

**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  
\_\_\_\_\_ № 2 в місті Золотоноша \_\_\_\_\_

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗТЕ-5-10ск

\_\_\_\_\_ Фастівець Володимир В алерійович \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник \_\_\_\_\_ доц Філоненко Віталій Миколайович \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_ доц Гапонич Людмила Станіславівна \_\_\_\_\_  
(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**

**В.о. завідувача кафедри**

Петренко В.П.

“09” листопада 2020 року

## ЗАВДАННЯ

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Фастівця Володимира Валерійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 2 в місті Золотоноша

та керівник роботи к.т.н., доц. Філоненко Віталій Миколайович

(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 01.02.2021 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 12,0 МВт; температура теплоносія 95°C; розрахункова температура -21°C; температура зовнішнього повітря -1°C; температура для системи вентиляції -10°C; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду – 189 діб; температури мережної води  $\tau_{01}/\tau_{02}$ : 150°C/70°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 на тему «Використання вторинних енергоресурсів в джерелах енергопостачання»

5. Перелік графічного матеріалу

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

2. Теплова схема котельні.

3. Компановка обладнання.

4. План на відмітці 0-0



## ЗМІСТ

Анотація . . . . .	.3
Вступ . . . . .	.4
Розрахунок теплових навантажень житлово-промислового району міста	.5
1.1. Вихідні дані до проекту . . . . .	.5
1.2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району . . . . .	.4
1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях . . . . .	.10
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія . . . . .	.22
1.5. Вихідні дані до частини 2 проекту . . . . .	.24
2. Розрахунок теплової схеми котельні . . . . .	.28
2.1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами . . . . .	.25
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні . . . . .	.29
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами . . . . .	.29
2.4. Вибір обладнання котельні . . . . .	.49
2.5. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні . . . . .	.52
3. Охорона праці . . . . .	.57
4. Використання вторинних енергоресурсів в джерелах енергопостачання	.71
Список використаної літератури . . . . .	.94

## АНОТАЦІЯ

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району на 27 будинків, 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.

Обгрунтована 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.

Розглянуті питання з охорони праці.

Розрахунково – пояснювальна записка містить:

94 сторінки тексту, 53 таблиці, 5 рисунків.

Графічна частина виконана на 4 листах формату А1.

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

					<b>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</b>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>		<i>Фастівець В.В.</i>			<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2 в місті Золотоноша</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевірив</i>		<i>Філоненко В.М.</i>					5	89
<i>Рецензент</i>						<i>НУХТ. Каф. ТЕХТ гр. ЗТЕ-5-10ск</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Петренко В.П.</i>						

## ANNOTATION

This project contains the calculation of heat loads in the heating system of a residential area for 27 houses, found graphs of heat loads of heating, ventilation and hot water supply of the area from outdoor air temperature, graph of temperature and network water consumption from outdoor air temperature, graph 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

Issues of labor protection are considered.

Settlement - explanatory note contains:

79 pages of text, 53 tables, 5 figures.

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

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

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку
						ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дат		6
	ш			а		

## ВСТУП

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

Актуальність роботи полягає в тому, що на сьогодні більша частина будинків житлових районів мають 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 проекту покладено створення водогрійної котельні, яка зможе при економії електроенергії та палива, працюючи максимально ефективно, забезпечити житловий район опаленням та гарячим водопостачанням.

Для реалізації вирішенні такі задачі :

- знадені значення теплових навантажень в системі тепlopостачання житлового району;
- розраховані витрата та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях;
- розраховані теплотехнічні параметри схема котельні;
- оцінена собівартість теплоти, що відпущена котельнею;
- обґрунтовані техніко – економічні показники експлуатації котельні;
- виконані загальні креслення котельні та її обладнання.

					<b>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</b>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>		<i>Фастівець В.В.</i>			<i>Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №2 в місті Золотоноша</i>	<i>Лім.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевірів</i>		<i>Філоненко В.М.</i>					7	89
<i>Рецензент</i>						<i>НУХТ. Каф. ТЕХТ гр. ЗТЕ-5-10ск</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Петренко В.П.</i>						

# 1. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

## 1.1. Вихідні дані до проекту

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Золотоноша
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант № 2.
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  $t_2'' = 95$  °С, ступінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення – -21°С.
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – -1,0°С.
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції – -10°С.
7. Температура початку опалювального періоду,  $t_{зпк} = +8$  °С.
8. Температура точки “зламу”,  $t_{з.з}$  (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 – 189 діб.

					<b>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</b>			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Фастівець В.В.			Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2 в місті Золотоноша	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірів		Філоненко В.М.					8	89
Рецензент						НУХТ. Каф. ТЕХТ гр. ЗТЕ-5-10ск		
Н. Контр.								
Затверд.		Петренко В.П.						

12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього періоду, діб

Таблиця 1.1.

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, °C							
	-30... ...-25	-25... ...-20	-20... ...-15	-15... ...-10	-10... ...-5	-5... ...0	0... ...+5	+5... ...+8
У вказаному інтервалі	0,0	2,0	7,6	16,4	31,1	50,5	54,7	54,2
Нижче даної	0,0	2,5	10,1	26,5	57,6	108,1	162,8	187

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

14. Система теплопостачання – замкнута

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 1:5500.

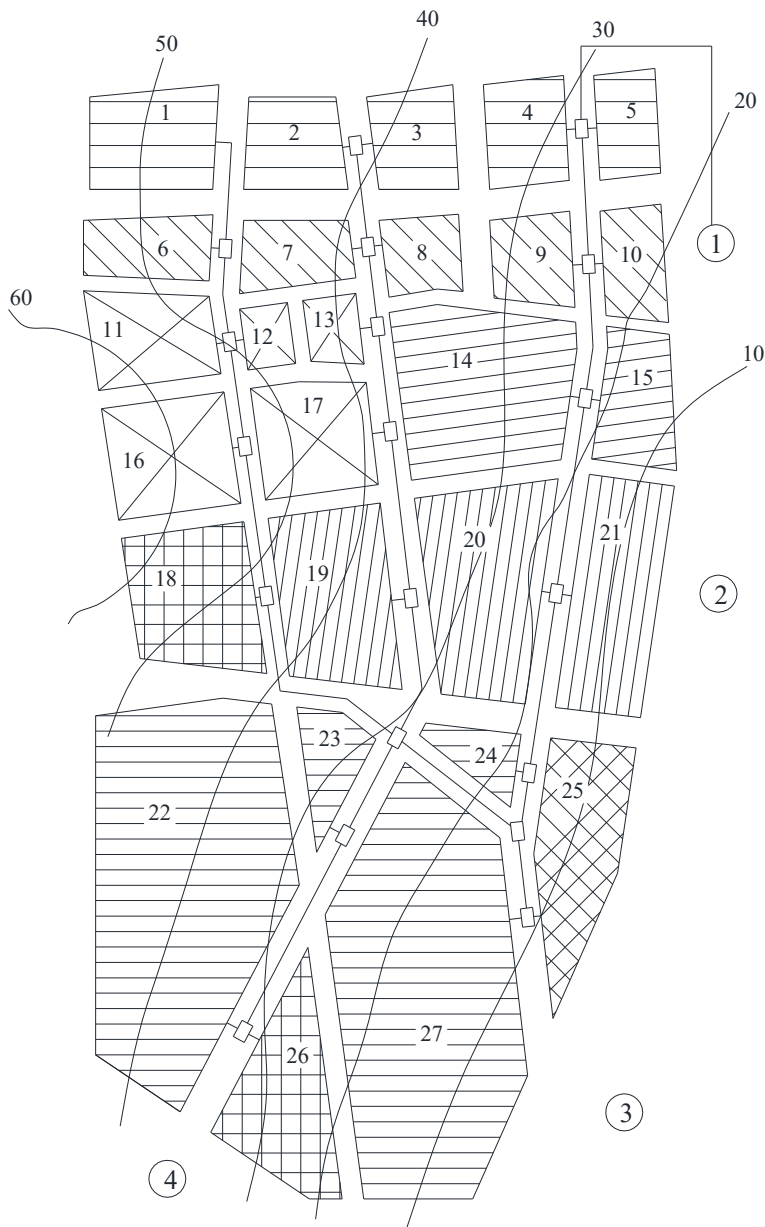


Рис. 1.1. План району

1.2.2. Нумерую на плані району квартали району теплопостачання.

1.2.3. Визначаємо загальну площу житлових споруд району, за формулою  
 $F_{жс} = F_i f_i = 0.73 \cdot 6500 = 4745 \text{ м}^2$

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

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

$$Q'_{o \max} = q_o F_{жс} (1 + K_{ep}) 10^{-6} = 79.4 \cdot 4745 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,47 \text{ МВт}$$

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

					<b>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</b>	Арку ш
Зм.	Арку ш	№ докум.	Підпис	Дат а		10

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

$$Q'_{\epsilon \max} = K_{\epsilon p} K_{\epsilon} q_{\epsilon} F_{\epsilon} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 79,4 \cdot 4745 \cdot 10^{-6} = 0,056 \text{ МВт}$$

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

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

$$m = \frac{F_{\epsilon}}{f_3} = \frac{4745}{18} = 264$$

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

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

$$Q'_{\text{ГВП}} = q_2 m 10^{-6} = 376 \cdot 264 \cdot 10^{-6} = 0,99 \text{ МВт}$$

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

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

Таблиця 1.2.

Розрахункові теплових навантажень

Номер квартала	Площа квартала, га	Густина (щільність) житлового фонду, м <sup>2</sup> /га	Житлова площа кварталу, м <sup>2</sup>	Кількість мешканців, люд.	Теплові потоки, МВт			
					Опалення $Q'_{o \max}$	Вентиляція $Q'_{\epsilon \max}$	ГВП $Q'_{\text{ГВП}}$	Всього: 6+7+8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,81	6500	5265	293	0,52	0,06	0,11	0,70
2	0,73	6500	4745	264	0,47	0,06	0,10	0,63
3	0,68	6500	4420	246	0,44	0,05	0,09	0,58
4	0,76	6500	4940	274	0,49	0,06	0,10	0,65
5	0,59	6500	3835	213	0,38	0,05	0,08	0,51
6	0,75	5900	4425	246	0,52	0,06	0,09	0,68
7	0,66	5900	3894	216	0,46	0,06	0,08	0,60
8	0,51	5900	3009	167	0,36	0,04	0,06	0,46
9	0,63	5900	3717	207	0,44	0,05	0,08	0,57
10	0,63	5900	3717	207	0,44	0,05	0,08	0,57
11	1,02	8500	8670	482	0,86	0,10	0,18	1,14
12	0,29	8500	2465	137	0,24	0,03	0,05	0,33
13	0,32	8500	2720	151	0,27	0,03	0,06	0,36
14	2,39	6500	15535	863	1,54	0,19	0,32	2,05
15	0,74	6500	4810	267	0,48	0,06	0,10	0,64

16	1,27	8500	10795	600	1,07	0,13	0,23	1,43
17	1,18	8500	10030	557	1,00	0,12	0,21	1,32
18	1,66	6400	10624	590	1,05	0,13	0,22	1,40
19	1,84	6100	11224	624	1,11	0,13	0,23	1,48
20	2,23	6100	13603	756	1,35	0,16	0,28	1,80
21	1,89	6100	11529	641	1,14	0,14	0,24	1,52
22	5,75	6000	34500	1917	3,42	0,41	0,72	4,56
23	0,56	6000	3360	187	0,33	0,04	0,07	0,44
24	1,13	6000	6780	377	0,67	0,08	0,14	0,90
25	1,73	6800	11764	654	1,17	0,14	0,25	1,55
26	1,49	6800	10132	563	1,01	0,12	0,21	1,34
27	5,67	6000	34020	1890	3,38	0,41	0,71	4,49
Всього:	37,91	179800	244528	13585	24,63	2,96	5,11	32,69

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

$$Q'_{ГВП \max} = 2,4 Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 5,11 = 12,26 \text{ МВт}$$

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

$$Q'_{ГВП \text{ л}}^{\text{сеп}} = Q'_{ГВП} \frac{55 - t_{x. \text{с.л}}}{55 - t_{x. \text{с.з}}} \beta = 5,11 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 3,27 \text{ МВт}$$

де  $t_{x. \text{с.л}}$  - температура холодної водопровідної води для літнього періоду,  $t_{x. \text{с.л}} = 15$  °С;  $t_{x. \text{с.з}}$  - температура холодної водопровідної води для опалювального

(зимового) періоду,  $t_{x. \text{с.з}} = 5$  °С;  $\beta$  - коефіцієнт, що враховує

зміну витрати мережної води на гаряче водопостачання в неопалювальний період по відношенню до опалювального; для житлово-комунального сектора  $\beta = 0,8$ ; для курортних і південних міст  $\beta = 1,5$ ; для підприємств  $\beta = 1$ .

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

$$Q'_{ГВП \max \text{ л}}^{\text{сеп}} = Q'_{ГВП \max} \frac{55 - t_{x. \text{с.л}}}{55 - t_{x. \text{с.з}}} \beta = 12,26 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 7,84 \text{ МВт}$$

1.2.12. Визначаємо теплові навантаження на опалення  $Q_o$  та вентиляцію  $Q_v$  для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря  $t_{z.o}$ ,  $t_z$ ,  $t_z^{\text{сеп.опал}}$ ,  $t_{z.z}$ ,  $t_{zпк}$ , за формулами (3.9) та (3.10):

$$Q_o = Q'_{o \max} \bar{Q}_o = Q'_{o \max} \frac{t_{\text{в.р}} - t_z}{t_{\text{в.р}} - t_{z.o}} = 24,63 \cdot \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 24,63 \text{ МВт}$$

$$Q_v = Q'_{v \max} \bar{Q}_v = Q'_{v \max} \frac{t_{\text{в.р}} - t_z}{t_{\text{в.р}} - t_{z.o}} = 2,96 \cdot \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 2,96 \text{ МВт}$$

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку
						ш 12
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дат		
ш				а		

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

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

1.2.14. Звожу результати розрахунків теплових навантажень в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3.

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

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при $t_z$					літо
			$t_{з.о}$ -21 °С	$t_z$ -10 °С	$t_z^{сер.опал}$ -1,0 °С	$t_{з.з}$ +4,6°С	$t_{зпк}$ +8°С	
1	$\bar{Q}_o$		1	0,68	0,48	0,34	0,24	-
2	$Q_o$	МВт	24.63	16.74	11.82	8.29	5,91	-
3	$Q_e$	МВт	2.96	2.01	1.42	1	0.71	-
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	5.11	5.11	5.11	5.11	5.11	3.27
5	$Q'_{ГВП\max}$	МВт	12.26	12.26	12.26	12.26	12.26	7.84
6	Всього: 2+3+4	МВт	32.7	23.86	18.35	13.37	11.73	3.27
7	Всього: 2+3+5	МВт	39.85	31.01	25.5	20.52	18.88	7.84

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти:

- на опалення, за формулою (3.15):

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

$$= 24,63 \cdot 189 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-1,0)}{+18 - (-21)} \cdot 3,6 = 160596,52 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію, за формулою (3.16):

$$Q_e^{річн} = Q'_{e\max} n_o \frac{z}{24} \frac{t_{в.р} - t_z^{сер.опал}}{t_{в.р} - t_{з.о}} 3,6 =$$

$$= 2,96 \cdot 189 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-1,0)}{+18 - (-21)} \cdot 3,6 = 10734,5 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання, за формулою (3.17):

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

$$= (5,11 \cdot 189 \cdot 24 + 2,87 \cdot (8400 - 189 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 62210,4 \text{ ГДж/рік}$$

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку
						ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дат		13
	ш			а		

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

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

$$\sum Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 160596.52 + 10734.5 + 62210.4 = 233541.42 \text{ ГДж/рік}$$

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

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку
						ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дат		14
	ш			а		

Розробив		00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	
Перевірив	Самійленко С.М.		
Зм. Арк.	№ докум.		
Арк.	Підпис		
	Дата		
Арк.	15		

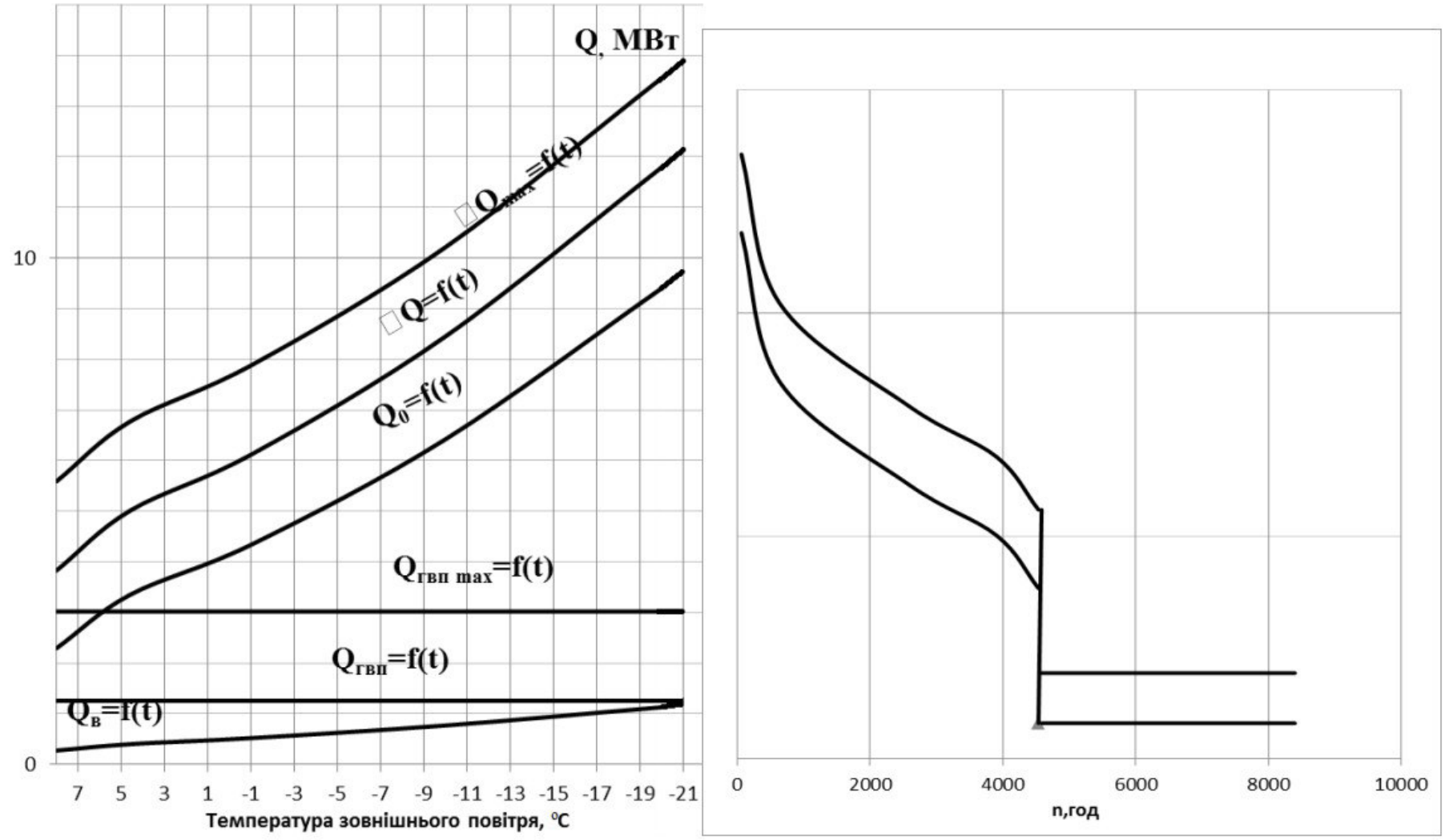


Рис. 1.3. Графік зміни теплових навантажень опалення, вентиляції та ГВП протягом опалювального періоду та року

### 1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях

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

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

- в подавальному трубопроводі, за формулою

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o' (\delta \tau_o' - 0,5 \theta') = \\ &= 18 + \left( \frac{95+70}{2} - 18 \right) \cdot \left( \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} \right)^{0,8} + \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} (80 - 0,5 \cdot 25) = 150 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після вузла змішування, за формулою

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5 \theta' \bar{Q}_o' = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 95 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після системи опалення (опалювальних приладів), за формулою

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5 \theta' \bar{Q}_o' = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 70 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

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

$$\bar{Q}_o' = \frac{t_{e.p} - t_3}{t_{e.p} - t_{3.0}} = \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 1; \delta \tau_o' = \tau_{o1}' - \tau_{o2}' = 150 - 70 = 80 \text{ }^\circ\text{C};$$

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

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

Визначаємо витрату мережної води на опалення у першому діапазоні ( $t_{зпк} \dots t_{3.3}$ ), за формулою

$$G_o' = \frac{Q_o' 10^3}{c(\tau_{o1}' - \tau_{o2}')} = \frac{5,91 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 40,5)} = 47,81 \text{ кг/с}$$

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

$$G_{o\max}' = \frac{Q_{o\max}' 10^3}{c(\tau_{o1}' - \tau_{o2}')} = \frac{24,63 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 73,47 \text{ кг/с}$$

Звожу результати визначення температур і витрат в таблицю 1.4.

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дат		ш 16

Таблиця 1.4.

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

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{з.о}$ -21 °С	$t_з$ -10 °С	$t_з^{сеп.опал}$ -1,0 °С	$t_{з.з}$ +4,6 °С	$t_{зпк}$ +8 °С
$\tau_{o1}$	°С	150	111.63	86.93	70	70
$\tau_{o2}$	°С	70	57	48.01	40.5	40.5
$\tau_{o3}$	°С	95	74.07	60.24	49.19	41.91
$G_o$	кг/с	73.47	73.47	73.47	73.47	47.81

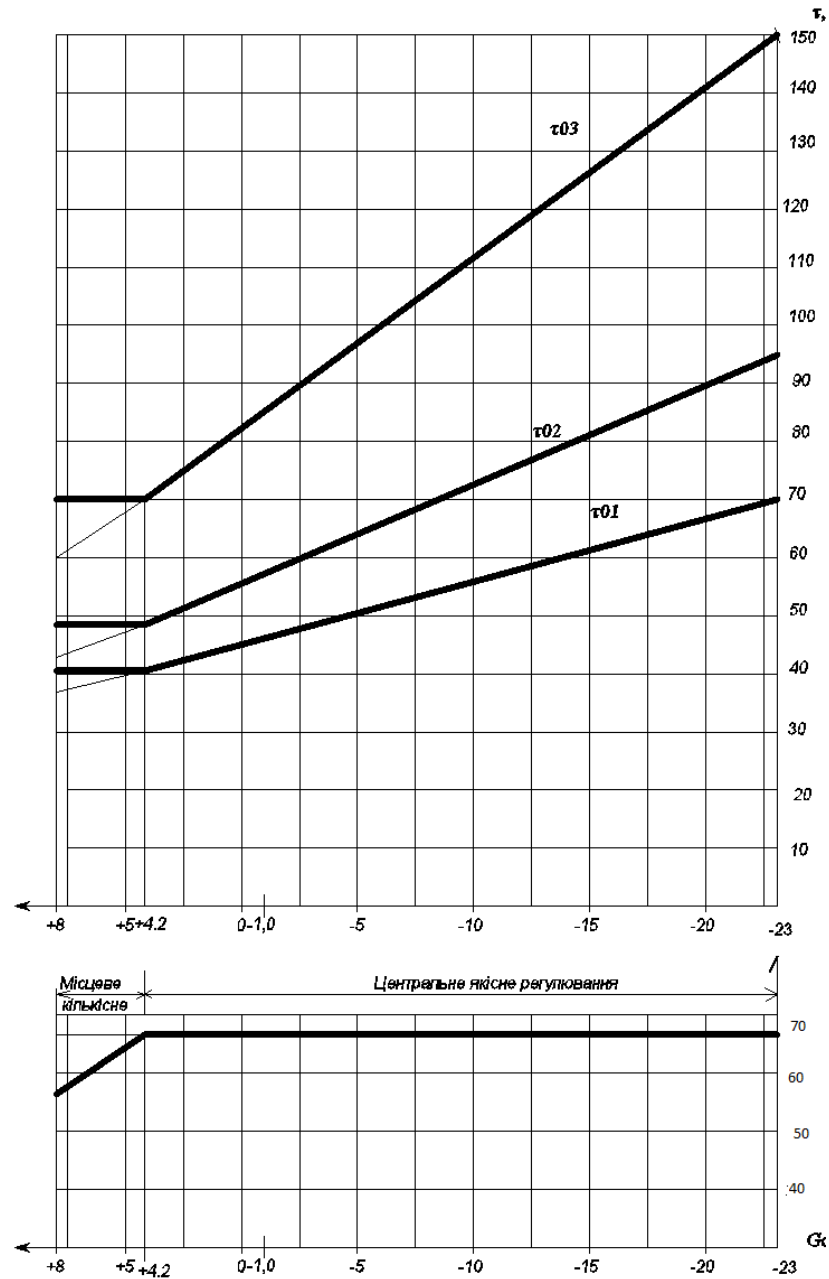


Рис. 1.3. Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря  $\tau, ^\circ\text{C}$

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дат
	ш			а

00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ

Арку
ш
17

Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання, за формулою

$$G_{ГВП \max} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{12.26 \cdot 10^3}{4,19(70 - 40.5)} \cdot \frac{60 - (40.5 - 5)}{60 - 5} = 44.18 \text{ кг/с}$$

Визначити температуру мережної води після підігрівника 1-го ступеню, за формулою

$$\tau_2 = \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o \max} + G_{ГВП})} =$$

$$= 40.5 - 12.26 \cdot 10^3 \cdot \frac{(40.5 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19(73.47 + 44.18)} = 26.82 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

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

Попередній розрахунок ( $t_3 = -1,9 \text{ } ^\circ\text{C}$ ):

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

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta I} - \Delta t_{M I}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta I}}{\Delta t_{M I}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(26.82 - 5) - (40.5 - 35.5)}{\ln \frac{26.82 - 5}{40.5 - 35.5}} = 11.44 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta II} - \Delta t_{M II}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta II}}{\Delta t_{M II}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{22} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{22} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (40.5 - 35.5)}{\ln \frac{70 - 60}{40.5 - 35.5}} = 7.21 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП, за формулою

$$q_{zM} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(t_n - t_{x.3})} = \frac{12.26 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 53.20 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_I = c q_{zM} (t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 53.20 \cdot (35.5 - 5) = 6.798 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = c q_{zM} (t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 53.20 \cdot (60 - 35.5) = 5.46 \text{ МВт}$$

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

Визначаємо витрати мережної води, що проходить через підігрівників 1-го і 2-го ступенів, за формулами (4.18) та (4.19):

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 54.44 + 73.47 = 127.91 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 12.26 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 40.5)} = 54.55 \text{ кг/с}$$

Визначаємо параметр підігрівників 1-го та 2-го ступенів за формулою

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M I} G_{\delta I}}} = \frac{6.798 \cdot 10^3}{11.44 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{53.2 \cdot 127.91}} = 1.71$$

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку ш 18
Зм.	Арку ш	№ докум.	Підпис	Дат		а

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{5.46 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{53.2 \cdot 54.55}} = 3.35$$

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

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,714 \cdot 53.2 \cdot (48.01 - 5) = 6,84 \text{ МВт}$$

де  $\varepsilon_I$  визначаємо за формулою

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

$$= \left( 0,35 \frac{53.20}{73.47} + 0,65 + \frac{1}{1,71} \sqrt{\left[ \frac{53.20}{73.47} \right]} \right)^{-1} = 0.714$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{6,84 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 53.20} = 35.68 \text{ }^\circ\text{C}$$

Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою

$$Q_{II} = Q_{ГВП \text{ max}} - Q_I = 12.26 - 6,84 = 5.42 \text{ МВт}$$

Визначити витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню, за формулою

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2z})} = \frac{5.42 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (86.93 - 35.68)} = 25.24 \text{ кг/с}$$

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

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

Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню, за формулою

$$G_I = G_{II} + G'_{o_{max}} = 25.24 + 73.47 = 98.71 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o_{max}}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{73.47}{98.71} \cdot 48.01 + \frac{25.24}{98.71} \cdot 35.68 = 44.85$$

На цьому попередній розрахунок закінчую.

Кінцевий розрахунок.

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

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,789 \cdot 53.2 \cdot (48.01 - 5) = 7.56 \text{ МВт}$$

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку ш 19
Зм.	Арку ш	№ докум.	Підпис	Дат		а

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

$$= \left( 0,35 \frac{53.2}{98.71} + 0,65 + \frac{1}{1,71} \sqrt{\left[ \frac{53.2}{98.71} \right]} \right)^{-1} = 0,789$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{7.56 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 53.2} = 38.921 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 12.26 - 7.56 = 4.699 \text{ МВт}$$

Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню за формулою

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3.35^2 \cdot 53.2}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 3.35 \cdot 1,5^2 \cdot \left( \frac{(86.93 - 38.92) \cdot 4,19 \cdot 53.2}{4.699 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 23.359 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2z} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 79,3 - \frac{4.699 \cdot 10^3}{23.359 \cdot 4,19} = 38.91 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 23.35 + 73.47 = 96.82 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o \max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{73.47}{96.82} \cdot 48.01 + \frac{23.359}{96.82} \cdot 38.92 = 45.81 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,788 \cdot 53.20 \cdot (45.51 - 5) = 7.119 \text{ МВт}$$

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

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дат		20
	ш		а			

$$= \left( 0,35 \cdot \frac{53,2}{98,58} + 0,65 + \frac{1}{1,71} \cdot \sqrt{\left[ \frac{53,2}{98,58} \right]} \right)^{-1} = 0,788$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{7.119 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 53,2} = 36,93 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВН \max} - Q_I = 1.226 - 7.119 = 5.141 \text{ МВт}$$

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

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,35^2 \cdot 53,2}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 3,35 \cdot 1,5^2 \cdot \left( \frac{(86,93 - 36,938) \cdot 4,19 \cdot 53,2}{5,141 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 25,163 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} \geq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (23,359 \geq \frac{5,141 \cdot 10^3}{(86,93 - 36,93) \cdot 4,19}, 25,163 \geq 24,53).$$

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

$$\tau_{2z} = \tau_1 - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 86,93 - \frac{5,141 \cdot 10^3}{25,163 \cdot 4,19} = 38,171 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 25,163 + 73,47 = 98,633 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o \max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{73,47}{98,633} \cdot 48,01 + \frac{25,163}{98,633} \cdot 38,171 = 45,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,788 \cdot 53,2 \cdot (45,5 - 5) = 7,118 \text{ МВт}$$

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

$$= \left( 0,35 \cdot \frac{53,2}{98,63} + 0,65 + \frac{1}{1,71} \cdot \sqrt{\left[ \frac{53,2}{98,63} \right]} \right)^{-1} = 0,788$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{7,118 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 53,2} = 36,933 \text{ } ^\circ\text{C}$$

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дат		21
	ш		а			

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 12.26 - 7.118 = 5.142 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{см} - \frac{Q_I \cdot 10^3}{G_I c} = 45.5 - \frac{7.118 \cdot 10^3}{98.63 \cdot 4.19} = 28.27 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Здійснюю перевірку, за формулою (4.30)

$$t_2 = \frac{Q_{ГВП}'' \cdot 10^3}{c q_{z_M}} + t_n = \frac{5.142 \cdot 10^3}{4.19 \cdot 53.2} + 36.993 = 60 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

Визначити витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП \text{ л}}^{сеп} \cdot 10^3}{(\tau_{01}''' - t_{2z})c} = \frac{3.27 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4.19} = 19.51 \text{ кг/с.}$$

Звожу результати розрахунків у таблицю 1.5.

Таблиця 1.5

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					
		$t_{з.о}$ -21 °C	$t_3$ -10 °C	$t_3^{сеп.опал}$ -1,0 °C	$t_3'''$ +4.6 °C	$t_{зпк}$ +8 °C	літо
$\tau_{o2}$	°C	70	57	48.01	40.5	40.5	70
$\tau_{2z}$	°C	19.06	31.89	38.171	41.86	40.25	30
$t_n$	°C	50.39	41.45	36.93	35.24	32.78	60
$\tau_{см}$	°C	67.46	53.39	45.5	41.03	40.37	-
$\tau_2$	°C	36.22	30.78	28.27	27.74	25.21	-
$G_{ГВП}$	кг/с	3.902	12.27	25.168	46.8	48.66	19.5 1

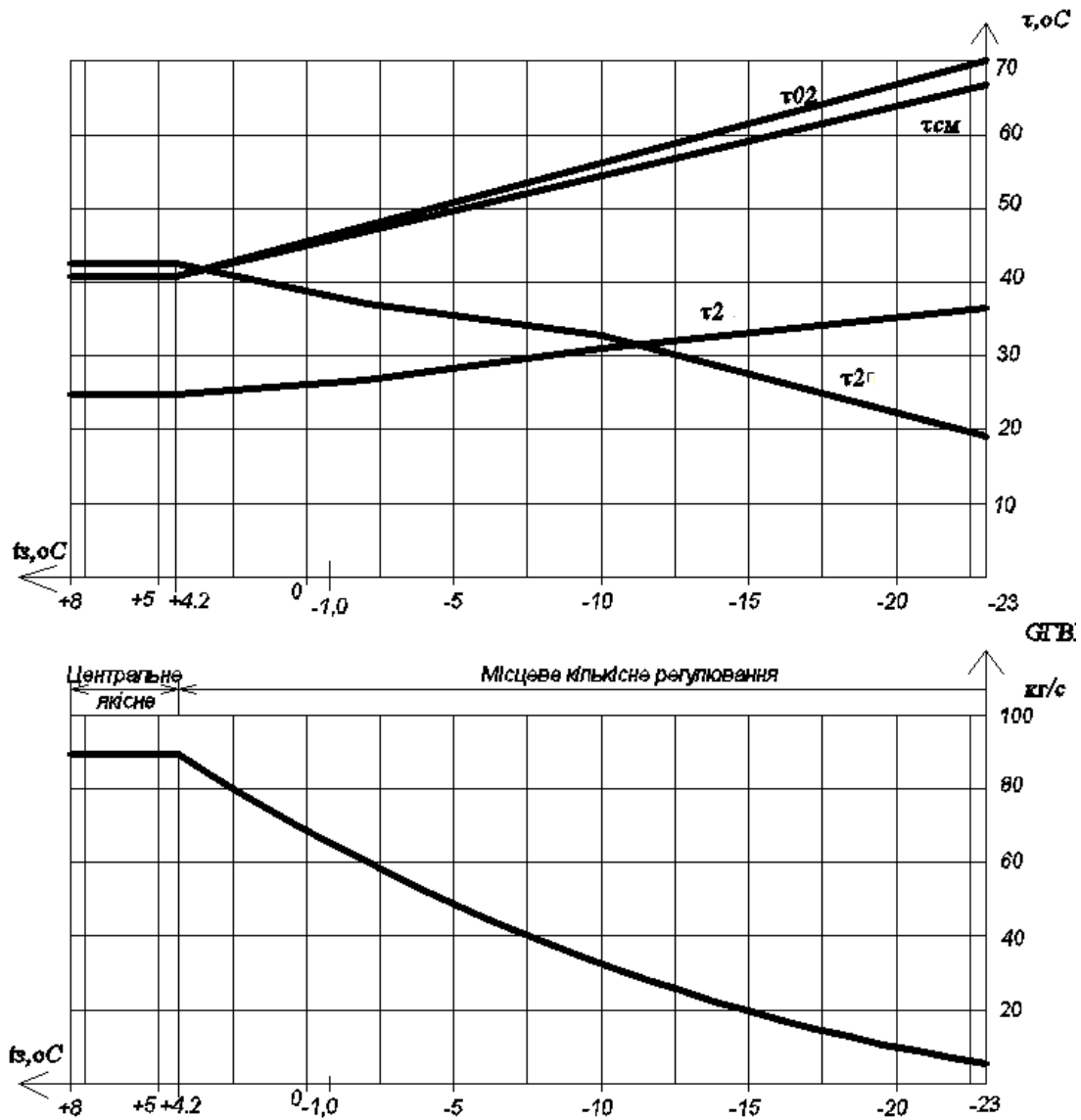


Рис. 1.4. Графік зміни витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

### 1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію

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

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

Визначаємо температуру мережної води після калориферів за формулою

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

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дат
	ш		а	

$$\frac{(150 + \tau_{2e}) - (18 + (-21))}{(111,6 + 57) - (18 + (-10))} \cdot \left( \frac{111,6 - 57}{150 - \tau_{2e}} \right)^{0,15} = 1$$

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

Методом підбору знаходжу  $\tau_{2e} = 26.6 °C$ .

Визначаємо витрату мережної води на вентиляцію, за формулою

$$G_e = \frac{Q_e \cdot 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2e})} = \frac{2,96 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 26,6)} = 5.74 \text{ кг/с}$$

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

Визначаємо температуру води після калориферів, за формулою

$$\tau_{2e} = \tau_{o1} - (\tau_{o1}'' - \tau_{2e}'') \frac{t_{e.p} - t_3}{t_{e.p} - t_{з.в.}} = 70 - (111.63 - 57) \cdot \frac{18 - 4.2}{18 - (-10)} = 43.13 °C$$

Визначаємо витрату мережної води на вентиляцію, за формулою

$$G_e'' = \frac{Q_e \cdot 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2e})} = \frac{2.01 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (111.63 - 57)} = 8.78 \text{ кг/с}$$

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

Визначаємо температуру води після калориферів, за формулою

$$\frac{(\tau_{o1}''' + \tau_{2e}) - (t_{зПК} + t_{e.p}) \left( \frac{\tau_{o1}'' - \tau_{2e}''}{\tau_{o1}''' - \tau_{2e}''} \right)^{0,15}}{(\tau_{o1}'' + \tau_{2e}) - (t_{з.в.} + t_{e.p}) \left( \frac{\tau_{o1}''' - \tau_{2e}''}{\tau_{o1}'' - \tau_{2e}''} \right)^{0,85}} = 1,$$

$$\frac{(70 + \tau_{2e}) - (8 + 18) \cdot \left( \frac{111.63 - 57}{70 - \tau_{2e}} \right)^{0,15}}{(111.63 + 57) - (-10 + 18) \cdot \left( \frac{18 - 8}{18 - (-10)} \right)^{0,85}} = 1$$

Методом підбору знаходжу  $\tau_{2e} = 21.7 °C$ .

Визначаємо витрату мережної води на вентиляцію, за формулою

$$G_e = \frac{Q_e \cdot 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2e})} = \frac{0,71 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 21,7)} = 3.5 \text{ кг/с}$$

Звожу результати розрахунків у таблицю 1.6.

Таблиця 1.6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{з.о}$ -20 °C	$t_3$ -10 °C	$t_3^{сеп.опал}$ -1,1 °C	$t_{з.з}$ +4.2 °C	$t_{зПК}$ +8 °C
$\tau_{o1}$	°C	150	111.63	86.93	70	70
$\tau_{o2}$	°C	70	57	48.01	40.5	40.5
$\tau_{2e}$	°C	26.6	57	48.01	40.5	21,7
$G_e$	кг/с	5.74	8.78	8.78	8.78	3,5

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

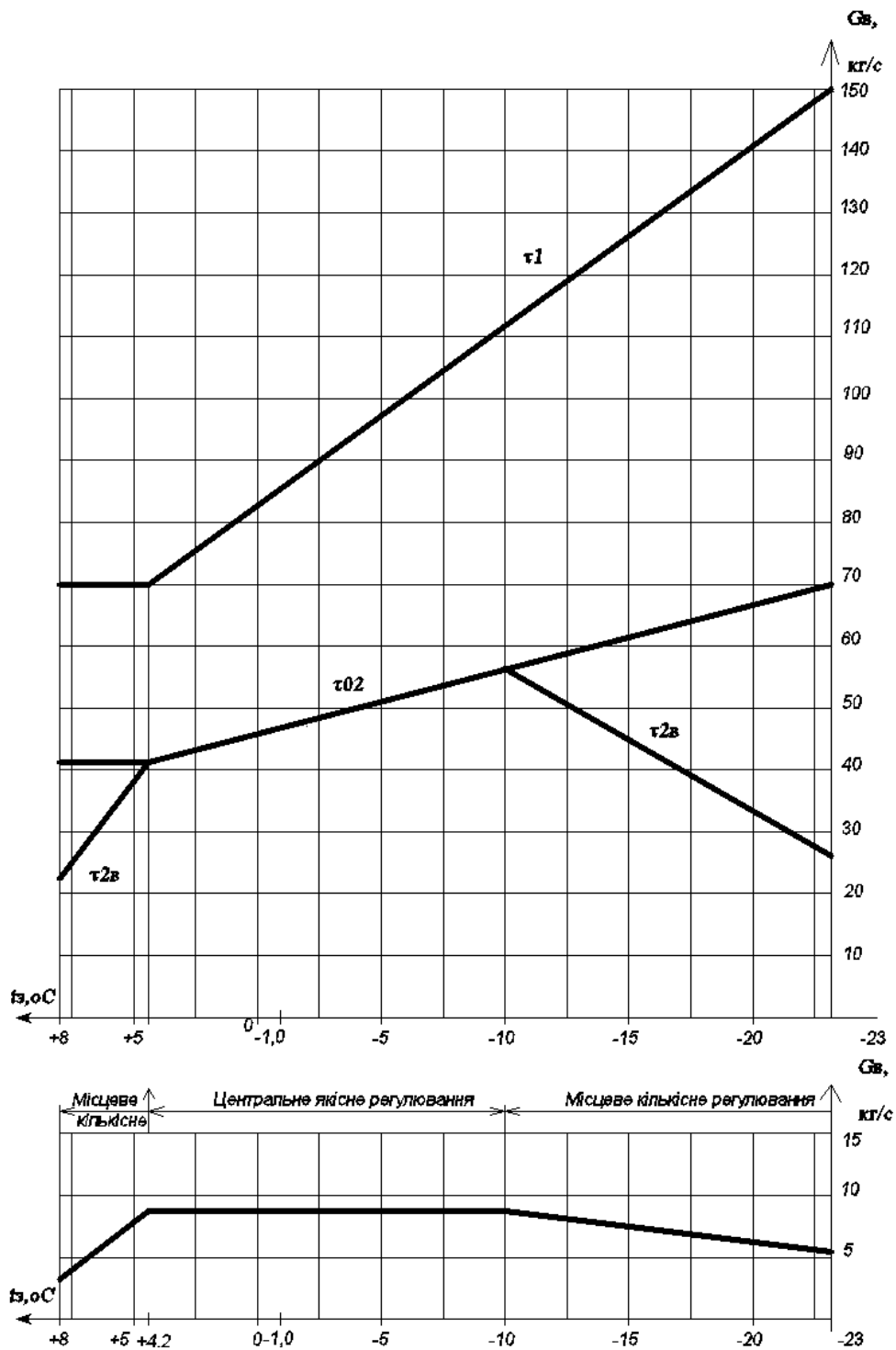


Рис. 1.5. Графіки залежності температур мережної води після калориферів і витрати мережної води на вентиляцію від температури зовнішнього повітря

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дат
	ш			а

00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ

Арку  
ш  
25

#### 1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія

Визначаємо розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{o\max} = \frac{Q'_{o\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{24.63 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 73.47 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, за формулою (6.2)

$$G'_{\epsilon\max} = \frac{Q_{\epsilon\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{2\epsilon})} = \frac{2.96 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 26.6)} = 5.72 \text{ кг/с}$$

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

$$G'_{\text{ГВП}^{с\epsilon\text{р}}} = \frac{Q'_{\text{ГВП}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} \left( \frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{5.11 \cdot 10^3}{4,19(70 - 40.5)} \cdot \frac{55 - (40.5 - 5)}{55 - 5} = 16.12 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G'_{\text{ГВП}^{\max}} = \frac{0,55 Q_{\text{ГВП}^{\max}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 12.26 \cdot 10^3}{4,19(70 - 40.5)} = 54.55 \text{ кг/с}$$

Визначаємо сумарні розрахункові витрати мережної води, за формулою (6.9):

$$G' = G'_{o\max} + G'_{\epsilon\max} + K_3 G'_{\text{ГВП}^{с\epsilon\text{р}}} = 73.47 + 5.72 + 1,2 \cdot 16.12 = 98.53 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G'_l = \frac{Q_{\text{ГВП}^{\text{л}}}^{с\epsilon\text{р}} 10^3}{(\tau'''_{o1} - 30)c} = \frac{3.27 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 19.51 \text{ кг/с}$$

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

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку ш
						26
Зм.	Арку ш	№ докум.	Підпис	Дат		а

Таблиця 1.7.

## Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія, кг/с					
	$G'_{o \max}$	$G'_{e \max}$	$G'_{ГВП}^{сер}$	$K_з \cdot G'_{ГВП}^{сер}$	$G'$	$G'_л$
1	2	3	4	5	6	7
1	1,40	0,17	0,47	0,57	2,38	0,38
2	1,56	0,19	0,52	0,63	1,99	0,42
3	1,31	0,16	0,44	0,53	2,23	0,35
4	1,46	0,18	0,49	0,59	1,73	0,39
5	1,14	0,14	0,38	0,46	2,28	0,31
6	1,56	0,19	0,44	0,53	2,00	0,35
7	1,37	0,16	0,39	0,47	1,55	0,31
8	1,06	0,13	0,30	0,36	1,91	0,24
9	1,31	0,16	0,37	0,44	1,91	0,30
10	1,31	0,16	0,37	0,44	3,91	0,30
11	2,57	0,31	0,86	1,04	1,11	0,69
12	0,73	0,09	0,25	0,29	1,23	0,20
13	0,81	0,10	0,27	0,33	4,87	0,22
14	3,20	0,38	1,08	1,29	4,53	0,86
15	2,97	0,36	1,00	1,20	7,01	0,80
16	4,60	0,55	1,55	1,86	2,17	1,24
17	1,42	0,17	0,48	0,58	4,79	0,38
18	3,15	0,38	1,06	1,27	5,07	0,85
19	3,32	0,40	1,12	1,34	6,14	0,90
20	4,03	0,48	1,36	1,63	5,20	1,09
21	3,41	0,41	1,15	1,38	15,57	0,92
22	10,22	1,23	3,44	4,13	1,52	2,75
23	0,99	0,12	0,34	0,40	3,06	0,27
24	2,01	0,24	0,68	0,81	5,31	0,54
25	3,48	0,42	1,17	1,41	15,35	0,94
26	10,07	1,21	3,39	4,07	4,57	2,71
27	3,00	0,36	1,01	1,21	2,38	0,81
Всього	73.47	8.82	24.38	29.26	111.54	19.51

## 1.5. Вихідні дані до частини 2 проекту

Визначаємо температуру суміші зворотної води після системи ГВП та вентиляції, для максимально зимового режиму:

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

$$= \frac{73.47 + 3.902}{73.47 + 3.902 + 5.74} \cdot 36.22 + \frac{5.74}{73.47 + 3.902 + 5.74} \cdot 26.6 = 35.19 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку ш 27
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дат		

$$\tau_2 = \frac{73.47 + 48.66}{73.47 + 48.66 + 8.78} \cdot 27.74 + \frac{8.78}{73.47 + 48.66 + 8.78} \cdot 40.5 = 28.6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

Таблиця 1.8.

Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи

№ п.п.	Назва параметра	Ум. позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Золотоноша (Вказати назву міста)		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	$\tau_1 / \tau_2$	$^\circ\text{C} / ^\circ\text{C}$	150/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	$^\circ\text{C}$	-21	+4.6	+15
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	24.63	8.29	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	12.26	12.26	3.27
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	2,96	1	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	МВт·г од/рік	73889.286		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{\text{п.п}}$	МВт	12,0	12,0	12,0
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	$t_2''$	$^\circ\text{C}$	95		

11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{п.п}^{рік}$	МВт·год/рік	43460,0		
12	Температура “прямої” мережної води	$\tau_1$	°C	150	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	$\tau_2$	°C	35.19	28.6	30
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	$G_1$	кг/с т/ год	83.4 300.24	129.05 464.58	19.51 70.23
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	285.24	449.58	65.23
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

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку
						ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дат		29
	ш		а			

## 2. Розрахунок теплової схеми котельні

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

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

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

Вихідні дані для частини 2 проекту, одержані в частині 1 проекту представляю нижче, в таблиці 1.9:

Таблиця 1.9.

№ п.п.	Назва параметра	Ум. позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Золотоноша <i>(Вказати назву міста)</i>		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	$\tau_1 / \tau_2$	°C/°C	150/70		

					<b>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</b>			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Фастівець В.В.			Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №2 в місті Золотоноша	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірів		Філоненко В.М.					30	94
Рецензент						НУХТ. Каф. ТЕХТ гр. ЗТЕ-5-10ск		
Н. Контр.								
Затверд.		Петренко В.П.						

5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{оп}$	МВт	24.63	8.29	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{ГВП}$	МВт	12.26	12.26	3.27
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{вент}$	МВт	2,96	1	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{ЖР}^{рік}$	МВт·год/рік	73889.286		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{П.П}$	МВт	12,0	12,0	12,0
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	$t_2''$	°С	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{П.П}^{рік}$	МВт·год/рік	43460,0		
12	Температура “прямої” мережної води	$\tau_1$	°С	150	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	$\tau_2$	°С	35.19	28.6	30

14	Витрата “прямої” води в тепломережу	$G_1$	кг/с т/ год	83.4 300.24	129.05 464.58	19.51 70.23
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	285.24	449.58	65.23
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

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

Примітка:

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

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

МЗ: 39.9 = 40.1 (Висновок – результати для режиму МЗ - взаємоузгоджені)

ТЗ: 21.55 = 22.3 (Висновок – результати для режиму ТЗ - взаємоузгоджені)

Л: 3.27 = 3.269 (Висновок – результати для режиму Л - взаємоузгоджені)

Вихідні дані для частини 2 проекту, сформовані в частині 2 проекту, представляю в таблиці 1.10.

										Арку ш 32
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ					

Таблиця 1.10.

№ 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 паливо-постачання міста
2	Теплота згорання палива	$Q_{н}^p$	кДж/ м <sup>3</sup>	33730,0			Сертифікат палива
3	Температура в деаераторі	$t_{ДА}$	°С	65°	65°	65°	Е.Р: 70 °С – 60 °С
4	Розрідження в деаераторі	$p_{ДА}$	бар	– 0,75	– 0,75	– 0,75	Е.Р: 0,70 – 0,80 бар
5	Номінальна t води на вході в котел	$t'_{ВК.НОМ}$	°С	70°	65°	65°	Е.Р. для водогрійних котлів
6	Номінальна t води на виході з котла	$t''_{ВК.НОМ}$	°С	150°	150°	150°	“—“
7	Температура сиріої води	$t'_{с.в}$	°С	8°	8°	15°	Е.Р: – 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С – для режиму Л
8	t сиріої води перед станцією ХВО	$t''_{с.в}$	°С	15°	15°	15°	Е.Р: 15 °С - 20 °С
9	t хімічищеної води на виході зі станції ХВО	$t'_{хов}$	°С	20°	20°	20°	Е.Р: 15 °С – 20 °С
10	t хімічищеної води перед деаератором	$t''_{хов}$	°С	55°	55°	55°	Е.Р: 50 °С – 65 °С
11	Температура технологічної води на вході в котельню	$t'_{техн.в}$	°С	8°	8°	15°	Е.Р: 8 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С для режиму Л

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ

Арку  
ш  
33

№ п.п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.	Характерні режими експлуатації			Джерело інформації
12	Температура техно- логічної води на виході з котельні	$t''_{\text{техн.в}}$	°С	95°	95°	95°	Технологічн ий регламент промислвог о підприємств а
13	Температура грійної води на вході у внутрішньокотельні підігрівники та на вході в деаератор	$t'_{\text{ТОА}}$	°С	150°	150°	150°	Е.Р: $t'_{\text{ТОА}} = t$ "ВК.НОМ
14	Температура грійної води на виході з внутрішньокотельних підігрівників	$t''_{\text{ТОА}}$	°С	65°	65°	65°	Е.Р: $t''_{\text{ТОА}} = 65$ °С
15	Коефіцієнт випара з деаератора	$\alpha_{\text{вип.}}$	од	0,01	0,01	0,01	Е.Р: 0,005 – 0,01
16	Коефіцієнт власних потреб станції хімводоочищення	$K_{\text{ХВО}}$	од.	1,10	1,10	1,10	Е.Р: 1,05 – 1,10

## 2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні

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

## 2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

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

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

Таблиця 2.1.

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum Q_{\text{ЖР}} = 1,05 \cdot (24.63 + 12.26 + 2.96) = 41.84$ МВт	<b>41.84</b>	<b>22.62</b>	<b>3.36</b>
ТЗ: $\sum Q_{\text{ЖР}} = 1,05 \cdot (8.29 + 12.26 + 1) = 22.62$ МВт			
Л: $\sum Q_{\text{ЖР}} = 1,03 \cdot (0.0 + 3.27 + 0,0) = 3.36$ МВт			

Визначаємо режим роботи котельні – з одним “базовим” котлом.

Визначаємо експлуатаційну температуру води на вході у встановлені котли –  $t'_{\text{ВК}}$ , °С.

Таблиця 2.2.

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

Визначаємо експлуатаційну температуру води на виході з базового котла –  $t''_{\text{ВК.Б}}$ , °С.

Таблиця 2.3.

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

Визначаємо експлуатаційну температуру грієної води на вході в теплообмінники технологічної, сирії, хімоочищеної води та на вході в деаератор –  $t'_{\text{ТОА}}$ , °С.

Таблиця 2.4.

Визначення результату	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
$t'_{\text{ТОА}} = 150\text{°}$	<b>150</b> °	<b>150</b> °	<b>150</b> °

Визначаємо експлуатаційну температуру води на виході з теплообмінників технологічної, сирії та хімоочищеної води –  $t''_{\text{ТОА}}$ , °С.

Результати визначення навожу у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5.

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

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ

Арку  
ш  
36

Визначаємо витрату води з деаератора на компенсацію втрат в тепломережі –  $G_{\text{ДА}}^{\text{підж}}$ , т/год, за формулою

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

Результати визначення навести у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6.

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

Визначаємо 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, за формулою

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

та формулою (2.4):

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7.

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{\text{ДА}}^{\text{гр.в}} = (1+0,01) \cdot 15,0 \cdot (65 - 55) / (150 - 65) = 1,8$ т/год	<b>1,80</b>	<b>1,80</b>	<b>0,60</b>
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	<b>0,18</b>	<b>0,18</b>	<b>0,06</b>
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			

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8.

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

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9.

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

Визначаємо витрату сирії води для підживлення –  $G_{\text{с.в.}}$ , т/год, за формулою

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10.

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

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

- за формулою

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

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		39

- за формулою (2.8):

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11.

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

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

- за формулою :

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

- за формулою :

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12.

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

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

- за формулою (2.11):

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

- за формулою (2.12):

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

- за формулою (2.13):

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.13.

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку
						ш 41
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.13.

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

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

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.14.

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш 42
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.14.

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

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.15.

Таблиця 2.15.

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
МЗ: $\tau_{\text{звор}} = 285,24 \cdot 35,19^\circ + 115,0 \cdot 65^\circ + 7,0 \cdot 65^\circ + 3,3 \cdot 65^\circ + 15,0 \cdot 65^\circ / (285,24 + 115,0 + 7,0 + 3,3 + 15,0) = 45^\circ$	<b>45°</b>	<b>36.89°</b>	<b>51.9°</b>
ТЗ: $\tau_{\text{звор}} = 449,58 \cdot 28,6^\circ + 115,0 \cdot 65^\circ + 7,0 \cdot 65^\circ + 3,3 \cdot 65^\circ + 15,0 \cdot 65^\circ / (449,58 + 115,0 + 7,0 + 3,3 + 15,0) = 36,89^\circ$			
Л: $\tau_{\text{звор}} = 65,23 \cdot 30^\circ + 102,0 \cdot 65^\circ + 2,1 \cdot 65^\circ + 1,0 \cdot 65^\circ + 5,0 \cdot 65^\circ / (65,23 + 102,0 + 2,1 + 1,0 + 5,0) = 51,9^\circ$			

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку ш 43
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

3.17. Визначаємо загальну теплову потужність котельні (т. зв. потужність з “виробленої” теплоти) –  $\sum Q_{\text{КОТ}}$ , т/год, з урахуванням теплоти, що внесена водою підживлення, за формулою (2.16):

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.16.

Таблиця 2.16.

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum Q_{\text{КОТ}} = 41.84 + 11,4 + 0,18 + 0,33 + 0,69 - (15,0/3,6) \cdot 4,2 \cdot 5^{\circ} \cdot 10^{-3} = 54.35 = \text{МВт}$	<b>54.35</b>		
ТЗ: $\sum Q_{\text{КОТ}} = 22.62 + 11,4 + 0,18 + 0,33 + 0,69 - (15,0/3,6) \cdot 4,2 \cdot 5^{\circ} \cdot 10^{-3} = 35.13 \text{ МВт}$		<b>35.13</b>	
Л: $\sum Q_{\text{КОТ}} = 3.36 + 10,1 + 0,06 + 0,10 + 0,21 - (5,0/3,6) \cdot 4,2 \cdot 15^{\circ} \cdot 10^{-3} = 13.74 \text{ МВт}$			<b>13.74</b>

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

Вибір типорозміру водогрійних котлів здійснюю з таких міркувань:

На ринку водогрійних котлів існує пропозиція наступних типорозмірів водогрійних котлів:

КВ-ГМ –20 ( 23,2 МВт), КВ-ГМ –30 ( 34,8 МВт), КВ-ГМ – 50 ( 58,0 МВт),

КВ-ГМ–100 (116,0 МВт)

З двох формально прийнятних до реалізації варіантів або три котла КВ-ГМ 20, або 6 котлів КВ-ГМ 10 приймаю до встановлення три котла **КВ-ГМ–20** (23.2 МВт) – варіант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

									Арку ш 44
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>				

Результати визначення навожу у таблиці 2.17.

Таблиця 2.17.

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результата
ТИП		<b>КВ-ГМ-20</b>
$Q_{\text{ВК.НОМ}}$	МВт	23.2
$G_{\text{ВК.НОМ}}$	т/год	247
$\eta_{\text{ВК.НОМ}}$	%	92,5
$t'_{\text{ВК.НОМ}}$	°С	150°
$t''_{\text{ВК.НОМ}}$	°С	70 °

Визначаємо число встановлених в котельні водогрійних котлів –  $N_{\text{ВК.ВСТ}}$ , шт., за формулою

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

До встановлення приймаю число котлів, що відповідає результату обчислення за формулою (2.17), округленого до більшого цілого числа.

Результати визначення навожу у таблиці 2.18.

Таблиця 2.18.

Визначення результата	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{\text{ВК.ВСТ}} = 54.35 / 23.2 = 2,34$	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
ТЗ: $N_{\text{ВК.ВСТ}} = 35.13 / 23.2 = 1.51$			
Л: $N_{\text{ВК.ВСТ}} = 13.74 / 23.2 = 0.59$			

Визначаємо кількість котлів, що будуть в експлуатації протягом року в базовому режимі

$$N_{\text{ВК.Б}} = 1$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19.

Визначення результата	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{\text{ВК.Б}} = 1$	<b>1</b>		
ТЗ: $N_{\text{ВК.Б}} = 1$		<b>1</b>	
Л: $N_{\text{ВК.Б}} = 1$			<b>1</b>

Визначаємо число котлів, що працюють у змінному режимі –  $N_{\text{ВК.З}}$ , шт, за формулою

$$N_{\text{ВК.З}} = N_{\text{ВК.ВСТ}} - 1$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20.

Визначення результата	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{\text{ВК.З}} = 3 - 1 = 2$	<b>2</b>		
ТЗ: $N_{\text{ВК.З}} = 2 - 1 = 1$		<b>1</b>	
Л: $N_{\text{ВК.З}} = 1 - 1 = 0$			<b>0</b>

Визначаємо число котлів, що знаходяться в експлуатації в кожному з трьох розрахункових режимів –  $N_{\text{ВК.Р}}$ , шт, за формулою

$$N_{\text{ВК.Р}} = N_{\text{ВК.Б}} + N_{\text{ВК.З}}$$

Результати визначення навести у таблиці 2.21.

Таблиця 2.21.

Визначення результата	Значення для режимів, шт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $N_{ВК.Р} = 1 + 2 = 3$	3	2	1
ТЗ: $N_{ВК.Р} = 1 + 1 = 2$			
Л: $N_{ВК.Р} = 1 + 0 = 1$			

Визначаємо експлуатаційні параметри роботи “базового” водогрійного котла для всіх режимів, враховуючи рекомендації

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

$$Q_{ВК.Б} = Q_{ВК.НОМ}, \text{МВт}$$

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

$$G_{ВК.Б} = G_{ВК.НОМ}, \text{Т/ч}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.22.

Таблиця 2.22.

Визначення результата	Значення для режимів		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: (3 котла) $Q_{\text{ВК.Б}} = 23.2 \text{ МВт}$ $t'_{\text{ВК.Б}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ $t''_{\text{ВК.Б}} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$ $G_{\text{ВК.Б}} = 247 \text{ т/год}$	<b>23.2</b>  <b>150°</b>  <b>70°</b>  <b>247</b>		
ТЗ: (2 котла) $Q_{\text{ВК.Б}} = 23.2 \text{ МВт}$ $t'_{\text{ВК.Б}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ $t''_{\text{ВК.Б}} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$ $G_{\text{ВК.Б}} = 247 \text{ т/год}$		<b>23,2</b>  <b>150°</b>  <b>70°</b>	
Л: (1 котел) $Q_{\text{ВК.Б}} = 13.74 \text{ МВт}$ $t''_{\text{ВК.Б}} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$ $t'_{\text{ВК.Б}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$  $G_{\text{ВК.Б}} = 13.74 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / [4,2 \cdot (150^\circ - 70^\circ)] = 144.32 \text{ т/год}$		<b>247</b>          	<b>13.74</b>  <b>150°</b>  <b>70°</b>  <b>144.32</b>

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.23.

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку ш 48
Зм.	Арку ш	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.23.

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum Q_{\text{ВК.З}} = 54.35 - 23.2 = 31.6 \text{ МВт}$ ТЗ: $\sum Q_{\text{ВК.З}} = 35.13 - 23.2 = 11.93 \text{ МВт}$ Л: $\sum Q_{\text{ВК.З}} = 13.74 - 13.74 = 0,0 \text{ МВт}$	<b>31.6</b>	<b>11.93</b>	<b>0,0</b>

Визначаємо теплове навантаження кожного котла, що несе змінну складову теплового навантаження –  $Q_{\text{ВК.З}}$ , МВт, за формулою

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.24.

Таблиця 2.24.

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $Q_{\text{ВК.З}} = 31.6 / 2 = 15.8 \text{ МВт}$ ТЗ: $Q_{\text{ВК.З}} = 11.93 / 1 = 11.93 \text{ МВт}$ Л: $Q_{\text{ВК.З}} = 0,0 \text{ МВт}$ (за відсутності такого котла)	<b>15.8</b>	<b>11.93</b>	<b>0,0</b>

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

- для **МЗ** режима (зменшений проти номінального, враховуючи номінальний температурний режим і зменшене теплове навантаження, за формулою (2.25):

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

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		49

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

$$G_{ВК.З} = G_{ВК.НОМ}$$

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

$$G_{ВК.З} = 0,0$$

Результати визначення навести у таблиці 2.25.

Таблиця 2.25.

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{ВК.З} = 15.8 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / [4,2 \cdot ((150^\circ - 70^\circ))] = 169.03$ т/год	<b>169.03</b>	<b>247</b>	<b>0,0</b>
ТЗ: $G_{ВК.З} = 247$ т/год			
Л: $G_{ВК.З} = 0,0$ т/год			

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26.

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\sum G_{ВК} = 247 + 2 \cdot 169.03 = 585.12$ т/год	<b>585.12</b>	<b>494</b>	<b>144.32</b>
ТЗ: $\sum G_{ВК} = 247 + 1 \cdot 247 = 494$ т/год			
Л: $\sum G_{ВК} = 144.32 + 0 \cdot 0 = 144.32$ т/год			

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

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш 50
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Результати визначення навести у таблиці 2.27.

Таблиця 2.27.

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $t''_{\text{ВК.З}} = 70^\circ + 15.8 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot 169.03) = 150^\circ$	<b>150°</b>		
ТЗ: $t''_{\text{ВК.З}} = 70^\circ + 11.93 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot 247) = 111.39^\circ$		<b>111.39°</b>	
Л: $t''_{\text{ВК.З}} = 0^\circ$			<b>0°</b>

Визначаємо витрату води в рециркуляційному трубопроводі –  $G_{\text{реци}}$ , т/год, для трьох режимів за формулою

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.28.

Таблиця 2.28.

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{\text{реци}} = 585.12 \cdot (70^\circ - 45^\circ) / (150^\circ - 45^\circ) = 139.3$ т/год	<b>139.3</b>		
ТЗ: $G_{\text{реци}} = 494 \cdot (70^\circ - 36.89^\circ) / (150^\circ - 36.89^\circ) = 144.6,0$ т/год		<b>144.6</b>	
МЗ: $G_{\text{реци}} = 144.32 \cdot (70^\circ - 51.9^\circ) / (150^\circ - 51.9^\circ) = 26.62$ т/год			<b>26.62</b>

Визначаємо середньовагову температуру води на виході з усіх водогрійних котлів після змішування її з “базового” та “змінних” котлів –  $t_{\text{BK}}^{\Sigma}$ , °С, для трьох режимів за формулою

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.29.

Таблиця 2.29.

Визначення результата	Значення для режимів, °С		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $t_{\text{BK}}^{\Sigma} = (247 - 127,1 - 139,3) \cdot 150^{\circ} + 2 \cdot 169,03 \cdot 150^{\circ} / (247 - 127,1 - 139,3 + 2 \cdot 169,03) = 150^{\circ}\text{C}$	<b>150°</b>	<b>107.1°</b>	<b>150°</b>
ТЗ: $t_{\text{BK}}^{\Sigma} = (247 - 127,1 - 144,6) \cdot 150^{\circ} + 1 \cdot 247 \cdot 111,39^{\circ} / (247 - 127,1 - 144,6 + 1 \cdot 247) = 107,1^{\circ}\text{C}$			
Л: $t_{\text{BK}}^{\Sigma} = 150^{\circ}$ (за регламентом)			

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

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.30.

Таблиця 2.31.

Визначення результата	Значення для режимів, т/год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $G_{пер} = 300.24 \cdot (150 - 150) / (150 - 45) = 0,0$ т/год	<b>0,0</b>	<b>224.98</b>	<b>57.27</b>
ТЗ: $G_{пер} = 464.58 \cdot (107.1 - 70) / (113,5 - 36,89) = 224.98$ т/год			
Л: $G_{пер} = 70.23 \cdot (150 - 70) / (150 - 51.9) = 57.27$ т/год			

Визначаємо похибку балансових розрахунків водогрійної котельні за формулою

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

Результати визначення навожу в таблиці 3.32.

Таблиця 2.32.

Визначення результата	Значення для режимів, %		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $\Delta G\% = (585.12 - 285.24 - 127,1 + 0,0 - 139.3) \cdot 100 / 585.12 = 5.72\%$	<b>5.72</b>	<b>0.46</b>	<b>2.79</b>
ТЗ: $\Delta G\% = (494 - 449.58 - 127,1 + 224.98 - 144.6) \cdot 100 / 494 = 0.46\%$			
Л: $\Delta G\% = (144.32 - 65.23 - 105.7 + 57.27 - 26.62) \cdot 100 / 144.32 = 2.79\%$			

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

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку
						ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		53

## 2.4. Вибір обладнання котельні

### 2.4.1. Вибір водогрійних котлів

Приймаю до встановлення три котла КВ-ГМ–20 (23.2 МВт) – варіант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

### 2.4.2. Вибір метода очищення води в котельні

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

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.

Приймаю до встановлення охолоджувача випару ОВВ-2.

Приймаю до встановлення ежектор Ев-10.

### 2.4.4. Вибір рециркуляційних насосів

Подача рециркуляційних насосів визначена при розрахунку теплової схеми  $G_{рец} = 144.6$  т/год.

Вибираю два насоса NL 80/160-18.5-2-12-50  $Q_{н. рец}^{ном} = 146$  т/год,  $N_{н. рец}^{ном} = 30,4$  м.вод.ст.,  $N_{н. рец}^{ном} = 18.5$  кВт,  $\eta_{н. рец}^{ном} = 0,75$ .

					<b>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</b>			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Фастівець В.В.			Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2 в місті Золотоноша	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірив		Філоненко В.М.					54	89
Рецензент						НУХТ. Каф. ТЕХТ гр. ЗТЕ-5-10ск		
Н. Контр.								
Затверд.		Петренко В.П.						

#### 2.4.5. Вибір мережних насосів

Мережеві насоси мають задовольнити подачу в режимі МЗ  $\Sigma G_{\text{ВК}} = 585.12$  т/год. В якості мережевих насосів приймаю два насоса Wilo SCP 200/660DV-250/4-T4-R1-ROHS/E1  $Q_{\text{нас.мер}}^{\text{НОМ}} = 586$  т/год,  $H_{\text{нас.мер}}^{\text{НОМ}} = 90,3$  м вод.ст.,  $N_{\text{нас. мер}}^{\text{НОМ}} = 250$  кВт,  $\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{НОМ}} = 0,75$ .

Для літнього режиму мережеві насоси мають задовольнити подачу  $\Sigma G_{\text{ВК}} = 144.32$  т/год. В якості мережевих насосів приймаю два насоси Wilo Norm NP 80/200V (1 робочий, 1 резервний)  $Q_{\text{нас.мер}}^{\text{НОМ}} = 175$  т/год,  $H_{\text{нас.мер}}^{\text{НОМ}} = 60$  м вод.ст.,  $N_{\text{нас. мер}}^{\text{НОМ}} = 37$  кВт,  $\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{НОМ}} = 0,7$ .

#### 2.4.6. Вибір насосів сиріої води

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

#### 2.4.7. Вибір насосів хімоочищеної води

Для подачі води від ХВО до деаератора встановлюємо насоси хімоочищеної води. подача цих насосів визначається витратою води з ХВО  $G_{\text{хов}} = 16,9$  т/год. До встановлення приймаю два одноступеневих насоса Wilo-BL 32/170 (1 робочий, 1 резервний)  $Q_{\text{нас.хов}}^{\text{НОМ}} = 20$  т/год,  $H_{\text{нас. хов}}^{\text{НОМ}} = 40$  м вод.ст.,  $N_{\text{нас. хов}}^{\text{НОМ}} = 1,1$  кВт,  $\eta_{\text{нас. хов}}^{\text{НОМ}} = 0,7$ .

#### 2.4.8. Вибір насосів технологічної води

Для подачі технологічної води від джерела тепlopостачання – котельні, до промислового підприємства встановлюємо насоси технологічної води. подача цих насосів визначається необхідністю в технологічній воді  $G_{\text{техн.в}} = 108,2$  т/год. До встановлення приймаю два насоса Wilo-NORM-NP 65/200V (1 робочий, 1 резервний)  $Q_{\text{нас. техн.в}}^{\text{НОМ}} = 130$  т/год,  $H_{\text{нас. техн.в}}^{\text{НОМ}} = 60$  м вод.ст.,  $N_{\text{нас. техн.в}}^{\text{НОМ}} = 37$  кВт,  $\eta_{\text{нас. св}}^{\text{НОМ}} = 0,8$ .

									Арку
									ш
									55
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ				

#### 2.4.9. Вибір насосів підживлення теплової мережі

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

#### 2.4.11. Вибір вентиляторів для водогрійних котлів

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

#### 2.4.12. Вибір димососів для водогрійних котлів

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

#### 2.4.13. Вибір підігрівника сирої води

Необхідна теплова потужність  $Q_{псв} = 0,33$  МВт. Приймаю до встановлення пластинчатий теплообмінник СВ76-30L, площа теплообміну  $3$  м<sup>2</sup>.

#### 2.4.14. Вибір підігрівника хімоочощеної води

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

Приймаю до встановлення пластинчатий теплообмінник СВ76-50L, площа теплообміну  $5$  м<sup>2</sup>.

#### 2.4.14. Вибір підігрівника технологічної води

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

Приймаю до встановлення пластинчатий теплообмінник НН О/С-135, площа теплообміну  $105$  м<sup>2</sup>.

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш 56
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

2.5. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні

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

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

Результати визначення навожу у табл. 2.33

Таблиця 2.33.

Визначення результата	Значення для режимів, тис м <sup>3</sup> /год		
	МЗ	ТЗ	Л
МЗ: $V_{\text{КОТ}} = 1,01 \cdot 54.35 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,91 \cdot 33730)$	<b>6.43</b>		
ТЗ: $V_{\text{КОТ}} = 1,01 \cdot 35.13 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,91 \cdot 33730)$		<b>4.16</b>	
Л: $V_{\text{КОТ}} = 1,01 \cdot 13.74 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,91 \cdot 33730)$			<b>1.62</b>

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

$$\begin{aligned} \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} &= W_{\text{нас.реци}} + W_{\text{нас.тм}} + W_{\text{нас.підж}} + W_{\text{нас.св}} + W_{\text{нас.хв}} + \Sigma W_{\text{ВД}} + \Sigma W_{\text{Д}} + \\ &+ W_{\text{освітл}} = 18.5 + 287 + 1,1 + 1,1 + 1,1 + 90 + 165 + 15 = 578.8 \text{ кВт} \end{aligned}$$

де:

$W_{\text{нас.реци}} = 18.5$  кВт – встановлена потужність робочих насосів рециркуляції.

$W_{\text{нас.тм}} = 287$  кВт – встановлена потужність робочих мережних насосів.

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

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

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

$\Sigma W_{\text{ВД}} = 90$  кВт – встановлена потужність робочих дутьових вентиляторів водогрійних котлів.

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку
						ш 57
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

$\Sigma W_{\text{Д}} = 165 \text{ кВт}$  – встановлена потужність робочих димососів водогрійних котлів.

$W_{\text{освітл}} = 15 \text{ кВт}$  – встановлена електрична потужність приладів освітлення.

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:

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{год}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 1 \cdot K_{\text{т}}^{\text{год}} = 578.8 \cdot 1 \cdot 0,9 = 520.92 \text{ кВт·год/год}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 24 \cdot K_{\text{т}}^{\text{доб}} = 578.8 \cdot 24 \cdot 0,8 = 11112.96 \text{ кВт·год/добу}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 8760 \cdot K_{\text{т}}^{\text{рік}} = 578.8 \cdot 8760 \cdot 0,7 = 3549201.6 \text{ кВт·год/рік}$$

де:

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

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

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

Визначаємо для МЗ режима середньогодинні питомі витрати природного газу –  $(b_{\text{т}}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$ , м<sup>3</sup>/МВт, та умовного в палива –  $(b_{\text{т}}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$ , кг у.п./МВт в котельній з відпущеної теплової енергії за формулами (2.34) та (2.35)

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.34.

									Арку
									ш
									58
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата	00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ				

Таблиця 2.34.

Визначення результата	Значення для режимів кг у.п/МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
$b_T^{\text{відп}})_{\text{газ}} = 6.43 \cdot 10^3 / (41.48+12,0) = 119.42 \text{ м}^3/\text{МВт}$	<b>119.4</b>		
$(b_T^{\text{відп}})_{\text{у.п}} = 6.43 \cdot 1,15 \cdot 10^3 / (41.48+12,0) = 120.2 \text{ кг у п}/\text{МВт}$	<b>138.2</b>		

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

$$e_{e/e}^{\text{відп}} = \Sigma W_{\text{річне}} / (\Sigma Q_{\text{Т/Ф}})^{\text{річн}} = 3549201.6 / 99247.6 = 35.76 \quad (2.35)$$

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

$$C_Q = [(b_T^{\text{відп}})_{\text{у.п}} / K_{\text{у.п}}] \cdot C_{\text{палив}} \cdot 10^{-3} + e_{e/e}^{\text{відп}} \cdot C_{\text{Е/Е}} + C_Q^{\text{експл}} \quad (2.36)$$

$$C_Q = (138.2 / 1,15) \cdot 3590,0 \cdot 10^{-3} + 35.76 \cdot 0,78 + 30,0 = 489.31 \text{ грн./МВт}$$

Основні результати в таблиці 2.35.

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш 59
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.35.

№ п.п.	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Джерело інформації	Числове значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	$t_{\text{зовн}}$	Температура зовнішнього повітря	°С	табл. 2.1	- 21	+ 4.2	+ 15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	табл. 2.1	41,84	22.6 2	3,62
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		53.84	38.6 2	15,62
5	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	ф-ла 2.16	54,5	35,8	13,8
6	$\tau_1$	Температура мережної води в “прямій” магістралі на виході з котельні	°С	табл. 2.1	150°	70°	70°
7	$\tau_2$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°С	табл. 2.1	35.19	28.6	30
8	$\tau_{\text{звор}}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°С	табл. 2.17	45°	36.8 9°	51,9°

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку ш 60
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

9	$G_1$	Витрата води в «прямій» магістралі на виході з котельні	т/год	табл. 2.1	300.24	464.58	70,23
10	$G_{убут}$	Убуток води в тепломережі	т/год	табл. 2.1	15,0	15,0	5,0
11	$G_2$	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	табл. 2.1	285.24	449.58	65.23
12	$\Sigma G_{ВК}$	Витрата води в напірному трубопроводі мережних насосів	т/год	табл. 2.28	585.12	494	144.3
13	$G_{рец}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	табл. 2.30	139.3	144.6	26.6
14	$G_{пер}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	табл. 2.32	0	224.98	57.2
15	$N_{ВК.ВСТ}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	ф-ла	3	2	1
16	$N_{ВК.Р}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	ф-ла	3	2	1
17	$N_{ВК.Б}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) номінальному режимі	од	ф-ла	1	1	1
18	$N_{ВР.З}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	ф-ла	2	1	0
19	$V_{КОТ}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м <sup>3</sup> / год	ф-ла	6,43	4,16	1,62

Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата

00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ

Арку  
ш  
61

20	$(b_T^{\text{відп}})_{\text{газ}}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м <sup>3</sup> / МВт	ф-ла	119.4		
21	$(b_T^{\text{відп}})_{\text{п}}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п/МВт	ф-ла	138.2		
22	$\Sigma W_{\text{ВК}}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	ф-ла	625.8		
23	$e_{e/e}^{\text{год}}$	Середньогодинна питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/ МВт	ф-ла	35.76		
24	$C_{\text{Палив}}$	Вартість природного газу	грн/ тис. м <sup>3</sup>	ф-ла	7000		
25	$C_{e/e}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт·год	ф-ла	1.9		
26	$C_Q$	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	грн/МВт	ф-ла	489.31		

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку ш 62
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3. ОХОРОНА ПРАЦІ

В даному дипломному проекті розглядається водогрійна котельня у якій встановлено три котли КВ–ГМ–20 в житлово-промисловому районі №2 в місті Золотоноша.

Створення здорових і безпечних умов праці починається з правильного вибору території для розміщення підприємства та раціонального розташування на цій території виробничих і допоміжних будівель і споруд. Правильне розміщення і розташування підприємств харчової промисловості відіграє дуже важливу роль в захисті населення від шкідливих речовин, пари, диму, шуму.

Необхідна територія, розміщення на ній будівель та споруд, їх габаритні розміри, інженерна організація і благоустрій ділянки підприємства визначається генеральним планом.

Об'ємно-планувальні конструктивні рішення виробничих і допоміжних будівель і приміщень новозбудованих і реконструйованих підприємств повинні задовольняти вимогам СН 245-71, СНиП 2.01.02-85, СНиП 2.09.02-85, СНиП 2.10.05-85, СНиП 2.09.04-87, а також іншим нормативним документам, затвердженим (або узгодженим) Держбудом України.

Проект виконаний на підставі Технічного завдання та відповідно до чинних вимог, що викладені в державних нормативних актах по охороні праці, будівельних нормах і правилах, міжгалузевих і галузевих нормативних документах по охороні праці (система стандартів безпеки праці - ССБП) у відповідності з рішеннями, що прийняті в технологічній частині проекту.

До складу об'єкту проектування та будівництва входять:

- котли КВГМ-20;
- система охолоджувальної мережної води з насосною станцією;

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>	<i>Фастівець В.В.</i>				<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2 в місті Золотоноша</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевірів</i>	<i>Філоненко В.М.</i>						63	89
<i>Рецензент</i>						<i>НУХТ. Каф. ТЕХТ гр. ЗТЕ-5-10ск</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>	<i>Петренко В.П.</i>							

- система відводу конденсату димових газів з системою його розкислення.

Реалізація проекту дає змогу зменшити витрати природного газу в системі тепlopостачання міста на 10,68 млн. м<sup>3</sup> н.

В проекті застосовуються прогресивні технології виробництва (замкнутий цикл виробництва, автоматизація виробництва, комплексна механізація, дистанційне управління, безупинний процес виробництва, автоматичний контроль за процесами).

Проектом передбачаються заходи щодо будівельної, технологічної й електричної частин, що забезпечують безпечні і комфортні умови експлуатації обладнання за умови неухильного дотримання персоналом діючих нормативів по охороні праці.

До споруди конденсаційного економайзера є під'їзні шляхи з твердим покриттям для обслуговування трубопроводів охолоджувальної (мережної) води є можливість проїзду по шляхам з твердим покриттям.

З огляду на усе викладене об'єкт не відноситься до об'єктів підвищеної небезпеки згідно положень Закону України « Про об'єкти підвищеної небезпеки» і Постанови КМУ від 11.07.2002 № 956 «Про ідентифікацію та декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки».

Об'ємно-просторові і архітектурно-художні рішення приміщення виконані з легких конструкцій для допоміжного обладнання у відповідності з оптимальною схемою розміщення технологічних зв'язків основного та допоміжного обладнання.

Стіни — багат шарові сендвіч-панелі (100 мм), дах— покрівельні багат шарові панелі «KINGSPAN» KS1000, товщина 100мм, заповнювач—негорюче базальтове волокно. Підлога - бетон.

Архітектурно-планувальне рішення забудови та горизонтальне планування виконане з перерахованих вище вимог, а також з урахуванням планувальних обмежень і протипожежних вимог, прокладки інженерних комунікацій мінімальної протяжності і максимального використання відведеної території, а також з урахуванням умов діючих об'єктів.

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш 64
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Згідно з проведеною оцінкою впливів на довкілля визначено, що під час провадження планованої діяльності, очікується незначний та допустимий вплив на довкілля. Значний негативний вплив на довкілля під час провадження планованої діяльності не передбачається.

Контроль за дотриманням встановлених нормативів викидів забруднюючих речовин в атмосферу проводиться підприємством (виробничий контроль).

Виробничий контроль здійснюється органами Мінекобезпеки України та Міністерства охорони здоров'я України, відповідно до положення про цей орган.

Контроль викидів забруднюючих речовин в атмосферу передбачає:

- ☞ контроль обсягів викидів, у тому числі: утримання (масової концентрації) і кількості викидів (масової витрати) забруднюючих речовин;
- ☞ порівняння кількості викидів і вмісту забруднюючих речовин з нормативами гранично-допустимих викидів і технологічними нормативами;
- ☞ облік викидів і звітність по контролю за викидами.

Система контролю викидів установками спалювання повинна забезпечити виконання вимог, передбачених Законом України «Про охорону атмосферного повітря», галузевими нормативними документами, дозволами на викиди забруднюючих речовин, а також отримати:

- ☞ систематичні дані про викиди, вихідні дані до звітності за формою №2-ТП (повітря);
- ☞ інформацію про дотримання встановлених гранично допустимих і технологічних нормативів викидів;
- ☞ дані для виявлення і аналізу причин, які викликали перевищення нормативів.

До забруднюючих речовин, які викидаються в атмосферу установками спалювання і підлягають контролю, відносяться:

- оксиди азоту;
- оксид вуглецю.

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш 65
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Вміст забруднюючих речовин та обсягу газів, що відходять від паливо-спалювальних установок, повинен супроводжуватися вимірами змісту кисню в димових газах, а також їх температури і тиску для приведення вимірних значень вмісту забруднюючих речовин та обсягу газів до нормальних умов газу і встановленим вмістом кисню.

Контроль впливу відходів на довкілля

Переважна маса відходів, що буде утворюватися в процесі роботи котельні, відноситься до IV класу небезпеки,

Організація контролю і спостереження за утворенням, накопиченням, зберіганням та утилізацією відходів є найважливішою складовою зниження негативних впливів на навколишнє середовище. Впровадження системи поводження з відходами: призначення відповідальних осіб за збір та належне зберігання відходів, ведення первинного обліку кількості утворення, зберігання і утилізації відходів, визначення місця збору і облаштування майданчиків тимчасового зберігання відходів, своєчасного укладання договорів зі спеціалізованими організаціями на утилізацію відходів.

Контроль і спостереження за впливом відходів на навколишнє природне середовище включає в себе кількісний облік утворення, накопичення і використання відходів (постійно).

Поводження з відходами, з дотриманням санітарно-екологічних правил їх зберігання, збору та утилізації, дозволить мінімізувати негативний вплив на функціонування навколишнього середовища і комфортність проживання населення.

Контроль підземних, стічних, поверхневих вод.

Контроль стічних вод проводиться відповідно до Наказу Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України №316 від 01.12.2017 «Про затвердження Правил приймання стічних вод до систем централізованого водовідведення та Порядку визначення розміру плати, що справляється за понаднормативні скиди стічних вод до систем централізованого водовідведення».

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш 66
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Розташування котельні передбачено на місці попередньої котельні. Передбачено використання наявного підключення газу, води і електроенергії вже на місці.

Орієнтована площа земельної ділянки складає 2,3506 га.

Котельню заплановано обладнати новими енергоефективними газовими котлами загальною потужністю 85,9 МВт. Котельня працюватиме в опалювальний період і призначена для опалення та гарячого водопостачання об'єктів житлово-комунального призначення частини м. Золотоноша.

При впровадженні в дію проектних рішень по будівництві нової котельні пропонується такий обсяг робіт та установку обладнання:

- Нові газові котли ККД не менше 92%;
- Додатковий економайзер;
- Мережеві циркуляційні насоси;
- Підживлювальні насоси;
- Димова труба для димових газів;
- Система водоочищення;
- Нова арматура і труби;
- Система автоматизації та безпеки.

Основними видами енергоресурсів, що використовуються в технологічному процесі виробництва теплової енергії є:

- ☞ природний газ (спалювання в топках котлоагрегатів);
- ☞ електроенергія (для приводів механізмів, що обертаються (насосів, димо-всмоктувачів і вентиляторів) та освітлення);
- ☞ вода (виробничі – водопідготовка, охолодження тощо, господарсько-питні та протипожежні потреби).

Викиди в атмосферне повітря не призведуть до підвищення концентрацій забруднюючих речовин, з урахуванням фонових концентрацій, вище допустимих ГДК по всім речовинам

При експлуатації котельні передбачається під'єднання до існуючих систем централізованого водопостачання та водовідведення.

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш 67
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Водні ресурси (поверхневі і підземні води) не використовуватимуться, скидання стічних вод в навколишнє середовище не прогнозується. Інших негативних впливів на гідросферу не передбачається.

Характер техногенного навантаження на ґрунт, рослинний, тваринний світ, об'єкти техногенного середовища істотно не зміняться.

Значного негативного впливу на довкілля від виконання будівельних робіт та провадження планованої діяльності не передбачається.

Експлуатація котельні після реконструкції буде здійснюватися з неухильним дотриманням норм Законів України «Про надра», «Про відходи», «Про оцінку впливу на довкілля», «Про охорону атмосферного повітря», Водного Кодексу України, Земельного Кодексу України, інших нормативних документів.

Технічне обслуговування та безпечна експлуатація водогрійних котлів здійснюється згідно.

У зв'язку з високим рівнем автоматизації технологічних процесів постійних робочих місць в котельному залі не передбачено. Постійні робочі місця знаходяться в пункті керування—операторській.

Для забезпечення безпечної експлуатації обладнання котла застосовуються наступні заходи:

- запірна арматура для відключення частин системи трубопроводів або обладнання;
- встановлення приладів для вимірювання тиску води на вході і виході з котла — манометрів прямої дії; встановлений так, щоб його показники були доступні для персоналу; між манометром і котлом передбачений трьохходовий кран, що дозволяє проводити періодичну перевірку манометра за допомогою контрольного;
- встановлення приборів для контролю температури води;
- встановлення запобіжних приладів—пружинні запобіжні клапани— для захисту котла від підвищення тиску вище допустимого;
- встановлення реперів для контролю теплових розширень;

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		68

– теплоізоляція трубопроводів, температура стінки яких вище 45°C, для запобігання від опіків персоналу, а також для зниження теплових втрат;

– забезпечення вантажепід'ємними пристроями для зручності монтажу, ремонту і демонтажу основного і допоміжного обладнання.

Причинами травм може бути дотик людини до нагрітих поверхонь, тому що процес теплообміну проходить при дуже високих температурах і, щоб уникнути травм ці поверхні покривають шаром ізоляції. Товщина шару ізоляції визначена розрахунковим шляхом.

Небезпечними елементами в установці є:

- поверхня назріваючої колони
- поверхня теплообмінника рекуператора

Зовнішня температура ізоляції не повинна перевищувати 45°C, що відповідає СН 245-71.

Котлоагрегати представляють собою собою устаткування, в якому проходить процес під тиском. У відповідні терміни для робочих інструкцій, монтажу, заміни окремих деталей і вузлів для перевірки герметичності котла і арматури, проводиться гідравлічне випробування. При наявності тиску теплоносія в котлі, щоб запобігти його втраті, ущільнення потребує сильного затягування, що приводить до швидкого зношування.

При експлуатації котлів особлива увага приділяється справності запірних і регулювальних пристроїв. Найбільш відповідальними є вентилі, тому перед початком роботи їх випробують під гідравлічним тиском.

Причинами вибухів (внаслідок упускання води) котлоагрегатів є перегрівання топкових екранів котлоагрегатів, або недостатнє охолодження внутрішніх стінок внаслідок накопичення накипу, а також раптове руйнування стінок котла внаслідок появи в них тріщин або втомних утворень, зумовлених перевищенням тиску порівняно з розрахунковим у випадку несправності запобіжних пристроїв.

Стосовно систем трубопроводів причиною розгерметизації може бути замерзання конденсату, деформації внаслідок теплових розширень. Балони

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш 69
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

можуть вибухати від ударів, перегрівання, внутрішнього тиску, що підвищується, порушення роботи вентилів, наповнення іншим газом. У випадку сумісного зберігання балонів, наповнених різними газами, в приміщенні може утворюватися вибухонебезпечне середовище від суміші газів, котрі незначно просочуються через вентиля.

Кожна посудина, що працює під тиском, повинна мати паспорт форматом 210x297 мм у твердій обкладинці. У паспорті вказується реєстраційний номер. При передачі посудини іншому власнику разом з нею передається паспорт. У паспорті наводиться характеристика посудини (робочий тиск, МПа, температура стінки °С, робоче середовище та його корозійні властивості, місткість, м), відомості про основні частини посудини (розміри, назва основного металу, дані про зварювання (паяння), дані про штуцери, фланці, кришки і кріпильні вироби, про термообробку стінки та її елементів. Наводиться перелік амури, контрольно-вимірювальних приладів та приладів безпеки. В паспорті також записуються відомості про місце знаходження посудини, вказується особа, відповідальна за справний стан і безпечну дію посудини. Записуються інші дані про встановлення посудини (корозійність середовища, протикорозійне покриття, теплова ізоляція, футеровка), відомості про заміну і ремонт основних елементів посудини, що працюють під тиском. До паспорта вносяться дані щодо результатів опосвідчення. Після реєстрації посудини на останній сторінці записуються реєстраційний номер та реєструючий орган.

Небезпека впливу частин установки, що рухаються.

Небезпечними в даному випадку є обертові частини двигуна, що знаходяться в установці. Для запобігання нещасних випадків обертові частини повинні бути закриті захисними кожухами.

Основні санітарно-гігієнічні вимоги до розміщення підприємства.

Створення безпечних умов праці починається з правильного вибору майданчика для розміщення підприємства та раціонального розташування на ньому виробничих, допоміжних та інших будівель і споруд.

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку
						ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		70

Вибираючи майданчик для будівництва підприємства, треба враховувати: аерокліматичну характеристику та рельєф місцевості, умови туманоутворення та розсіювання в атмосфері промислових викидів.

Не можна розмішувати підприємства поблизу джерел водопостачання; на ділянках, забруднених органічними та радіоактивними відходами; в місцях можливих підтоплень тощо.

Слід зазначити, що при виборі місця розміщення підприємства необхідно враховувати вплив вже існуючих джерел викидів та створюваного ними тла забруднення.

Вирішуючи питання зонування (умовного поділу території за функціональним використанням) великого значення слід надавати переважаючому напрямку вітрів та рельєфу місцевості. Як правило, виробничу зону розташовують з підвітряного боку відносно підсобної та інших зон. Окремі будівлі та споруди розташовуються на майданчику таким чином, щоб у місцях організованого повітрязабору системами вентиляції (кондиціонування повітря) вміст шкідливих речовин у зовнішньому повітрі не перевищував 30% ГДК для повітря робочої зони виробництв. При розташуванні будівель відносно сторін світу необхідно прагнути до створення сприятливих умов для природного освітлення. Відстань між будівлями повинна бути не менше найбільшої висоти однієї з протилежних будівель (щоб вони не затіняли одна одну).

Виробничі будівлі та споруди, як правило, розташовують за ходом виробничого процесу. При цьому їх слід групувати з урахуванням спільності санітарних та протипожежних вимог, а також з урахуванням споживання електроенергії, руху транспортних та людських потоків.

Основні вимоги до допоміжних приміщень.

До складу підприємства (залежно від масштабу) повинні входити допоміжні приміщення, які поділяються на п'ять груп:

- санітарно-побутові (гардеробні, умивальні, вбиральні, кімнати особистої гігієни жінок, відпочинку, паління та ін.);

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку ш 71
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

- медичні (медпункти);
- громадського харчування (їдальні, буфети, кімнати для прийняття їжі);
- адміністративні (заводу управління, цехові контори) та конструкторські бюро.

Допоміжні приміщення різного призначення, як правило розташовують разом, в одній будівлі та в місцях з найменшим впливом шуму, вібрації та інших шкідливих факторів.

Вимоги щодо складу, розміщення, розмірів та обладнання допоміжних приміщень викладені в СніП 2.09.04-87.

Основні вимоги до водопостачання та каналізації.

Виробничі приміщення повинні бути обладнані системами виробничого, протипожежного та господарсько-питтєвого водопроводів, господарсько-побутовою та виробничою каналізацією.

При проектуванні систем водопостачання та каналізації необхідно впроваджувати найбільш прогресивну технологію і устаткування для підготовки та подачі води, відведення та очистки промислових стоків, забезпечувати найменшу забрудненість стічних вод, можливість утилізації та використання відходів виробництва.

Норма витрат води на пиття та побутові потреби для цехів зі значним надлишком тепла на одну людину в одну зміну повинна складати 45 л, а в інших цехах та відділеннях – 25 л.

Відстань від найбільш віддаленого робочого місця до пристроїв питтєвого водопостачання не повинна перевищувати 75 м. Не допускається з'єднання мереж господарсько-питтєвого водопроводу з мережами спеціальних виробничих та протипожежних водопроводів, що подають непиттєву воду.

Всі стічні води спускаються в міську каналізаційну систему.

Інструкція з техніки безпеки.

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арку
						ш
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		72

Техніка безпеки – це система технічних засобів і правил роботи, які забезпечують безпеку праці.

До роботи на цій установці допускаються особи, які пройшли медичний огляд, а також, ті які склали іспит. Всі поступаючі на роботу, незалежно від стажу роботи і кваліфікації, повинні отримати інструкцію з техніки безпеки: вхідну (в відділ техніки безпеки) і виробничу (на робочому місці). Працівники, які прийшли на роботу з іншого устаткування, також повинні пройти виробничий інструктаж на новому робочому місці.

Повторний інструктаж по техніці безпеки для працюючих на установці слід проводити кожний квартал. Про всі види проведеного інструктажу слід зробити записи в спеціальному журналі.

В випадку уникнення нещасних випадків кожний працівник повинен строго дотримуватись основних вимог техніки безпеки.

Всі працівники, які працюють на цій котельні повинні не менше одного разу на рік проходити періодичний медичний огляд, тому що робота на цій установці відноситься до небезпечних факторів.

Перед початком робіт з експлуатації установки необхідно перевірити:

- 1) стан робочого місця, яке повинно утримуватись в чистоті, перевірити наявність індивідуальних засобів захисту від ураження електричним струмом;
- 2) справність усіх вузлів і механізмів;
- 3) наявність і справність огороження і попереджувальних знаків;
- 4) справність електроустаткування, відсутність розривів, ушкоджень кабелів;
- 5) наявність і надійність заземлення, засобів молніезахисту;
- 6) справність роботи аварійних вимикачів і аварійних кнопок, шнурів "Стоп", попереджувальної сигналізації.

Про виявлені несправності або неполадок у роботі необхідно повідомити начальника цеху. До усунення несправності працювати в котельні забороняється.

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку ш 73
Зм.	Арку	№ докум.	Підпис	Дата		

Безпечна експлуатація електроустаткування.

Проектні рішення по електробезпеці прийняті відповідно до «Правил устроювання електроустановок», «Норм технологічного проектування теплових електростанцій і теплових мереж», «Правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок», ГОСТ 2.1.019-79 «Электробезопасность. Общие требования к номенклатуре видов защиты», «Правил захисту від статичної електрики» (ДНАОП 0.00-1.29-97), «Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд» (ДСТУ Б В.2.5.-38:2008) і іншими нормативними документами.

Для забезпечення захисту від випадкового дотику від струмоведучих частин використовуються наступні способи і засоби:

- захисні огороження, в основному - стаціонарні;
- ізоляція струмоведучих частин і їхнє безпечне розташування;
- знижена напруга (у якості ремонтного використовується напруга 12 В);
- попереджувальна сигналізація, блокування, знаки безпеки та ін.

Для забезпечення захисту від поразки електричним струмом при дотику до металевих неструмоведучих частин, що можуть виявитися під напругою в результаті ушкодження ізоляції, застосовані наступні способи:

- занулення, захисне заземлення;
- вирівнювання потенціалів;
- ізоляція неструмоведучих частин;
- контроль ізоляції, зниження напруги та ін.

Прийняте в проекті електротехнічне обладнання, апаратура, кабелі і проводи, розподільні пристрої усіх видів і напруг по своїх номінальних параметрах задовольняють умовам роботи як при нормальних режимах, так і при коротких замиканнях, перенапругах і перевантаженнях. Ступінь захисту оболонки електроустаткування відповідає кліматичним факторам зовнішнього середовища.

Передбачені в проекті апарати, що роз'єднують (рубильники, вимикачі, тощо) у сполученні зі стаціонарними заземленнями дозволяють виділяти

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арк
						74
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

комплекси пристроїв для безпечного провадження робіт (ремонт, налагодження, профілактичні огляди і т.п.) зі зняттям напруги в окремих ланцюгах.

Для запобігання помилкових операцій передбачена система оперативних блокувань.

Передбачений комплекс заходів, що забезпечують блискавкозахист споруди К.Е., захист від вторинних проявів блискавки (електростатичної і електромагнітної індукції).нки електроустаткування.

Пожежо- та вибухобезпека на котельній.

Приміщення водогрійної котельні по вибухопожежонебезпеці відноситься до категорії Г, ступінь вогнестійкості—III, а ПК—до категорії Д- II [2,ОНТП 24-86 „Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности”].

Для запобігання пожежі та вибуху необхідно дотримуватися згідно вимог ГОСТ 12.1.004-85. ССБТ. „Пожарная безопасность. Общие требования.”, ДНАОП 0.01-1.01-95. „Правила пожежної безпеки в Україні.”, ДНАОП 0.00-1.12-84. Правила вибухобнеезпеки при використанні мазуту та природного газу в котельних установках, затверджені Міненерго СРСР 8.02.84

Система запобігання пожежі та вибуху передбачає такі заходи:

- 1) надійну електроізоляцію, теплоізоляцію обладнання з підвищеною температурою (корпуса котлів, трубопроводи гарячої води) та їх контроль;
- 2) надійне під'єднання електрообладнання до заземлюючого контуру (без іскріння);
- 3) контроль ущільнення газопроводів і арматури з метою запобігання витоку газу;
- 4) наявність загальнообмінної вентиляції;
- 5) наявність спеціально відведених місць для куріння;
- 6) використання електрообладнання у вибухозахищеному виконанні;

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арк
						75
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

- 7) періодичне проведення інструктажів з протипожежної безпеки;
- 8) наявність системи захисту від атмосферної електрики;
- 9) наявність протипожежних інструкцій на робочих місцях.

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арку
						<i>ш</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арку</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		76

#### 4. Використання вторинних енергоресурсів в джерелах енергопостачання

Енергозбереження за рахунок підвищення ефективності використання первинної енергії та залучення в енергетичний баланс вторинних енергетичних ресурсів і низькопотенційних відновлювальних джерел енергії є одним з найважливіших завдань для комунальної теплоенергетики України.

У результаті енергетичного забезпечення тих або інших технологічних процесів енергоносії перетворюються в теплові викиди, що також можуть бути використані для підвищення енергоощадності. Значні вторинні енергоресурси (тобто енерговитрати) притаманні потужним промисловим підприємствам. При цьому, вторинні енергоресурси досягають у ряді провідних галузей країни понад 30% і більше від відповідної сумарної витрати палива (чорна і кольорова металургія, хімічні, горнозбагачувальні виробництва та ін.). Використання вторинних енергоресурсів знижує розміри енергоспоживання, що покриваються централізованим шляхом від енергопостачальної системи. Тому раціональне, техніко-економічно обґрунтоване використання скидних теплових ресурсів промислових підприємств повинне впроваджуватися якнайширше.

Україна щорічно споживає близько 180 - 210 т у.п. паливно-енергетичних ресурсів і належить до енергозалежних країн. Така структура породжує залежність економіки України від країн-експортерів і є загрозливою для її енергетичної і національної безпеки.

					<b>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</b>			
<i>Змі.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>		<i>Фастівець В.В.</i>			<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2 в місті Золотоноша</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевірив</i>		<i>Філоненко В.М.</i>					77	89
<i>Рецензент</i>						<i>НУХТ. Каф. ТЕХТ гр. ЗТЕ-5-10ск</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Петренко В.П.</i>						

Рівень використання відновлюваних джерел енергії, серед яких перше місце посідає біомаса, в Україні значно відстає від розвинених країн. На сьогодні біомаса – це четверте за значенням паливо в світі, яке забезпечує близько 2 млрд. т в рік, або 14 % загального споживання первинних енергоносіїв. Зарубіжний досвід свідчить, що частка біомаси в загальному споживанні первинних енергоносіїв складає 3 % у США, 6% у Канаді та Німеччині, 8 % у Данії, 12 % в Австрії, 18 % у Швеції, 23 % у Фінляндії.

На даний час в Україні біомасу споживають переважно у вигляді деревини (близько 1 млн. т у.п. за рік), але особливо привабливим з усіх точок зору виглядає використання в якості палива відходів сільського господарства. В першу чергу це стосується соломи, так як Україна – велика аграрна країна, в якій вирощується багато сільськогосподарських культур, при зборі яких побічним продуктом є саме солома, надлишки якої можна використати для виробництва енергії.

Важливими аргументами використання соломи в енергетичних цілях є те, що:

- необхідно забезпечити зменшення споживання імпортованих енергоносіїв;
- необхідно зменшити кількість шкідливих викидів, що утворюються в процесі використання традиційних енергоносіїв;
- необхідно зберегти власні запаси енергоресурсів;
- солома є CO<sub>2</sub> нейтральною і тому щодо викидів парникових газів є екологічно безпечним джерелом енергії. В процесі росту рослини поглинається така ж кількість CO<sub>2</sub>, яка виділяється при спалюванні соломи;
- солома – це місцеве паливо, достатньо поширене в сільськогосподарських районах України;

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арк
						78
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

- солома – це побічний продукт виробництва зерна і тому є відносно дешевим видом палива у порівнянні з традиційними.

В Україні споживання соломи в якості енергетичного палива знаходиться тільки на початку свого розвитку і роздрібні розробки комерційного рівня ще не досягли. На сьогодні, наприклад, лише 0,3 % всіх енергоресурсів, що споживається в Україні, припадає на таке відновлювальне джерело енергії, як солома.

Слід відзначити дуже важливий факт: щорічно після збирання зернових культур в повітрі з'являється дим від спалювання стерні, залишеної на полі соломи та скирт, що не тільки погіршує екологічний стан довкілля, але й втрачається шанс отримувати теплову енергію, заощаджуючи традиційні викопні дорогі види палива (газ, вугілля, мазут), а, разом з цим, і власні кошти.

Науково-технічна база нетрадиційної енергетики в Україні знаходиться на високому рівні і при відповідному фінансовому та законодавчому забезпеченні придатна для масового випуску устаткування відновлювальної енергетики.

В Україні на потреби комунального господарства витрачається одна п'ята частина всіх паливних ресурсів і електроенергії та одна третя частина теплової енергії. При цьому ефективність використання теплової енергії у комунальному господарстві дуже низька (на 1 Гкал теплоти в розвинутих країнах споживається 150 - 160 кг у.п., на опалення 100 м<sup>2</sup> витрачається 4,4 т у.п., що значно більше ніж в США та Європі). Це пов'язано, у першу чергу, з тим, що технічний стан об'єктів комунальної енергетики не відповідає сучасним вимогам. Втрати виробленої теплової енергії складають 30 - 40%. Спалення органічного палива вносить основний вклад у забруднення довкілля парниковими газами і шкідливими речовинами. Рішенням Київського протоколу 1997 року визначені межі емісії парникових газів на 2008 - 2012 рік для країн Європи, в тому числі і України. Ці квоти

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арк
						79
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

обмежують споживання викопного органічного палива, і вимагають суттєвого вдосконалення багатьох витратних технологій [5].

Підвищення ефективності використання вторинних енергетичних ресурсів можливе при дотриманні спеціальних методик, що запропоновані до розробки, і враховують невисоку надійність і безперебійність, а також характер зміни технологічних параметрів таких джерел енергії. Методики, що застосовуються у сучасній практиці, не в повній мірі відповідають вимогам енергоощадності більшості технологій і вимагають суттєвого вдосконалення.

Забезпечення теплопостачання житлового фонду та інших об'єктів на основі технології з використання теплових насосів є найбільш поширеним у світовій альтернативній енергетиці. Такі системи мають високу енергетичну ефективність, екологічно безпечні і забезпечують автономність теплопостачання. Джерела низькопотенційної теплоти для теплових насосів різних типів можна використати на більшості енергетичних підприємств, що не перешкоджатиме їх безперебійній роботі. При цьому, теплові насоси є безпечними для обслуговуючого персоналу і навколишнього середовища.

Опис проекту, загальна характеристика об'єктів дослідження

Нижче у таблиці надається загальна характеристика можливих до використання вторинних енергоресурсів сучасних промислових підприємств.

Енергоносії, що споживаються	Вторинні енергоносії	
	різновиди енергоресурсів	технологічні параметри
Тверде, рідке і газоподібне паливо для використання у технологічних високотемпературних процесах (промислові печі) і охолоджувальна вода	1) Горючі гази, що відходять з коксових і доменних печей: а) коксовий газ, б) доменний газ. 2) Горючі гази, що відходять з підприємств нафтової промисловості 3) Гарячі гази, що відходять з промислових печей	а) $Q_{рн}=3500\div\div4500$ ккал/м <sup>3</sup> б) $Q_{рн}=800\div\div960$ ккал/м <sup>3</sup> $Q_{рн} = 10000\div\div15000$ ккал/м <sup>3</sup>

										Арк
										80
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ					

Газ і рідке паливо для обслуговування технологічних процесів (двигуни внутрішнього згоряння генераторних, повітродувних і компресорних агрегатів) та охолоджувальна вода	4) Нагріта охолоджувальна вода і пара випарного охолодження промислових печей	$t_{o.г} \geq 400 \div 1000 \text{ } ^\circ\text{C}$
	5) Теплота, що виділяється розплавленими металами й шлаками промислових печей	$t_{o.в} \leq 95^\circ\text{C}$ $P_{и.о} \geq 1,6 \div 4 \text{ ата}$
Горюча технологічна сировина (у підприємствах металургійної, деревообробної, текстильної, харчовий, переробної і ін. галузях промисловості)	1) Гарячі гази, що відходять із двигунів внутрішнього згоряння	$t_{отх} > 1000^\circ\text{C}$
	2) Нагріта вода, що відходить із систем охолодження двигунів внутрішнього згоряння	$t_{o.г} = 350 \div 600^\circ\text{C}$
Пара для обслуговування технологічних силових процесів (у молотових, пресових і штампувальних агрегатах) та нагрівальних процесів	Горючі тверді й рідкі паливні відходи виробництва	$t_{o.в} < 100^\circ\text{C}$
	1) Виробнича пара,	$Q_{рн} \geq 1000 \text{ ккал/кг}$
Охолоджувальна вода сахарних, спиртових заводів і харчових виробництв	2) Вторинна виробнича пара	
	3) Гаряча зливна вода (забруднений конденсат)	$P_{o.н} = 1,3 \div 1,5 \text{ ата}$ $P_{в.п} \approx 1 \text{ ата}$
Гаряча вода для побутового теплоспоживання		$t < 100^\circ\text{C}$
Електроенергія		$t \approx 60 \dots 70^\circ\text{C}$
	Внутрішні тепловиділення у виробничих приміщеннях	Витрата 6000 м <sup>3</sup> /доб $t < 50^\circ\text{C}$ $t < 100^\circ\text{C}$

Примітка.  $Q_{рн}$  - робоча нижча теплота згоряння.

З перерахованих у таблиці вторинних енергоресурсів основними є:

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арк
						75
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

1) горючі гази, що відходять з металургійних печей і нафтопереробних агрегатів;

2) гарячі гази, що відходять з промислових печей;

3) відпрацьована і вторинна виробнича пара;

4) нагріта охолоджувальна вода і пара випарного охолодження промислових печей.

При цьому горючі гази, через їхню значну теплоту згоряння і транспортабельність, варто розглядати як різновиди палива, що використовуються для технологічних і енергетичних цілей. Інші різновиди вторинних енергоресурсів мають тільки часткове, далеко ще недостатнє, використання або ж повністю втрачаються, як, наприклад, теплота розплавлених металів і шлаків промислових печей.

Горючі гази, що відходять з металургійних печей і нафтопереробних агрегатів. До таких горючих газів відносяться:

1) коксовий газ, що виділяється у коксових печах і складає у середньому 14,5% теплоти того, що надходить у коксові печі;

2) доменний газ, що виходить із доменних печей і містить близько 49% усієї теплоти у останній;

3) нафтовий газ, що одержується у нафтопереробних агрегатах крекінг-установок (у середньому близько 8% теплоти рідкого палива, що переробляється).

У цей час перераховані горючі гази в першу чергу використовуються як технологічне паливо для виробничих агрегатів, а частково (коксовий і нафтовий гази) як вихідна хімічна сировина. Тільки в незначному ступені ці гази використовуються як енергетичне паливо в місцевих енергетичних установках.

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арк
						82
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Необхідно враховувати, що при сучасній технології металургійного виробництва деякі втрати газу (близько 5% для доменного й 1% для коксового газів) практично неминучі. Втрати ж понад цих значень в більшості випадків можуть бути ліквідовані.

Гарячі гази, що відходять від промислових печей. Промислове використання палива дотепер пов'язане з величезними втратами, що досягають 70-80% теплової енергії, що полягає в ньому.

Тепловий к.к.д., що розуміється як відношення кількості теплоти, використаної на технологічний процес, до еквівалентної кількості теплоти витраченого палива для більшості промислових печей не перевищує 30% (зокрема, для плавильних і нагрівальних печей металургійної, машинобудівної, цементної, керамічної й іншої галузей промисловості). При цьому особливо великі втрати тепла з газами, що відходять, складові в середньому 30% і промислових печей, що знижуються до 20% лише для окремих типів.

Температура газів, що відходять, перед теплоутилізаційною установкою залежить від наступних факторів: призначення і загальної теплової схеми виробничого агрегату, охолодження і розведення газів, що відходять, що викидається у повітря, а також від наявності і параметрів перевірених виробничих нагрівачів, що є елементами промислових печей.

При визначенні вторинних енергоресурсів у вигляді гарячих газів, що відходять, необхідно враховувати також можливу їх запилованість легкоплавким віднесенням, особливо в шахтних і інших печах підприємств кольорової металургії.

Застосування кисневого дуття для промислових печей шляхом збагачення, що вдувається в них до 30% і більше зробить непотрібними виробничі нагрівачі доменних, сталеплавильних і інших печей. При цьому температура грубних газів, що відходять, значно підвищиться.

Відпрацьована і вторинна виробнича пара, що виходить у виробничих агрегатах, слугує головним чином для пластичної обробки металів, тобто у

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арк
						83
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

приводах молотів, пресів, кувальних машин. Тиск виробничої пари, що відробила, становить у середньому 1,2 - 1,5 ата. Температура її залежить від початкових параметрів пари перед агрегатами і від відносного внутрішнього к.к.д. останніх, становлячи при теплопостачанні від ТЕЦ або котельні біля 150- 160°C.

Загальна кількість виробничої пари, що відробила, у середньому становить 80-90% від кількості поданої до цеху виробничої пари, і є значним вторинним енергоресурсом металообробних і машинобудівних підприємств.

Багато виробничих процесів, що пов'язані з нагріванням або випаровуванням тої або іншої продукції, можливі із виділенням вторинної пари з тиском, близьким до атмосферного. Подібні теплові відходи мають місце, наприклад, у підприємствах цукрової, спиртової, содової, сульфатцелюлозної і інших галузей промисловості і являють собою досить значні вторинні енергоресурси.

Нагріта охолоджувальна вода і пара випарного охолодження промислових печей і гаряча зливна вода виробничого і побутового теплопостачання. Найбільш значні теплові відходи в охолоджувальній воді надають сталеплавильні (мартенівські) печі, у яких втрати теплоти становлять від 16 до 25% еквівалентного палива, що витрачається. Однак ці вторинні енергоресурси мали до останнього часу обмежене застосування через невисоку температуру нагрітої охолоджувальної води (нижче 100°C) і можливості обслуговування нею тільки низькотемпературних процесів, в основному сезонного характеру [5].

У середньому на 1 т виплавленої в мартенівській печі стали втрати тепла при охолодженні становлять близько 180 000 ккал. Останнім часом усе ширше застосовується випарне охолодження металургійних печей для заміни охолодження водою, і використання схованої теплоти пароутворення при відводі теплоти від охолоджуваних деталей печі. Перевагами випарного

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арк
						84
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

охолодження перед водяним є: збільшення надійності роботи печі; подовження терміну служби охолоджуваних деталей; різке скорочення витрат води (в 35-50 разів) і відсутність охолоджувальних пристроїв, насосних станцій і водопроводів більших діаметрів; утилізація теплоти, що втрачається з охолоджувальною водою за рахунок використання одержуваної пари. На випарне охолодження переведений уже ряд сталеплавильних (мартенівських) печей. Вихід пари від випарного охолодження мартенівських печей становить 0,22 т на 1 т чавуну (у перерахуванні на чавун) при тиску 1,6 - 4 ата.

У цей час впроваджується також випарне охолодження доменних і нагрівальних печей. Втрати теплоти доменними печами з охолоджувальною водою становлять від 3 до 5%, і коливаються від 4 до 6 Гкал/год на піч. Втрати теплоти нагрівальними печами з охолоджувальною водою коливаються від 15 до 25% і становлять від 1,5 до 2,5 Гкал/год.

Гаряча зливальна вода виробничого і побутового теплоспоживання при температурі понад 30°C и вище дотепер практичного використання не має.

Горючі відходи технологічних виробництв підрозділяються на наступні:

а) горючі тверді відходи, що одержані у вигляді роздрібненого твердого металургійного палива - коксового горішка з теплою згоряння  $Q_{рн}=7000$  ккал/кг і коксового дріб'язку ( $Q_{рн} =6500$  ккал/кг), а також у вигляді інших твердих горючих відходів технологічних виробництв;

б) горючі рідкі відходи, одержані в нафтопереробних і інших підприємствах у вигляді крекінг-мазуту ( $Q_{рн}=10\ 000$  ккал/кг) і т.і.

Інші вторинні енергоресурси промислових підприємств. До інших вторинних промислових енергоресурсів слід віднести:

а) теплоту, що виділена випромінюванням промислових печей і їхньою продукцією (коксом, рідкими металами, що кристалізуються, і їхніми шлаками й т.і.);

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арк
						85
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

б) теплоту, що виділена у виробничих приміщеннях при споживанні електроенергії.

Із сучасних коксових печей разом з 1 т розпеченого коксу уноситься близько 300 000 ккал теплоти, що становить 45 - 50% від загальної споживаної кількості. При величезних масштабах коксового виробництва ефективне використання теплоти, що втрачається з розпеченим коксом, має велике значення, але ця теплота ще практично майже не використовується. Використання теплоти шлаків ускладнюється через перехід їх з рідкого стану у тверде при зменшенні температури до 900-1000°C і нижче.

Підвищення ефективності використання вторинних енергетичних ресурсів можливе при дотриманні спеціальних методик, що запропоновані до розробки, і враховують невисоку надійність і безперебійність, а також характер зміни технологічних параметрів таких джерел енергії. Методики, що застосовуються у сучасній практиці, не в повній мірі відповідають вимогам енергоощадності більшості технологій і вимагають суттєвого вдосконалення.

Відповідність вимогам виробництва і потребам народного господарства ДСТУ 2275-93. Енергозбереження. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії.

ДСТУ 5078:2008. Енергозбереження. Обладнання промислового призначення енергоспоживальне. Вимоги до показників енергетичної ефективності.

ДСТУ 4714:2007. Енергозбереження. Паливно-енергетичні баланси промислових підприємств. Методика побудови та аналізу.

Технологія обладнання для утилізації теплоти відхідних газів котлоагрегатів

Застосування технології утилізації теплоти відхідних газів котлоагрегатів є одним із найважливіших шляхів підвищення ефективності використання палива в комунальному господарстві. Однак, дотепер стан застосування тепло утилізаційних технологій в комунальній енергетиці України є вкрай незадовільним, що пов'язано, насамперед, з недефіцитністю

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арк
						86
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

та невеликою ціною палива в недалекому минулому, а також відсутністю освоєного серійного виробництва ефективного теплоутилізаційного устаткування [5].

Втрати тепла з відхідними газами являють собою основну втрату теплоти в котельних установках. Величина цих втрат в сучасних вітчизняних газоспоживаючих котлах в номінальному режимі досягає 17 - 18 % (із них 7 - 8 % становить явне тепло, що виноситься в димову трубу з продуктами згоряння, а решта, приблизно 10 %, - прихована теплота пароутворення водяної пари, що міститься у відхідних газах). Даний рівень втрат відповідає температурі відхідних газів не нижче 140 - 160°C. Такий діапазон температур протягом багатьох десятиріч було прийнято вважати оптимальним.

Тенденція зростання вартості палива в останні роки зумовлює необхідність подальшого зниження температури відхідних газів котлоагрегатів шляхом застосування теплоутилізаційних технологій та корисного використання утилізованої теплоти.

Утилізовану теплоту доцільно використовувати в системах теплопостачання та для підігрівання дуттьового повітря котлоагрегатів. При цьому коефіцієнт використання теплоти палива може бути підвищено на 3 - 10%.

Використання теплоти відхідних газів є більш ефективним при їхньому охолодженні до температури нижче точки роси водяної пари, що міститься в газах, коли утилізується не тільки фізична теплота газів, але і теплота конденсації пари. З застосуванням цього принципу в світі розроблені теплоутилізаційні технології та відповідне обладнання.

Дані технології поряд зі значною тепловою ефективністю характеризуються високою надійністю, зокрема в плані захисту газовідвідного тракту та каналізаційної системи котельні.

Це забезпечується застосуванням нових ефективних конструкцій теплоутилізаційного устаткування поверхневого та контактного типів та

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арк
						87
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

допоміжного обладнання: газопідігрівачів відхідних газів, нейтралізаторів утворюваного конденсату, тощо.

Застосування теплоутилізаційних технологій дозволить одержати значний економічний, екологічний та соціальний ефекти.

Економічний ефект визначається такими основними чинниками:

- підвищенням ефективності використання теплоти палива в котельних установках на 3-10%;
- організацією виробництва теплоутилізаційного устаткування на вітчизняних підприємствах машинобудівного комплексу.

Екологічна ефективність від реалізації заходів з енергозбереження шляхом утилізації теплоти відхідних газів котлоагрегатів обумовлена такими факторами:

- зменшенням викидів шкідливих речовин в навколишнє середовище (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> та інших);
- зменшенням обсягу викидів газів з парниковим ефектом ( CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O);
- зменшенням теплового забруднення довкілля.

Соціальне значення при застосуванні теплоутилізаційних технологій полягає в:

- підвищенні рівня комфортності тепlopостачання;
- збільшенні завантаження вітчизняних підприємств машинобудування, а також проектних і науково-дослідних установ;
- створенні додаткових робочих місць на вітчизняних підприємствах машинобудівного комплексу.

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арк
						88
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

## Оцінка технологічно доступного потенціалу енергозбереження при застосуванні тепло утилізаційних технологій

Технологічно доступний потенціал енергозбереження визначається максимальною економією палива, яка може бути одержана при застосуванні технічних і технологічних новацій, що сприятимуть зменшенню споживання енергії [6].

Нижче наводиться оцінка такого потенціалу стосовно до можливості оснащення котелень теплоутилізаційними установками, в яких за рахунок теплоти відхідних газів котлоагрегатів здійснюється попереднє підігрівання зворотної води теплових мереж або дуттьового повітря перед їхнім надходженням до котлоагрегатів. При цьому бралось до уваги, що вказані теплоутилізаційні установки, як правило, застосовуються тільки за газоспоживаючими котлами, де виробляється близько 95% від загального обсягу вироблення теплової енергії обласними котельнями. Крім того, при проведенні розрахунків з оцінювання потенціалу енергозбереження в котельнях ОКП «Донецьктеплокомуненерго» були прийняті такі передумови:

- розрахунки проводились для всіх котлоагрегатів середньої теплопродуктивності (4 МВт і більше), які передбачається оснащувати теплоутилізаторами (частка теплової енергії, що виробляється цими котлоагрегатами становить близько 65% від її загального обсягу вироблення в ОКП «Донецьктеплокомуненерго»). Щодо неефективних з точки зору теплоутилізації застарілих котлів теплопродуктивністю менше 4 МВт, то вони підлягають заміні на більш економічні котли;

- розрахунки враховують тривалість роботи котельні тільки в опалювальний

період;

- номінальний ККД котлів з утилізаторами досягатиме 95 - 97 %;

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арк
						89
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

- середньорічне теплове навантаження котлоагрегатів становить 60%.

Водогрійні теплоутилізатори слугують для нагрівання води системи гарячого водопостачання або попереднього підігрівання зворотної мережевої води перед надходженням її до котла. Висока теплова ефективність та компактність даних апаратів забезпечується компоновкою їхніх теплообмінних поверхонь із оребрених біметалевих труб (сталева основа та алюмінієве оребрення). Теплоутилізатори встановлюються в газовому тракті котельної установки після котлоагрегата.

Компактність теплоутилізаторів дозволяє застосовувати їх в існуючих котельнях, тобто в умовах обмеженого простору і наявності великої кількості комунікацій.

Основні характеристики розроблених водогрійних теплоутилізаторів:

- питома металоємність теплообмінної частини – 3 - 4 т/МВт;
- збільшення коефіцієнта використання теплоти палива котла (збільшення ККД котла) - 3-10%;

- термін окупності витрат на впровадження – до 2 років.

Конструкція теплоутилізатора розроблена з можливістю експлуатації в конденсаційному режимі, тобто при глибокому охолодженні газів (нижче температури точки роси водяної пари, що міститься в газах), та використанні теплоти конденсації водяної пари.

Конденсаційний режим роботи теплоутилізатора реалізується при понижених навантаженнях котла та низьких температурах зворотної води (< 50 °С), а також при нагріванні холодної води системи гарячого водопостачання.

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арк
						90
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Теплова ефективність водогрійного теплоутилізаційного устаткування при роботі в конденсаційному режимі визначається, в основному, такими режимними характеристиками котла: температурою нагріваної води, навантаженням котла та коефіцієнтом надлишку повітря в димових газах.

Екологічна ефективність теплоутилізації при глибокому охолодженні димових газів полягає в зменшенні шкідливих викидів в атмосферу CO<sub>2</sub> та NO<sub>x</sub> як за рахунок зменшення кількості спалюваного газу, так і завдяки частковому розчиненню в утворюваному конденсаті вказаних шкідливих речовин.

### Конденсаційні повітропідігрівачі

У випадку високих температур теплоносія з зворотній магістралі котельні ефективність застосування водогрійного теплоутилізаційного устаткування знижується. Тому однією з проблем використання теплоти, що виробляється в утилізаційних установках, є проблема розширення кола її споживачів. Останнє здійснюється залученням до числа традиційних сезонних споживачів цієї теплоти (системи теплопостачання) систем зі сталим у часі рівнем споживання енергії.

Зокрема в газоспоживаючих котельнях доцільним є застосування повітропідігрівачів - утилізаційного обладнання з глибоким охолодженням димових газів і підігріванням холодного повітря перед надходженням його до палинникових пристроїв котла.

Застосування вмонтованого підігрівача газів після їхнього глибокого охолодження з випаденням конденсату сприяє зниженню відносної вологості відхідних газів, що забезпечує відсутність конденсатоутворення в димовій трубі.

Система теплового захисту газовідвідного тракту при застосуванні газопідігрівача передбачає двоступінчасте охолодження газів дуттьовим повітрям за протитоковою схемою, тобто спочатку холодне дуттьове повітря надходить в другий ступінь охолодження, а потім в перший і далі в

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арк
						91
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

котлоагрегат. Підігрівання глибоко охолоджених газів в газопідігрівачі здійснюється за рахунок теплоти частини гарячих газів, що відбираються перед першим ступенем охолодження і після проходження газопідігрівача підмішуються до основного газового потоку перед другим ступенем охолодження.

Завдяки конденсаційному режиму роботи повітропідігрівачів протягом всього періоду експлуатації через низькі вхідні температури повітря (в середньому 5 - 10°C) та значну площу теплообмінної поверхні (200 м<sup>2</sup> на 1 м<sup>3</sup> об'єму) досягається висока теплова ефективність даного апарату і ККД котла підвищується на 3 - 10%. Питома металоємність теплообмінної частини повітропідігрівача становить 6 - 8 т/МВт.

Окрім економічного ефекту за рахунок економії палива при застосуванні конденсаційних повітропідігрівачів досягається екологічний ефект завдяки відповідному зменшенню витрати палива та абсорбції конденсатом двоокисів вуглецю та азоту [6].

Централізоване і децентралізоване вироблення енергії (когенерація) - найбільш сучасний і ефективний спосіб виробництва електричної й теплової енергії, широко застосовується і інтенсивно розширюється в розвинених країнах миру. За планами Європейського енергетичного союзу в 2007 році рівень децентралізованого комбінованого виробітку енергії (КВЕ) у Європі на базі газопоршневих двигунів (ГПД) у сумарній частці виробництва всієї енергії складе 18 %, а в лідируючих країнах 30...50 %. Причиною пріоритетного розвитку цього напрямку теплоенергетики є більш високий рівень коефіцієнта використання теплоти палива (КВТП) - 85...92 %), що досягається за рахунок високої ефективності використання скидної теплоти після енергетичних установок, а також електричного к.к.д. (35...42 %) у порівнянні із традиційними паротурбінними технологіями ТЭЦ (з КИТТ - 75...85 % і електричним к.к.д. 30...32 %. Крім того згідно даних Світового

					00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ	Арк
						92
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

союзу децентралізованої електроенергії (WADE) близько 30% електроенергії витрачається на енергопостачання житлово-комунального господарства.

Необхідність поліпшення екологічних показників обладнання для виробництва електрики та теплоти, а також ріст тарифів на теплову й електричну енергію приводить до використання технології когенерації, тобто спільного виробництва електричної й теплової енергії. Це дозволяє підвищити ефективність роботи генераторних установок з 36 – 42 до 80 – 94% при зниженні собівартості одержуваної електроенергії. В екологічному плані використання відпрацьованих газів ГПД як компоненти окислювача палива активного котла дозволяє (за аналогією з рециркуляцією, використання якої на котлах ДКВР – 4/13 і ТВГ – 8 м скоротили викиди NOx в 6 і 2,5 рази) значно в 2-3 рази знизити зміст NOx у димових газах котла й по можливості виключити викиди відпрацьованих газів ГПД безпосередньо в атмосферу [6].

					<i>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</i>	Арк
						93
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

## Список використаної літератури

1. Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.В. Проектування системи тепlopостачання житлово-промислового району міста. Мет. вказ. до виконання кваліфікаційного проекту “Система тепlopостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра, напряму 6.050601 “Теплоенергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.
2. Бузников Е.Ф. и др. Производственные и отопительные котельные.– М.:– Энергоатомиздат.– 1984.– 248 с.
3. Роддатис К.Ф., Соколовский Я.Б. – Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергия. – 1979. – 368 с.
4. Тобилевич и др. Методические указания по проектированию ТЭЦ промышленных предприятий. Часть 1.– К.: КТИПП. – 1983.– 91с.
5. Кострюков В.А. Основы гидравлики и аэродинамики.– М.:– Высшая школа.– 1975. – 220 с.
6. Ковалько М.П., Денисюк С.П. Енергозбереження. Приоритетний напрямок державної політики України. – Київ: УЕЗ. – 1998. – 306 с.

					<b>00БП144.ОПТЕ 008.010 ПЗ</b>			
<i>Змі.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>		<i>Фастівець В.В.</i>			<i>Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №2 в місті Золотоноша</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевірів</i>		<i>Філоненко В.М.</i>				94	89	
<i>Рецензент</i>						<i>НУХТ. Каф. ТЕХТ гр. ЗТЕ-5-10ск</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		<i>Петренко В.П.</i>						