього теплопостачання - температуру та тиск теплоносія у подавальних та зворотних трубопроводах у приміщеннях для припливного вентиляційного обладнання; температуру та тиск - на виході з теплообмінних пристроїв;

б) опалення/охолодження з місцевими опалювальними приладами/приладами охолодження - температуру повітря у контрольних приміщеннях (за завданням на проектування); в) повітряного опалення та припливної вентиляції - температуру припливного повітря та температуру повітря у контрольному приміщенні (за завданням на проектування);

г) повітряного душування - температуру повітря, яке подається;

д) кондиціонування - температуру повітря зовнішнього, рециркуляційного, припливного після камери зрощення або поверхневого повітроохолоджувача та у приміщеннях; відносну вологість повітря у приміщенні (при її регулюванні);

е) холодопостачання - температуру та тиск холодоносія до і після кожного теплообмінного або змішувального приладу, тиск холодоносія у спільному трубопроводі;

ж) вентиляції та кондиціонування з фільтрами, камерами статичного тиску, теплоутилізаторами - тиск та різницю тиску повітря (за завданням на проектування).

Прилади дистанційного контролю слід передбачати для вимірювання основних параметрів; для вимірювання решти параметрів належить передбачати місцеві прилади (переносні або стаціонарні).

Для декількох систем, обладнання яких розташоване в одному приміщенні, рекомендується передбачати один спільний прилад для вимірювання температури та тиску на подавальному трубопроводі та індивідуальні прилади на зворотних трубопроводах обладнання.

При застосуванні контролерів з аналоговими датчиками допускається не встановлювати контрольно-вимірювальні прилади візуального спостереження.

Сигналізацію про роботу обладнання ("Увімкнено", "Аварія") слід передбачати для систем:

а) вентиляції приміщень без природного провітрювання (крім санвузлів, курільних, гардеробних тощо) виробничих, адміністративно-побутових та громадських будівель;

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Арк.
						66
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- б) місцевих відсмоктувачів, що видаляють шкідливі речовини 1-го та 2-го класів небезпеки або вибухонебезпечні суміші;
- в) загальнообмінної витяжної вентиляції приміщень категорій А та Б;
- г) витяжної вентиляції складів категорій А та Б, у яких відхилення контролюючих параметрів від норми може привести до аварії.

Дистанційний контроль та реєстрацію основних параметрів у системах ОВКП слід проектувати за технологічними вимогами та за завданням на проектування. Об'єм інформації, що передається з локального щита автоматизації на диспетчерський щит (пульт), визначається за завданням на проектування з урахуванням умов експлуатації систем.

Автоматичне регулювання параметрів слід проектувати для систем: а) водяного опалення;

- б) повітряного опалення та душування;
- в) припливної та витяжної вентиляції, що працює зі змінною витратою повітря, а також зі змінною сумішшю зовнішнього та рециркуляційного повітря;
- г) припливної вентиляції (за обґрунтування); д) кондиціонування та охолодження повітря; е) тепло- та холодопостачання;
- ж) місцевого дозволення повітря у приміщеннях; з) комфортного нагрівання підлоги приміщень.

Для громадських, адміністративно-побутових та виробничих будівель слід передбачати програмне регулювання параметрів, що забезпечують зниження споживання теплоти.

Датчики контролю та регулювання параметрів повітря слід розташовувати у характерних точках робочої зони або у характерних точках зони приміщення, яке обслуговується, у місцях, де вони не підпадають під вплив нагрітих або охолоджених поверхонь та струменів припливного повітря. Допускається розташовувати датчики в рециркуляційних (або витяжних) повітроводах, якщо параметри повітря в них не відрізняються від параметрів повітря у приміщенні або відрізняються на постійну величину.

Характерним приміщенням для встановлення датчика температури повітря, за яким визначають температуру внутрішнього повітря вночі, вихідні тощо (змінний тепловий режим), є приміщення за основним призначенням будівлі, що має найбільші питомі тепловтрати.

За нормативного недопущення або неможливості розташування автоматичного регулятора температури повітря в приміщенні або його елементів (термостатичного елемента тощо) в опалюваному приміщенні допускається його встановлення в іншому приміщенні із застосуванням виносного датчика.

У приміщенні зі спеціальними вимогами (наприклад, для підсудних, чистих тощо) допускається розташовувати виносний датчик температури всередині внутрішньої стіни якомога ближче до її внутрішньої поверхні для забезпечення тотожності сприйняття температури повітря зазначеного приміщення. Виносний датчик температури слід розташовувати на висоті 0,6 м та на відстані не ближче 0,5 м від зовнішньої стіни.

Умови роботи пристроїв автоматичного регулювання повинні відповідати вимогам виробників.

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Автоматичне блокування слід передбачати для:

а) відкриття та закриття клапанів зовнішнього повітря при включенні та відключенні вентиляторів;

б) відкриття та закриття клапанів систем вентиляції, які з'єднані повітроводами для повної або часткової взаємозамінюваності у разі виходу з ладу однієї із систем;

в) закриття протипожежних клапанів згідно з ДБН В.2.5-56 на повітроводах для приміщень, які обладнані системами автоматичного об'ємного (газового, аерозольного тощо) пожежогасіння, при відключенні вентиляторів систем вентиляції цих приміщень;

г) включення резервного обладнання у разі виходу з ладу основного обладнання згідно з завданням на проектування;

д) включення та відключення подачі теплоносія при включенні та відключенні повітрянагрівачів та опалювальних агрегатів;

е) включення систем аварійної вентиляції, якщо у повітрі робочої зони приміщення утворюються концентрації шкідливих речовин, що перевищують ГДК або ДАК, а також якщо концентрації горючих речовин у повітрі приміщення перевищують 10% від НКМП (0,1·СНКМП) газо-, паро-, пилоповітряної суміші відповідно до ГОСТ 12.1.044.

Автоматичне блокування вентиляторів систем місцевих відсмоктувачів та загальнообмінної вентиляції, зазначених у 7.2.4 та 7.2.5, які не мають резервних вентиляторів, з технологічним обладнанням повинно забезпечувати зупинення обладнання при виході з ладу вентилятора, а у разі неможливості зупинення технологічного обладнання - включення аварійної сигналізації.

Для систем зі змінною витратою зовнішнього або припливного повітря слід передбачати блокувальні пристрої для забезпечення мінімальної витрати зовнішнього повітря.

Для витяжної вентиляції з очищенням повітря у мокрих пиловловлювачах слід передбачати автоматичне блокування вентилятора з пристроєм для подачі води у пиловловлювачі, забезпечуючи:

а) включення подачі води за умови включення вентилятора;

б) зупинку вентилятора при припиненні подачі води або падінні рівня води у пиловловлювачі;

в) неможливість включення вентилятора за відсутності води або зниженні рівня води у пиловловлювачі нижче заданого.

Включення повітряної завіси слід блокувати разом із відчиненням воріт, дверей та технологічних прорізів або передбачати включення завіси у разі зниження заданої температури повітря у приміщенні біля воріт, дверей та технологічних прорізів. Автоматичне відключення завіси слід передбачати після зачинення воріт, дверей або технологічних прорізів та відновлення нормованої температури повітря приміщення, передбачаючи скорочення витрати теплоносія до мінімального, забезпечуючи тим самим незамерзання води.

При застосуванні систем з електроповітрянагрівачами треба передбачати захист від перегріву повітрянагрівачів.

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		68

Автоматичний захист від замерзання води у повітронагрівачах необхідно передбачати в районах з розрахунковою температурою зовнішнього повітря для холодного періоду року мінус 5 °С та нижче у найхолоднішу п'ятиденку забезпеченістю 0,92 згідно з ДСТУ-Н Б В.1.1-27.

Електричні характеристики виконавчих механізмів (насос, електропривод тощо) повинні відповідати електричним характеристикам електронного регулятора температури у складі регулятора теплового потоку за погодними умовами. За взаємневідповідності цих характеристик (напруга, струм тощо) слід застосовувати додаткові схеми їх взаємоузгодження.

Електричні характеристики виконавчих механізмів регулювання теплогідравлічних параметрів повинні бути взаємоузгодженими із схемою автоматизації системи.

Місце розташування датчиків контролю теплогідравлічних параметрів систем, внутрішнього та зовнішнього повітря, а також місце розташування автоматичних регуляторів температури повітря в приміщенні повинні бути визначені в проектній документації на систему, в якій їх застосовують.

У схемах автоматизації з використанням імпульсного трипозиційного керуючого сигналу слід застосовувати електронні регулятори температури та електроприводи регулювальних клапанів з однаковою напругою.

Точність підтримання внутрішніх метеорологічних умов слід забезпечувати згідно з ДСТУ Б EN ISO 7730 та ДСТУ Б EN 15251.

					00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.М. Проектування системи теплопостачання житлово-промислового району міста. Мет. вказ. до виконання кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра, напрямку 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. ДСТУ 2339 «Енергозбереження. Основні положення».
11. ДБН В.1.2-11 «Основні вимоги до будівель і споруд. Економія енергії».
12. ДСТУ EN 308.
13. ДСТУ Б EN 13779 «Вентиляція громадських будівель. Вимоги до виконання систем вентиляції та кондиціонування повітря».
14. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
15. НПАОП 40.1-1.32-01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
16. ДБН В.2.5-23:2010. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.
17. ДБН В.2.5-27-2006. Інженерне обладнання будинків і споруд. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд.

						00БП144.ОПТЕ008.003.ПЗ		
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив	Ткачов Д.Л.				Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №5 в м. Житомир СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив	Прядко М.О.							70
Н. Контр.						НУХТ. Каф. ТЕХТ, гр. ЗТЕ-5-9		
Затвердив	Петренко В.П.							