

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»

«До захисту допущено»

Директор інституту

Завідувач кафедри

_____ Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

_____ Валентин ПЕТРЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

«__» _____ 2023 р.

«__» _____ 2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА

зі спеціальності _____ 144 Теплоенергетика _____
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми _____
_____ Теплоенергетика та енергоефективні технології

на тему: _____ Проект системи теплопостачання житлово-промислового _____
_____ району № 3 в місті Харків _____

Виконала: здобувачка 4 курсу, групи ТЕ-4-5

Юськевич Андрій Ігорович _____ (підпис)
(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

Керівник доц. Бойко Володимир Олександрович _____ (підпис)
(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

Рецензент _____ (підпис)
(ім'я та прізвище)

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

Здобувач _____ (підпис)

Київ — 2023 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім.акад.

І.С.Гулого

Кафедра теплоенергетики та холодильної техніки

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 144 Теплоенергетика

(код і назва)

Освітньо-професійна програма Теплоенергетика та енергоефективні технології
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри **ТЕХТ**

проф.Валентин ПЕТРЕНКО

“14” квітня 2023року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Юськевича Андрія Ігоровича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 3 в місті Харків

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

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “14”04.2023 року № 233-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 06.06.2023 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 12,0 МВт; температура теплоносія 95 С; розрахункова температура -23 °С; температура зовнішнього повітря -2,1 С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду 189 днів; температури мережної води $\tau_{01}/\tau_{02}:130^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$.

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

1. Розрахунок теплових навантажень житлово–промислового району міста

2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

3. Охорона праці

4. Творче завдання на тему “ Енергія з агропромислових залишків”

5. Перелік графічного матеріалу

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

2. Теплова схема котельні.

3. Компановка обладнання.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 27.04.2023

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломний проект	1.05-3.05.2022	Виконано
2	Аналіз літературних джерел	4.05-10.05.2022	Виконано
3	Виконання розділу №1 КР	11.05-18.05.2022	Виконано
4	Виконання розділу №2 КР	19.05-24.05.2022	Виконано
5	Виконання розділу №3 КР	25.05-27.05.2023	Виконано
6	Виконання розділу №4 КР	28.05-1.06.2023	Виконано
7	Оформлення ПЗ, креслень	02.06-06.06.2023	Виконано

Здобувач _____
(підпис)

Андрій ЮСЬКЕВИЧ _____
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Володимир БОЙКО _____
(ім'я та прізвище)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. Розрахунок теплових навантажень житлово – промислового району міста.....	8
1.1. Вихідні дані до проекту.....	8
1.2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району... ..	10
1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях.....	16
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія	26
1.5. Вихідні дані до розділу 2.....	28
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами	33
2.1.Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами	32
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні	35
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами ...	36
2.4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні	47
2.5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	51
РОЗДІЛ 3. Охорона праці	55
РОЗДІЛ 4. Енергія з агропромислових залишків.....	61
Список використаної літератури.....	77

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<p><i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Харків</i></p> <p>ЗМІСТ</p>						
Розробив		Юськевич А.І.							Літера	Аркушів	Аркуш
Перевірив		Бойко В.О.							77	4	
Рецензув.									ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив		Петренко В.П.									

АНОТАЦІЯ

Юськевич А.І. Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району № 3 в місті Харків - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

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

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

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

Четверта частина – Енергія з агропромислових залишків.

Графічна частина виконана на 4 листах формату А1.

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №3 в м. Харків АНОТАЦІЯ</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Юськевич А.І.					77	5
Перевірив		Бойко В.О.						
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.					ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ	

ABSTRACT

Uskevuch A.I. Project of heat supply system of residential-industrial district № 3 in the city of Kharkiv - qualification work on the rights of the manuscript.

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

The system of technical decisions on creation of a boiler-house is substantiated and formulated, the calculation of the thermal scheme of a boiler-house with a technical-economic indicator of efficiency of its work is executed, the choice of power equipment of a boiler-house is carried out, the expanded scheme of a boiler-house

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

The fourth part is energy from agricultural residues.

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						6
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ВСТУП

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

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

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

Для реалізації цього виконані такі задачі :

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ					
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №3 в м. Харків</i> ВСТУП			Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Юськевич А.І.								77	7
Перевірив	Бойко В.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ					
Рецензув.										
Затвердив	Петренко В.П.									

РОЗДІЛ І. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м.Харків.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №3 (27 житлових кварталів).
3. Структура теплового навантаження:
 - 3.1. Опалення житлових кварталів;
 - 3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів;
 - 3.3 Вентиляція громадських будівель;
 - 3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства 12,0 МВт

(Теплоносій – гаряча вода $t_2'' = 95$ °С, степінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення $t_{3.0} = (-23)$ °С.
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – $t_3^{ср.оп} = (-2,1)$ °С.
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції – -10 °С.
7. Температура початку опалювального періоду, $t_{зпк} = +8$ °С
8. Температура точки “зламу”, $t_{3.3}$ (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:
 - максимально зимового;
 - точки “зламу” температурного графіка опалення;
 - літнього.
10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
11. Тривалість опалювального періоду – $n_o = 189$ діб.
12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього повітря, діб

Таблиця 1.1

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, °С							
	-30... ...-25	-25... ...-20	-20... ...-15	-15... ...-10	-10... ...-5	-5... ...0	0... ...+5	+5... ...+8
У вказаному інтервалі	0,0	0,5	1,0	7,0	20,7	49,3	31,6	78,9
Нижче даної	0,0	0,5	1,5	8,5	29,2	78,5	110,1	189,0

00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ									
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №3 в м. Харків РОЗДІЛ І	Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив		Юськевич А.І.						72	8
Перевірив		Бойко В.О.							
Рецензув.									
Затвердив		Петренко В.П.							
						ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ			

13. Розрахункові температури мережної води $\tau'_{01} / \tau'_{02} : 130^{\circ} \tilde{N} / 70^{\circ} \tilde{N}$.
14. Система теплопостачання – закрыта
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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

1.2. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ

1.2.1. Викреслюємо план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:5000 .

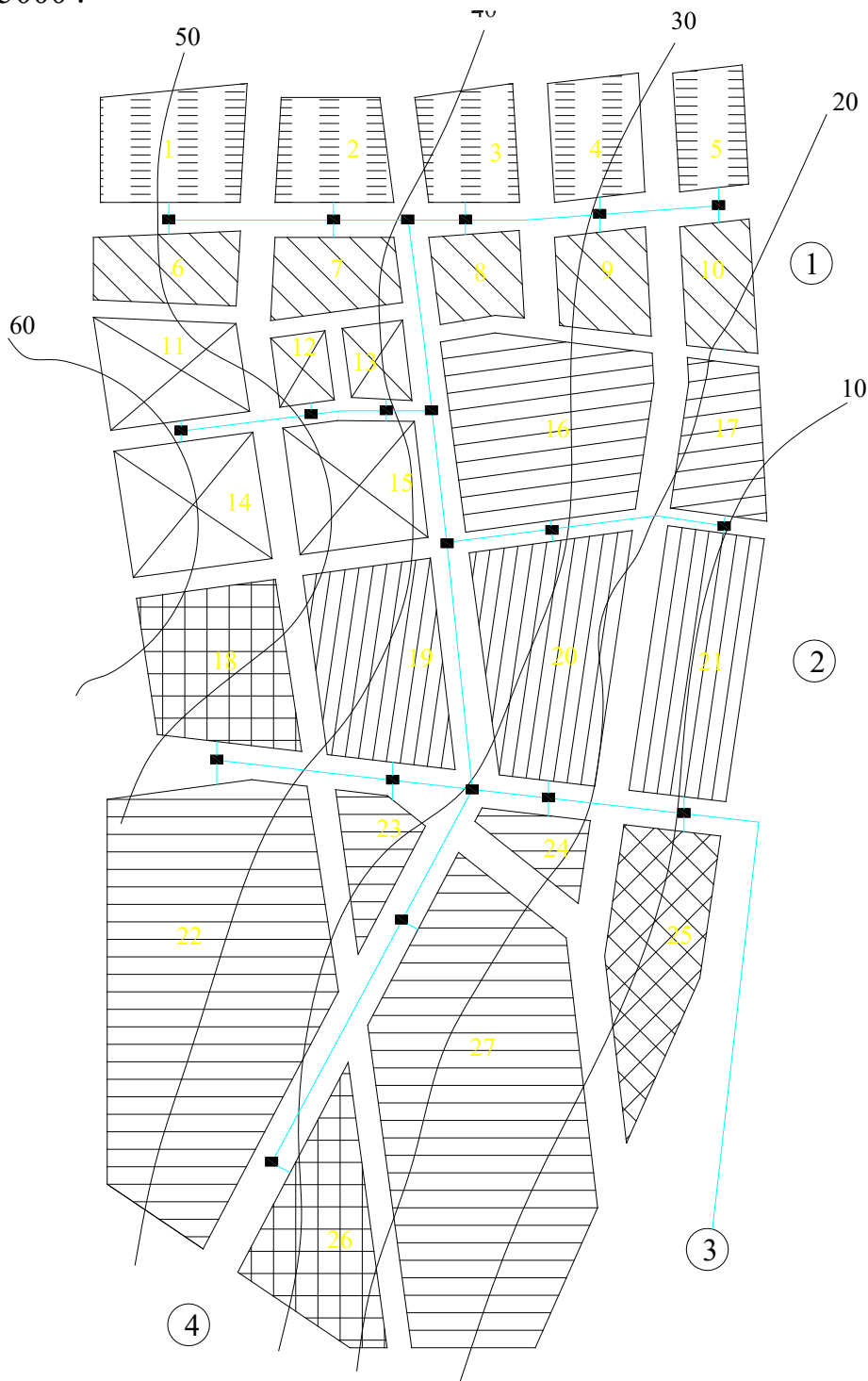


Рис.1.1 План району

1.2.2. Нумеруємо на плані району квартали району тепlopостачання.

1.2.3. Визначаємо загальну площу житлових споруд району для першого кварталу:

$$F_{\text{це}} = F_3 f_3 = 0,82 \cdot 8500 = 6970,00 \text{ м}^2$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк. 10
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де f_i - густина (щільність) житлового фонду, м²/га, приймається в залежності від поверховості забудови (Додаток 8 [1]).

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

$$Q'_{i\max} = q_i F_{\text{æ}} (1 + \hat{E}_{\text{æ}\delta}) 10^{-6} = 77,80 \cdot 6970,00 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,68 \text{ МВт}$$

де q_o - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1м² загальної площі житлових споруд, Вт/м² (Додаток 9 [1]); $K_{\text{зр}}$ - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд, $K_{\text{зр}} = 0,25$.

1.2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{\text{â}\max} = \hat{E}_{\text{æ}\delta} \hat{E}_{\text{â}} q_i F_{\text{æ}} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 77,80 \cdot 6970,00 \cdot 10^{-6} = 0,08 \text{ МВт}$$

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

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

$$m = \frac{F_{\text{æ}}}{f_{\text{ç}}} = \frac{6970,00}{25} = 279$$

де f_3 - норма загальної площі на одного мешканця (людину), приймається $f_3 = 18...25$ м²/люд.

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

$$Q'_{\text{â}\text{â}\text{â}} = q_{\text{â}} m 10^{-6} = 300 \cdot 279 \cdot 10^{-6} = 0,08 \text{ МВт}$$

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

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

Таблиця 1.2

Розрахунок теплових навантажень

Номер кварталу	Площа кварталу, га	Густина (щільність) житлового фонду м ² /Га	Житлова площа кварталу, м ²	Кількість мешканців, чол.	Теплові потоки			
					Опалення Q'_{o\max}, МВт	Вентиляція Q'_{в\max}, МВт	ГВП Q'_{ГВП}, МВт	Всього 6+7+8, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,82	8500	6970,00	279	0,68	0,08	0,08	0,84
2	0,58	8500	4951,25	198	0,48	0,06	0,06	0,60
3	0,55	8500	4632,50	185	0,45	0,05	0,06	0,56
4	0,56	8500	4738,75	190	0,46	0,06	0,06	0,57
5	0,43	8500	3612,50	145	0,35	0,04	0,04	0,44

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ		Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	0,51	5900	3009,00	120	0,36	0,04	0,04	0,43
7	0,48	5900	2817,25	113	0,33	0,04	0,03	0,41
8	0,38	5900	2256,75	90	0,27	0,03	0,03	0,33
9	0,46	5900	2714,00	109	0,32	0,04	0,03	0,39
10	0,46	5900	2684,50	107	0,32	0,04	0,03	0,39
11	0,73	7500	5475,00	219	0,53	0,06	0,07	0,66
12	0,20	7500	1462,50	59	0,14	0,02	0,02	0,18
13	0,23	7500	1743,75	70	0,17	0,02	0,02	0,21
14	0,92	7500	6881,25	275	0,67	0,08	0,08	0,83
15	0,83	7500	6225,00	249	0,61	0,07	0,07	0,75
16	1,78	5800	10295,00	412	1,00	0,12	0,12	1,24
17	0,64	5800	3712,00	148	0,36	0,04	0,04	0,45
18	1,12	6400	7152,00	286	0,70	0,08	0,09	0,86
19	1,28	4500	5737,50	230	0,68	0,08	0,07	0,83
20	1,58	4500	7110,00	284	0,84	0,10	0,09	1,03
21	1,33	4500	5973,75	239	0,71	0,08	0,07	0,86
22	4,26	6000	25530,00	1021	2,48	0,30	0,31	3,09
23	0,39	6000	2355,00	94	0,23	0,03	0,03	0,28
24	0,29	6000	1710,00	68	0,17	0,02	0,02	0,21
25	1,13	7100	8040,75	322	0,78	0,09	0,10	0,97
26	1,09	6800	7395,00	296	0,72	0,09	0,09	0,89
27	4,25	6000	25500,00	1020	2,48	0,30	0,31	3,08
Всього	27,24		170685,00	6827	17,28	2,07	2,05	21,40

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

$$Q'_{\text{AAI}} \max = 2,4 Q'_{\text{AAI}} = 2,4 \cdot 2,05 = 4,92 \text{ МВт}$$

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

$$Q_{\text{AAI}}^{\text{н\ddot{a}\ddot{o}}} \text{ }_{\text{E}} = Q'_{\text{AAI}} \frac{55 - t_{\text{д.а.}} \text{ }_{\text{e}}}{55 - t_{\text{д.а.}} \text{ }_{\text{c}}} \beta = 2,05 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 1,31 \text{ МВт}$$

де $t_{x.e_l}$ - температура холодної водопровідної води для літнього періоду, $t_{x.e_l} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$; $t_{x.e_3}$ - температура холодної водопровідної води для опалювального (зимового) періоду, $t_{x.e_3} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$; β - коефіцієнт, що враховує зміну витрати мережної води на гаряче водопостачання в неопалювальний період по відношенню до опалювального; для житлово-комунального сектора $\beta = 0,8$; для курортних і південних міст $\beta = 1,5$; для підприємств $\beta = 1$.

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

$$Q_{\text{AAI}}^{\text{н\ddot{a}\ddot{o}}} \max \text{ }_{\text{E}} = Q'_{\text{AAI}} \max \frac{55 - t_{\text{д.а.}} \text{ }_{\text{e}}}{55 - t_{\text{д.а.}} \text{ }_{\text{c}}} \beta = 4,92 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 3,15 \text{ МВт}$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

1.2.12. Визначаємо теплові навантаження на опалення Q_o та вентиляцію Q_v для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{3,0}$, t_3 , $t_3^{сеп.опал}$, $t_{3,3}$, $t_{зпк}$:

$$Q_i = Q_i' \bar{Q}_o = Q_i' \max \frac{t_{\dot{a},\delta} - t_{\zeta}}{t_{\dot{a},\delta} - t_{\zeta,i}} = 17,28 \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} = 17,28 \cdot 1 = 17,28 \text{ МВт}$$

$$Q_{\dot{a}} = Q_{\dot{a}\max}' \bar{Q}_i = Q_{\dot{a}\max}' \frac{t_{\dot{a},\delta} - t_{\zeta}}{t_{\dot{a},\delta} - t_{\zeta,i}} = 2,07 \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} = 2,07 \cdot 1 = 2,07 \text{ МВт}$$

де $t_{в,р}$ - температура повітрі всередині приміщення, $+18 \text{ }^\circ\text{C}$; $t_{3,0}$ - розрахункова температура зовнішнього повітря на опалення, $^\circ\text{C}$.

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. Зводимо результати розрахунків теплових навантажень в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3

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

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при t_3					літо
			$t_{3,0}$ -23 $^\circ\text{C}$	t_3 -10 $^\circ\text{C}$	$t_3^{сеп.опал}$ -2,1 $^\circ\text{C}$	$t_{3,3}$ +0,8 $^\circ\text{C}$	$t_{зпк}$ +8 $^\circ\text{C}$	
1	\bar{Q}_o		1,00	0,68	0,49	0,42	0,24	
2	Q_o	МВт	17,28	11,80	8,47	7,25	4,21	
3	Q_v	МВт	2,07	1,42	1,02	0,87	0,51	
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	1,31
5	$Q'_{ГВП\max}$	МВт	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	3,15
6	Всього: 2+3+4	МВт	21,40	15,26	11,53	10,17	6,77	1,31
7	Всього: 2+3+5	МВт	24,27	18,13	14,40	13,03	9,64	3,15

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти:

- на опалення:

$$Q_o^{річн} = Q_o' \max n_o \frac{t_{в,р} - t_3^{сеп.опал}}{t_{в,р} - t_{3,0}} \cdot 3,6 =$$

$$= 17,28 \cdot 189 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-2,1)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 138314,59 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

$$Q_{\dot{a}}^{\delta^3+i} = Q_{\dot{a}\max}' n_i \frac{z}{24} \frac{t_{\dot{a},\delta} - t_{\zeta}^{\text{н\ddot{a}д.\text{н\ddot{а}є}}}}{t_{\dot{a},\delta} - t_{\zeta,i}} \cdot 3,6 =$$

$$= 2,07 \cdot 189 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-2,1)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 11065,17 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

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

$$= (2,05 \cdot 189 \cdot 24 + 1,31 \cdot (8400 - 189 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 51681,21 \text{ ГДж/рік}$$

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

1.2.16. Визначаємо сумарну річну витрату теплоти на опалення, на вентиляцію та на ГВП:

$$\sum Q^{\delta^3-i} = Q_i^{\delta^3-i} + Q_a^{\delta^3-i} + Q_{AAI}^{\delta^3-i} = 138314,59 + 11065,17 + 51681,21 = 201060,97 \text{ ГДж/рік}$$

$$\sum Q^{\delta^3-i} = 55850,27 \text{ МВт*год/рік}$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

Эм.	
Доклш	
№ док.м.	
Підпис	
Дата	

00КРБ 1440ПТТЕ00.008.192034.2023.ПЗ

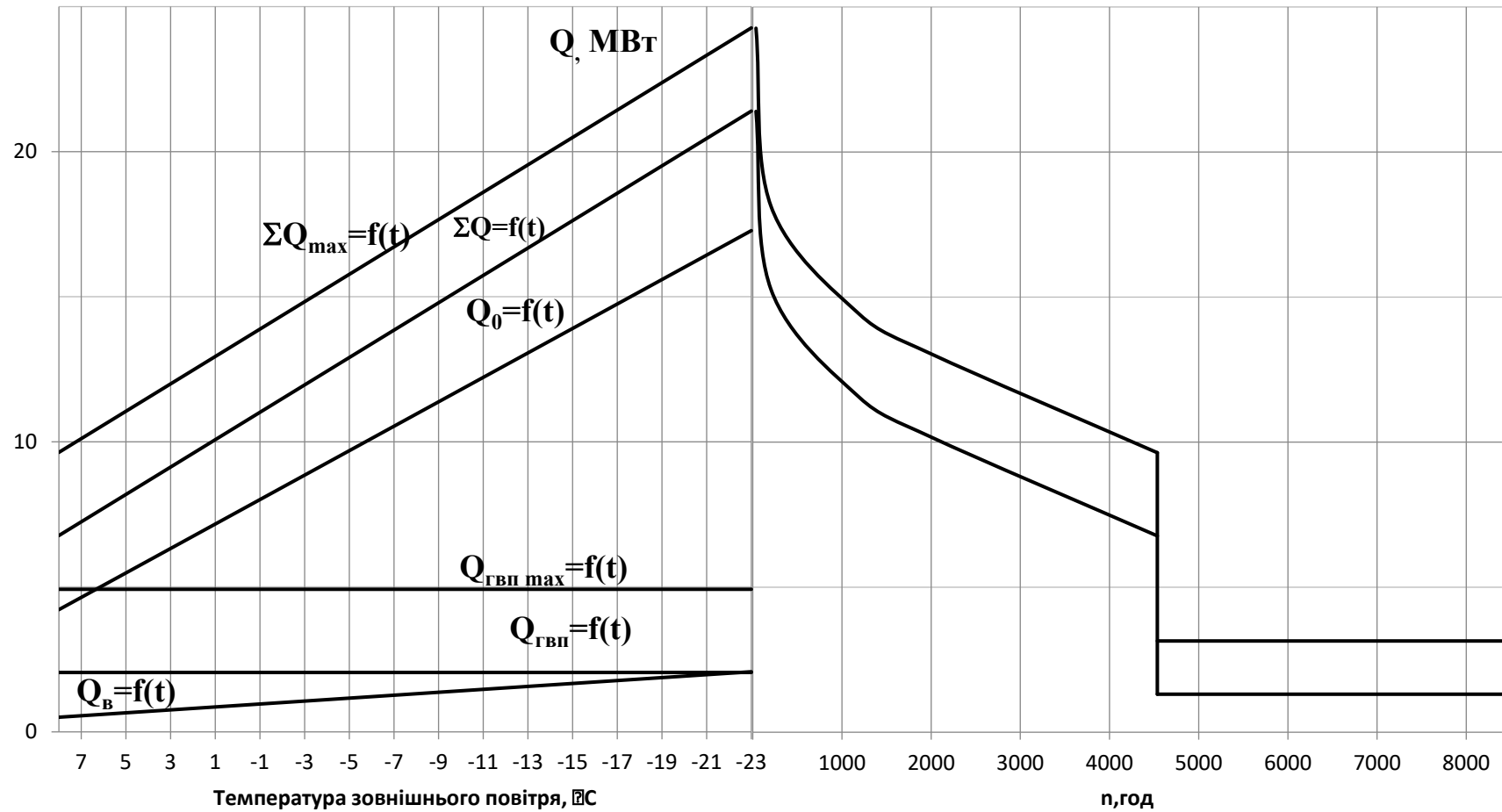


Рис. 1.2 Графік зміни теплових навантажень на опалення, ГВП та вентиляцію в залежності від температури зовнішнього повітря та графік зміни теплових навантажень протягом року

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

1.3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення

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

- в подавальному трубопроводі:

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o (\delta \tau_o' - 0,5\theta') = \\ &= 18 + \left(\frac{95 + 70}{2} - 18 \right) \cdot \left(\frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} \right)^{0,8} + \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} (60 - 0,5 \cdot 25) = 130 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після вузла змішування:

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} = 95 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{e.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} = 70 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

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

$$\bar{Q}_o = \frac{t_{\hat{a}.\delta} - t_{\zeta}}{t_{\hat{a}.i} - t_{\zeta.i}} = \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} = 1; \delta \tau_o' = \tau_{o1}' - \tau_{o2}' = 130 - 70 = 60 \text{ } ^\circ\text{C};$$

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

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

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

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{4,21 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 48,34)} = 40,15 \text{ кг/}$$

1.3.1.3. Визначаємо витрату мережної води на опалення у другому діапазоні ($t_{3,3} - t_{3,0}$), витрата є постійною і дорівнює розрахунковій, за формулою (4.5):

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						16
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$G'_{o\max} = \frac{Q'_{o\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{17,28 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (130 - 70)} = 68,73 \text{ кг/с}$$

1.3.1.4 Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 1.4.

Таблиця 1.4

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

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3,0}$ -23 °C	t_3 -10 °C	$t_3^{сеп.опал}$ -2,1°C	$t_{3,3}$ +0,8 °C	$t_{зпк}$ +8 °C
τ_{o1}	°C	130	97,98	77,75	70	70
τ_{o2}	°C	70	57,00	48,34	44,95	44,95
τ_{o3}	°C	95	74,08	60,59	55,44	55,44
G_o	кг/с	68,73	68,73	68,73	68,73	40,15

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

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

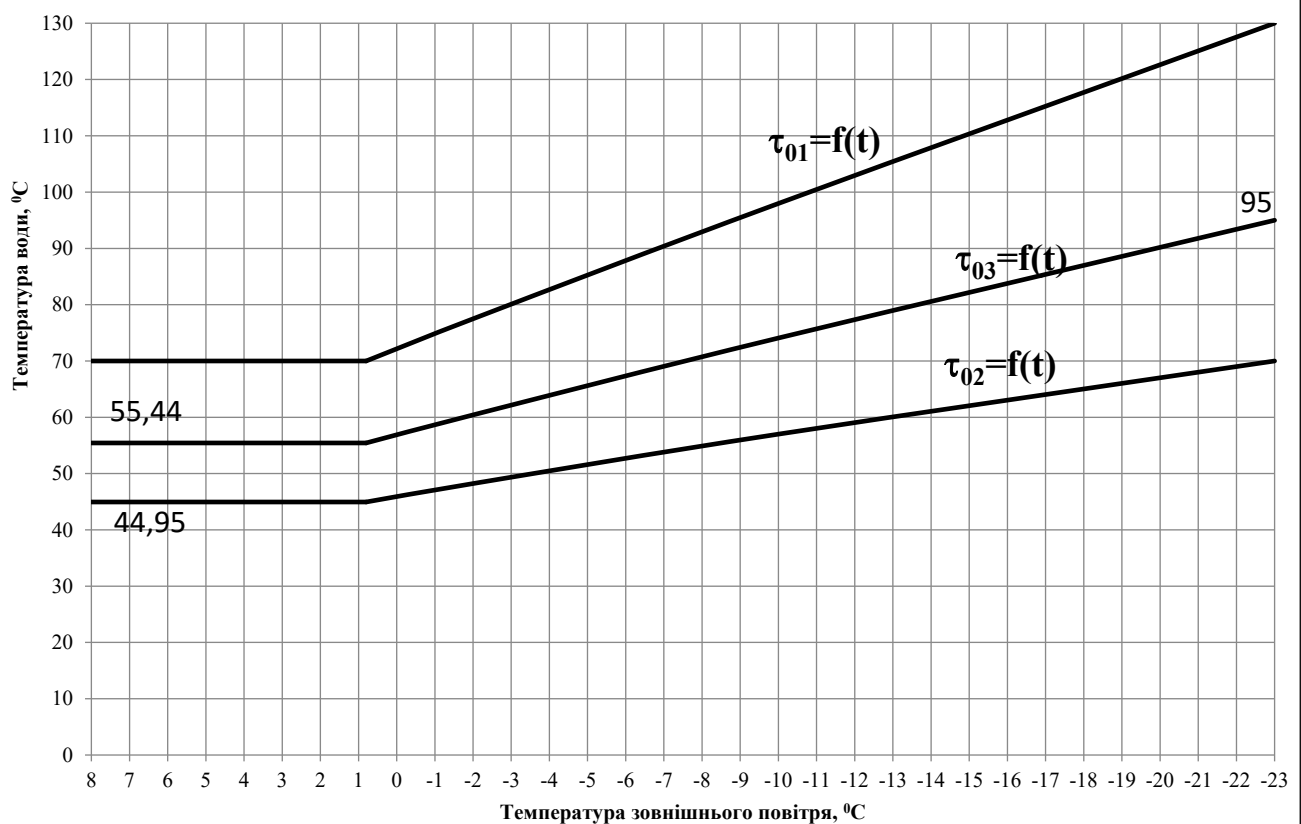




Рис. 1.3 Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{\tilde{A}\tilde{I} \max} = \frac{Q_{\tilde{A}\tilde{I} \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_{\tilde{a}} - t_{\tilde{i}}}{t_{\tilde{a}} - t_{\tilde{o}.c}} = \frac{4,92 \cdot 10^3}{4,19(70 - 44,95)} \cdot \frac{60 - (39,95 - 5)}{60 - 5} = 17,07 \text{ кг/с}$$

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

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

$$= 44,95 - 4,92 \cdot 10^3 \cdot \frac{(39,95 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19(68,73 + 17,07)} = 36,26 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

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

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

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

$$\Delta t_2 = \frac{\Delta t_{\dot{a}_1} - \Delta t_{\dot{i}_1}}{\ln \frac{\Delta t_{\dot{a}_1}}{\Delta t_{\dot{i}_1}}} = \frac{(\tau_2 - t_{\tilde{o}.c}) - (\tau_{o2}''' - t_{\tilde{i}})}{\ln \frac{\tau_2 - t_{\tilde{o}.c}}{\tau_{o2}''' - t_{\tilde{i}}}} = \frac{(36,26 - 5) - (44,95 - 39,95)}{\ln \frac{36,26 - 5}{44,95 - 39,95}} = 14,33 \text{ }^\circ\text{C}$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$\Delta t_{22} = \frac{\Delta t_{\dot{a}_{II}} - \Delta t_{\dot{i}_{II}}}{\ln \frac{\Delta t_{\dot{a}_{II}}}{\Delta t_{\dot{i}_{II}}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_{\dot{a}}) - (\tau_{2\dot{a}} - t_{\dot{i}})}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_{\dot{a}}}{\tau_{2\dot{a}} - t_{\dot{i}}}} = \frac{(70 - 60) - (44,95 - 39,95)}{\ln \frac{70 - 60}{44,95 - 39,95}} = 7,21 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{\dot{a}_i} = \frac{Q_{\dot{A}\dot{A}\dot{I} \max} 10^3}{c(t_{\dot{i}} - t_{\dot{o},\zeta})} = \frac{4,92 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 21,33 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_I = \tilde{n} q_{\dot{a}_i} (t_{\dot{i}} - t_{\dot{o},\zeta}) = 4,19 \cdot 21,33 \cdot (39,95 - 5) = 3,12 \text{ МВт}$$

$$Q_{2I} = \tilde{n} q_{\dot{a}_i} (t_{\dot{a}} - t_{\dot{i}}) = 4,19 \cdot 21,33 \cdot (60 - 39,95) = 1,79 \text{ МВт}$$

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

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 25,76 + 68,73 = 94,48 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{\dot{A}\dot{A}\dot{I} \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 4,92 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 44,95)} = 25,76 \text{ кг/с}$$

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

$$\hat{O}_2 = \frac{Q_2 10^3}{\Delta t_2 \tilde{n} \sqrt{G_{\dot{i}} \cdot G_{\dot{a}}}} = \frac{3,12 \cdot 10^3}{14,33 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{21,33 \cdot 94,48}} = 1,16$$

$$\hat{O}_{22} = \frac{Q_{22} 10^3}{\Delta t_{22} \tilde{n} \sqrt{G_{\dot{i}} \cdot G_{\dot{a}}}} = \frac{1,79 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{21,33 \cdot 25,76}} = 2,53$$

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

$$Q_I = \tilde{n} \varepsilon_2 G_{\dot{i}} (\tau_{\dot{m}} - t_{\dot{o},\zeta}) = 4,19 \cdot 0,81 \cdot 21,33 \cdot (48,34 - 5) = 3,13 \text{ МВт}$$

де ε_I визначаю за формулою:

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

$$= \left(0,35 \frac{21,33}{94,48} + 0,65 + \frac{1}{1,16} \sqrt{\left[\frac{21,33}{94,48} \right]} \right)^{-1} = 0,81$$

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

$$t_{\dot{i}} = t_{\dot{o},\zeta} + \frac{Q_I 10^3}{\tilde{n} q_{\dot{a}_i}} = 5 + \frac{3,12 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 21,33} = 39,97 \text{ } ^\circ\text{C}$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$Q_{22} = Q_{\dot{A}\dot{A}\dot{I} \max} - Q_I = 4,92 - 3,13 = 1,79 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{Q_{22} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\dot{a}})} = \frac{1,79 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (77,75 - 39,97)} = 11,31 \text{ кг/с}$$

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

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

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 11,31 + 68,73 = 80,03 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{\dot{m}} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2\dot{a}} = \frac{68,73}{80,03} \cdot 48,34 + \frac{11,31}{80,03} \cdot 39,97 = 47,16 \text{ }^\circ\text{C}$$

На цьому попередній розрахунок закінчуємо.

Кінцевий розрахунок.

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

$$Q_I = \tilde{\eta} \varepsilon_2 G_I (\tau_{\dot{m}} - t_{\delta,\zeta}) = 4,19 \cdot 0,84 \cdot 21,33 \cdot (47,16 - 5) = 3,17 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{21,33}{80,03} + 0,65 + \frac{1}{1,16} \sqrt{\left[\frac{21,33}{80,03} \right]} \right)^{-1} = 0,84$$

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

$$t_i = t_{\delta,\zeta} + \frac{Q_I 10^3}{\tilde{\eta} q_{\dot{a}_i}} = 5 + \frac{3,17 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 21,33} = 40,46 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{22} = Q_{\dot{A}\dot{A}\dot{I} \max} - Q_I = 4,92 - 3,17 = 1,75 \text{ МВт}$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$= \frac{1,7 \cdot 2,53^2 \cdot 21,33}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,53^2 \cdot \left(\frac{(77,75 - 40,46) \cdot 4,19 \cdot 21,33}{2,94 \cdot 10^3} - 0,35\right)}\right]^2} = 10,54 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2\tilde{a}} = \tau_{01} - \frac{Q_{22} 10^3}{G_{II} c} = 77,75 - \frac{1,75 \cdot 10^3}{10,54 \cdot 4,19} = 38,21 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o_{max}} = 10,54 + 68,73 = 79,26 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{\tilde{m}} = \frac{G'_{o_{max}}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2\tilde{a}} = \frac{68,73}{79,26} \cdot 48,34 + \frac{10,54}{79,26} \cdot 38,21 = 46,99 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = \tilde{n} \varepsilon_1 G_I (\tau_{\tilde{m}} - t_{\tilde{o},\zeta}) = 4,19 \cdot 0,84 \cdot 21,33 \cdot (46,99 - 5) = 3,15 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_1 = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\tilde{o}_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\tilde{o}_I}} \right]} \right)^{-1} =$$

$$= \left(0,35 \frac{21,33}{80,43} + 0,65 + \frac{1}{1,16} \sqrt{\left[\frac{21,33}{80,43} \right]} \right)^{-1} = 0,84$$

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

$$t_{\tilde{i}} = t_{\tilde{o},\zeta} + \frac{Q_I 10^3}{\tilde{n} q_{\tilde{a}_i}} = 5 + \frac{3,15 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 21,33} = 40,7 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{22} = Q_{\tilde{A}\tilde{A}\tilde{i}} \text{ max} - Q_I = 4,92 - 3,15 = 1,77 \text{ МВт}$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$= \frac{1,7 \cdot 2,53^2 \cdot 21,33}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,53^2 \cdot \left(\frac{(77,75 - 40,7) \cdot 4,19 \cdot 21,33}{1,77 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 10,61 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (10,61 \leq \frac{Q_{22} 10^3}{(\tau_{01} - t_i) c} = 11,71)$$

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

$$\tau_{2\tilde{a}} = \tau_{01} - \frac{Q_{22} 10^3}{G_{II} c} = 77,75 - \frac{1,77 \cdot 10^3}{11,71 \cdot 4,19} = 41,73^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{o_{max}} = 11,71 + 68,73 = 80,43 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{\tilde{m}} = \frac{G'_{o_{max}}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2\tilde{a}} = \frac{68,73}{80,43} \cdot 48,34 + \frac{11,71}{80,43} \cdot 41,73 = 47,38^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = \tilde{n} \varepsilon_2 G_I (\tau_{\tilde{m}} - t_{\delta, \zeta}) = 4,19 \cdot 0,84 \cdot 21,33 \cdot (47,38 - 5) = 3,19 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{21,33}{80,43} + 0,65 + \frac{1}{1,16} \sqrt{\left[\frac{21,33}{80,43} \right]} \right)^{-1} = 0,84$$

Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_i = t_{\delta, \zeta} + \frac{Q_I 10^3}{\tilde{n} q_{\tilde{a}_i}} = 5 + \frac{3,19 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 21,33} = 40,7^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{22} = Q_{\tilde{A}\tilde{A}\tilde{I} \max} - Q_I = 4,92 - 3,19 = 1,73 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{\tilde{m}} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 47,38 - \frac{3,19 \cdot 10^3}{80,43 \cdot 4,19} = 37,19^\circ\text{C}$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						22
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

1.3.2.25. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{\text{ААі}} = \frac{Q_{\text{ААі}}^{\text{н\ddot{a}\delta}} \cdot 10^3}{(\tau_{01}^m - 30) \cdot \eta} = \frac{1,31 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 7,82 \text{ кг/с.}$$

1.3.2.26. Зводимо 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					літо
		$t_{3.0}$ -23 °C	t_3 -10 °C	$t_3^{\text{сеп.опал}}$ -2,1 °C	$t_{3.3}$ +0,8 °C	$t_{3\text{пк}}$ +8 °C	
τ_{02}	°C	70,00	57,00	48,34	44,95	44,95	70
τ_{22}	°C	58,81	48,23	41,73	44,95	44,95	30
t_n	°C	57,46	47,16	40,70	39,95	39,95	60
$\tau_{\text{см}}$	°C	69,87	56,33	47,38	44,95	44,95	-
τ_2	°C	53,78	44,25	37,91	36,26	36,26	-
$G_{\text{ГВП}}$	кг/с	0,76	5,51	11,43	17,07	17,07	7,82

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

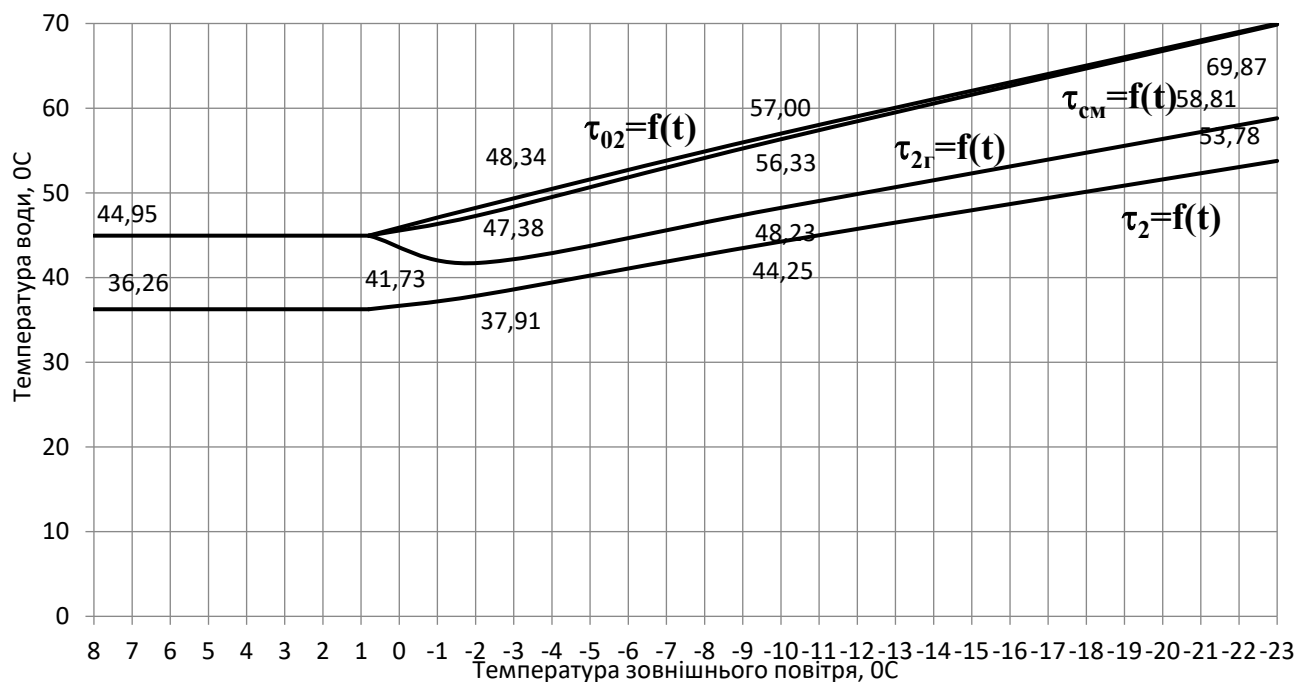




Рис. 1.5 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря

1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію
За наявності “зрізки” температурного графіка виділяю три характерних діапазони.

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

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

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

$$\frac{(130 + \tau_{2\hat{a}}) - (18 + (-23))}{(97,98 + 57) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{97,98 - 57}{130 - \tau_{2\hat{a}}} \right)^{0,15} = 1$$

де τ_{01}'' - температура мережної води у подавальному трубопроводі при $t_{зовн.вент.}$; τ_{2e}'' - температура води після калориферів при $t_{3.в.}$, °C.

Методом підбору знаходимо $\tau_{2\hat{a}} = 32,5$ °C.

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

$$G_{\hat{a}} = \frac{Q_{\hat{a}} 10^3}{\tilde{n}(\tau_{01} - \tau_{2\hat{a}})} = \frac{2,07 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (130 - 32,5)} = 5,08 \text{ кг/с}$$

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

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

$$\tau_{2\hat{a}} = \tau_{i1} - (\tau_{01}'' - \tau_{2\hat{a}}'') \frac{t_{\hat{a}.\delta} - t_{\zeta}}{t_{\hat{a}.\delta} - t_{\zeta.\hat{a}}} = 70 - (97,98 - 57) \cdot \frac{18 - 0,8}{18 - (-10)} = 44,83 \text{ °C}$$

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

$$G_{\hat{a}}'' = \frac{Q_{\hat{a}} 10^3}{\tilde{n}(\tau_{01} - \tau_{2\hat{a}})} = \frac{1,42 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (77,75 - 44,83)} = 8,25 \text{ кг/с}$$

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						24
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$t_3, ^\circ\text{C} \quad \frac{(\tau_{01}''' + \tau_{2B}) - (t_{B,p} - t_{3ПК}) \left(\frac{\tau_{01}'' - \tau_{2B}''}{\tau_{01}''' - \tau_{2B}''} \right)^{0,15}}{(\tau_{01}'' + \tau_{2B}'') - (t_{B,p} - t_{3,B}) \left(\frac{\tau_{01}''' - \tau_{2B}''}{\tau_{01}''' - \tau_{2B}''} \right)^{0,85}} = 1,$$

$$\frac{(70 + \tau_{2\hat{a}}) - (18 + 8)}{(97,78 + 57) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{97,78 - 57}{70 - \tau_{2\hat{a}}} \right)^{0,15} = 1$$

$$\left(\frac{18 - 8}{18 - (-10)} \right)^{0,85}$$

Методом підбору знаходимо $\tau_{2\hat{a}} = 19,3 \text{ } ^\circ\text{C}$.

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

$$G_{\hat{a}} = \frac{Q_{\hat{a}} 10^3}{\tilde{n}(\tau_{01} - \tau_{2\hat{a}})} = \frac{0,51 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 19,3)} = 2,38 \text{ кг/с}$$

1.3.3.7. Зводимо 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				
		$t_{3,0}$ -23 °C	t_3 -10 °C	$t_3^{сер.опал}$ -2,1 °C	$t_{3,3}$ +0,8 °C	$t_{3ПК}$ +8 °C
τ_1	°C	130,00	97,98	77,75	70,00	70,00
τ_{02}	°C	70,00	57,00	48,34	44,95	44,95
$\tau_{2\hat{e}}$	°C	32,50	57,00	48,34	44,95	19,30
$G_{\hat{e}}$	кг/с	5,08	8,25	8,25	8,25	2,38

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

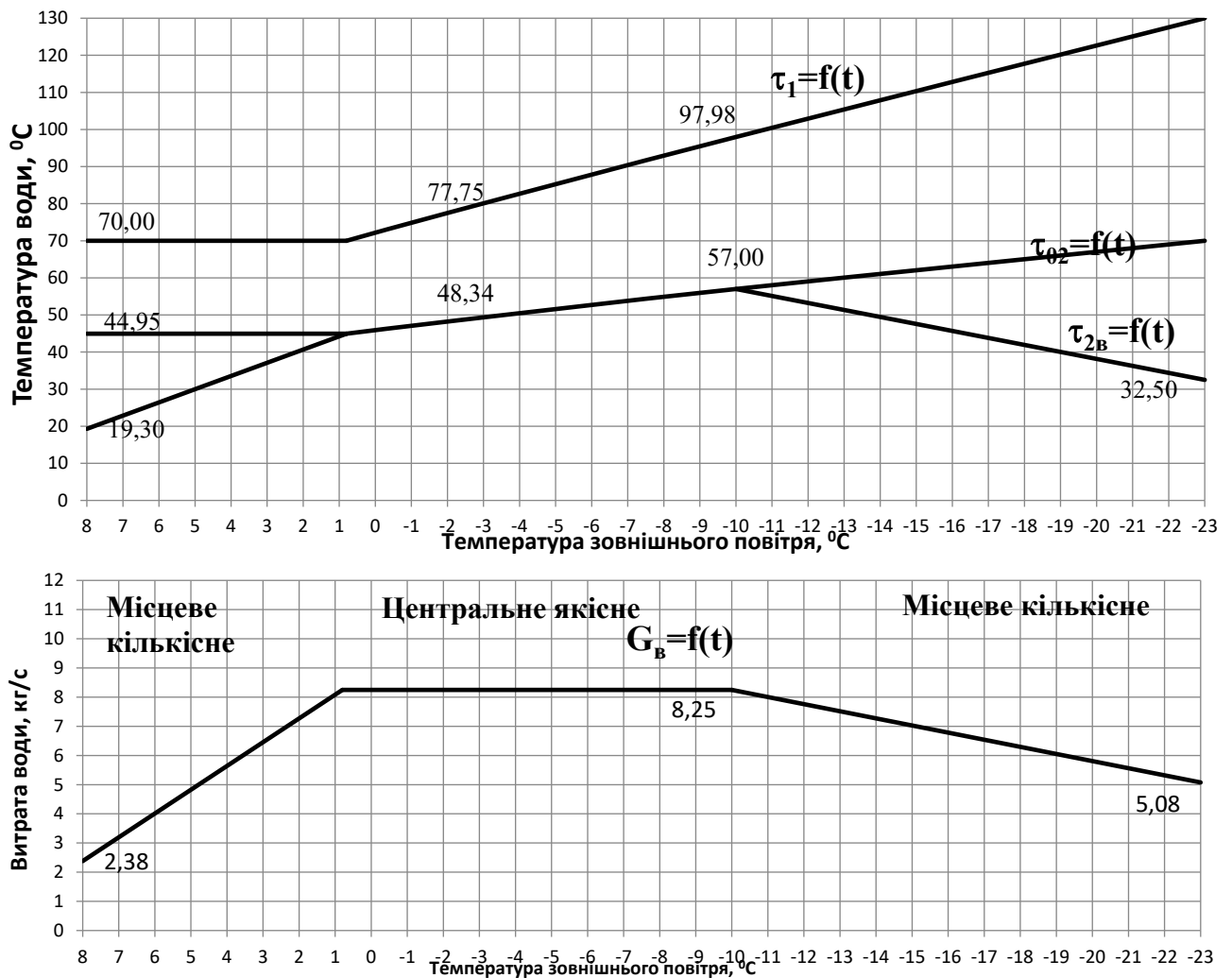


Рис. 1.6 Графіки залежності витрати мережної води на вентиляцію і температури мережної води після калориферів від температури зовнішнього повітря

1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИ ТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{Omax} = \frac{Q'_{Omax} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{17,28 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (130 - 70)} = 68,73 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

$$G_{\hat{a}max} = \frac{Q_{\hat{a}max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{2\hat{a}})} = \frac{2,07 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (130 - 32,5)} = 5,08 \text{ кг/с}$$

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

$$G_{\hat{A}\hat{I}}^{\hat{n}\hat{a}\hat{d}} = \frac{Q'_{\hat{A}\hat{I}} 10^3}{c(\tau'_{i1} - \tau'_{i2})} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{2,05 \cdot 10^3}{4,19(70 - 44,95)} \cdot \frac{55 - (44,95 - 5)}{55 - 5} = 5,87 \text{ кг/с}$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		26

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

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

$$G_{AAI}^{max} = \frac{0,55 Q_{AAI}^{max} 10^3}{c(\tau_{i1}''' - \tau_{i2}''')} = \frac{0,55 \cdot 4,92 \cdot 10^3}{4,19(70 - 44,95)} = 25,76 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{o\max} + G'_{a\max} + \hat{E}_{\zeta} G_{AAI}^{\hat{n}\hat{a}\hat{o}} = 68,73 + 5,08 + 1,2 \cdot 5,87 = 80,85 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G'_e = \frac{Q_{AAI}^{\hat{n}\hat{a}\hat{o}} \hat{E} 10^3}{(\tau_{o1}''' - 30)\hat{n}} = \frac{1,31 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 7,82 \text{ кг/с}$$

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

Таблиця 1.7

Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія для максимально зимового режиму, кг/с					
	$G'_{o\max}$	$G'_{e\max}$	$G_{ГВП}^{сер}$	$K_3 \cdot G_{ГВП}^{сер}$	G'	$G'_л$
1	2,70	0,20	0,24	0,29	3,18	0,32
2	1,92	0,14	0,17	0,20	2,26	0,23
3	1,79	0,13	0,16	0,19	2,12	0,21
4	1,83	0,14	0,16	0,20	2,16	0,22
5	1,40	0,10	0,12	0,15	1,65	0,17
6	1,42	0,10	0,10	0,12	1,64	0,14
7	1,33	0,10	0,10	0,12	1,54	0,13
8	1,06	0,08	0,08	0,09	1,23	0,10
9	1,28	0,09	0,09	0,11	1,48	0,12
10	1,26	0,09	0,09	0,11	1,47	0,12
11	2,12	0,16	0,19	0,23	2,50	0,25
12	0,57	0,04	0,05	0,06	0,67	0,07
13	0,67	0,05	0,06	0,07	0,80	0,08
14	2,66	0,20	0,24	0,28	3,14	0,32
15	2,41	0,18	0,21	0,26	2,84	0,29
16	3,98	0,29	0,35	0,43	4,70	0,47
17	1,44	0,11	0,13	0,15	1,70	0,17
18	2,77	0,20	0,25	0,30	3,27	0,33
19	2,70	0,20	0,20	0,24	3,13	0,26

20	3,34	0,25	0,24	0,29	3,88	0,33
21	2,81	0,21	0,21	0,25	3,26	0,27
22	9,88	0,73	0,88	1,05	11,66	1,17
23	0,91	0,07	0,08	0,10	1,08	0,11
24	0,66	0,05	0,06	0,07	0,78	0,08
25	3,11	0,23	0,28	0,33	3,67	0,37
26	2,86	0,21	0,25	0,31	3,38	0,34
27	9,86	0,73	0,88	1,05	11,65	1,17
всього	68,73	5,08	5,87	7,05	80,85	7,82

1.5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЧАСТИНИ 2 ПРОЕКТА

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

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

$$= \frac{68,73 + 0,76}{68,73 + 0,76 + 5,08} \cdot 53,78 + \frac{5,08}{68,73 + 0,76 + 5,08} \cdot 32,5 = 52,33 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$= \frac{68,73 + 17,07}{68,73 + 17,07 + 8,25} \cdot 36,26 + \frac{8,25}{68,73 + 17,07 + 8,25} \cdot 44,95 = 37,02 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

Таблиця 1.8

Загальні вихідні дані для Ч.2 проекту

№ п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Харків		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	τ_1/τ_2	$^\circ\text{C}/^\circ\text{C}$	130/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	$^\circ\text{C}$	-23,00	0,8	15-30
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	17,28	7,25	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	4,92	4,92	1,31
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	2,07	0,87	-

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		28

8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{жр}^{рік}$	ГДж/рік	201060,97		
9	Теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{п.п}$	МВт	10	10	10
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	84000		
12	Температура “прямої” мережної води	t_1	°С	130,00	70,00	70,00
13	Температура “зворотної” мережної води	t_2	°С	52,33	37,02	30,00
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	кг/с	74,56	94,05	7,82
			т/ год	268,42	338,56	28,16
15	Убуток води в тепломережі	$G_{уб.тм}$	т/ год	15,0	15,0	1,0
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	G_2	т/ год	253,42	323,56	27,16
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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						29
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

2.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ТЕПЛООВОГО РОЗРАХУНКУ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

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

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

Примітка:

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

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

МЗ: 24,27= 24,32 (Висновок – результати для режиму МЗ - взаємоузгоджені)

ТЗ: 13,03= 13,03 (Висновок – результати для режиму ТЗ - взаємоузгоджені)

Л: 1,31= 1,31 (Висновок – результати для режиму Л - взаємоузгоджені)

2.1.1 Вихідні дані для теплового розрахунку котельні представляю в таблиці 2.1:

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплостачання житлово-промислового району №3 в м. Харків</i> РОЗДІЛ 2	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Юськевич А.І.							30
Перевірив	Бойко В.О.							
Рецензув.						ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив	Петренко В.П.							

Таблиця 2.1

Вихідні дані для теплового розрахунку котельні

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

00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ

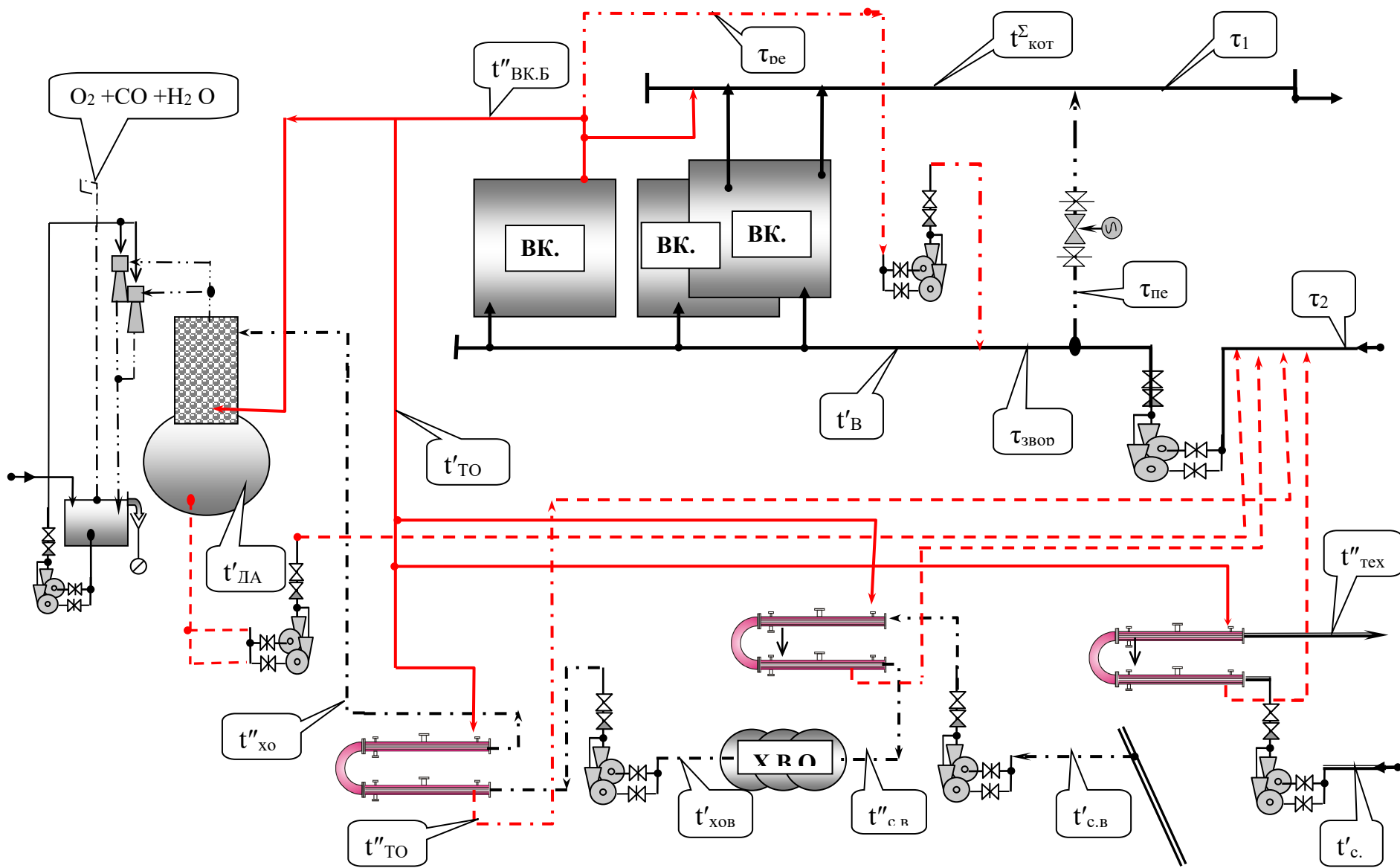
Арк.

31

Змін. Арк. № документа Підпис Дата

2.2. ФОРМУВАННЯ ПРИНЦИПОВОЇ СХЕМИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНІ

Рис 2.1 принципова теплотехнологічна схема котельні у відповідності до встановлених технічних рішень, щодо направлення потоків енергоносіїв.



2.3. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{ЖР}$	=	25,48	25,48		
$\sum Q_{ЖР}$	=	13,69		13,69	
$\sum Q_{ЖР}$	=	1,38			1,38

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

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

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

$$G_{DA}^{підж} = G_{убут}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{DA}^{підж}$	=	15,00	15,00		
$G_{DA}^{підж}$	=	15,00		15,00	
$G_{DA}^{підж}$	=	1,00			1,00

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

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

та формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{DA}^{гр.в}$	=	3,55	3,55		
$G_{DA}^{гр.в}$	=	3,55		3,55	
$G_{DA}^{гр.в}$	=	0,24			0,24
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
Q_{DA}	=	0,35	0,35		
Q_{DA}	=	0,35		0,35	
Q_{DA}	=	0,02			0,02

2.3.9. Визначаю витрату води з деаератора – G''_{DA} , т/год, за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G"ДА	=	18,40	18,40		
G"ДА	=	18,40		18,40	
G"ДА	=	1,23			1,23

2.3.10. Визначити витрату хімоочищеної води, що надходить в деаератор – G_{хов}, т/год, за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G _{хов}	=	15,15	15,15		
G _{хов}	=	15,15		15,15	
G _{хов}	=	1,01			1,01

2.3.11 Визначаю витрату сирі води для підживлення – G_{с.в.}, т/год, за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G _{с.в.}	=	18,18	18,18		
G _{с.в.}	=	18,18		18,18	
G _{с.в.}	=	6,06			6,06

2.3.12. Визначаю теплову потужність підігрівника сирі води (ПСВ) – Q_{псв}, МВт, та витрату грійної води на ПСВ – G_{псв}, т/год, відповідно,
- за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
QПСВ	=	0,32	0,32		
QПСВ	=	0,32		0,32	
QПСВ	=	0,04			0,04
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
ГПСВ гр.в.	=	3,21	3,21		
ГПСВ гр.в.	=	3,21		3,21	
ГПСВ гр.в.	=	0,36			0,36

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

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

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
QПХВ	=	0,62	0,62		
QПХВ	=	0,62		0,62	
QПХВ	=	0,21			0,21
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
ГПХВ гр.в.	=	6,25	6,25		
ГПХВ гр.в.	=	6,25		6,25	
ГПХВ гр.в.	=	2,12			2,12

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

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

- за формулою:

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

- за формулою:

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						36
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Результати визначення наводжу у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14

Визначення результата					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
G техн.в.	=	95,24			95,24		
G техн.в.	=	95,24				95,24	
G техн.в.	=	107,14					107,14
Визначення результата					Значення для режимів, МВт		
					МЗ	ТЗ	Л
QПТВ	=	10,00			10,00		
QПТВ	=	10,00				10,00	
QПТВ	=	10,00					10,00
Визначення результата					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
GПТВ гр.в.	=	100,84			100,84		
GПТВ гр.в.	=	100,84				100,84	
GПТВ гр.в.	=	100,84					100,84

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

Визначення результата					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	113,85			113,85		
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	113,85				113,85	
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	103,55					103,55

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.16.

Таблиця 2.16

Визначення результата					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	56,60			56,60		
Тзвор	=	44,98				44,98	
Тзвор	=	57,78					57,78

2.3.17. Визначаю 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:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.17.

Таблиця 2.17

Визначення результату		Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	36,68		
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=		24,89	
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=			11,63

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.18

Таблиця 2.18

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результату
ТИП		КВ-ГМ-10
Q вк. ном.	МВт	11,6
G вк. ном	т/год	123,5
η вк. ном	%	92,5
t' вк. ном	°С	150
t'' вк. ном	°С	70

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

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

*) Примітка

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19

Визначення результату		Значення для режимів, шт		
		МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	3,91		
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=		3,00	
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=			1,00

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

$$N_{\text{ВК.Б}} = 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.Б}}$	=	1,00	1,00		
$N_{\text{ВК.Б}}$	=	1,00		1,00	
$N_{\text{ВК.Б}}$	=	1,00			1,00

2.3.21. Визначаю 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 наводжу у таблиці 2.21

Таблиця 2.21

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.З}}$	=	3,00	3,00		
$N_{\text{ВК.З}}$	=	2,00		2,00	
$N_{\text{ВК.З}}$	=	0,00			0,00

2.3.22. Визначаю 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 2.22

Таблиця 2.22

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

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

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

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

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

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

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

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

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

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						39
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$G_{\text{ВК.Б}} = \sum Q_{\text{КОТ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t''_{\text{ВК.Б}} - t'_{\text{ВК.Б}})]$, т/ч
 Результати визначення наводжу у таблиці 2.23

Таблиця 2.23

Визначення результату				Значення для режимів			
				МЗ	ТЗ	Л	
Q _{ВК.Б}	=	11,60	4	котла	11,60		
t' _{ВК.Б}	=	70,00			70,00		
t'' _{ВК.Б}	=	150,00			150,00		
G _{ВК.Б}	=	123,50			123,50		
Визначення результату				Значення для режимів			
				МЗ	ТЗ	Л	
Q _{ВК.Б}	=	11,60	3	котла		11,60	
t' _{ВК.Б}	=	70,00				70,00	
t'' _{ВК.Б}	=	150,00				150,00	
G _{ВК.Б}	=	123,50				123,50	
Визначення результату				Значення для режимів			
				МЗ	ТЗ	Л	
Q _{ВК.Б}	=	11,53	1	котла			11,53
t' _{ВК.Б}	=	70,00					70,00
t'' _{ВК.Б}	=	150,00					150,00
G _{ВК.Б}	=	123,5					123,5

2.3.24. Визначаю 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 наводжу у таблиці 2.24.

Таблиця 2.24

Визначення результату				Значення для режимів, МВт			
				МЗ	ТЗ	Л	
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	=	25,08			25,08		
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	=	13,29				13,29	
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	=	0,03					0,03

2.3.25. Визначаю 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 наводжу у таблиці 2.25.

Таблиця 2.25

Визначення результату				Значення для режимів, МВт			
				МЗ	ТЗ	Л	
Q _{ВК.З}	=	8,36			8,36		
Q _{ВК.З}	=	6,64				6,64	
Q _{ВК.З}	=						

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

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

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

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

$$G_{ВК.З} = G_{ВК.НОМ}$$

- для Л режиму (за відсутності такого котла):

$$G_{ВК.З} = 0,0$$

Результати визначення навести у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26

Визначення результата		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{ВК.З}$	=	89,58		
$G_{ВК.З}$	=	123,50	123,50	
$G_{ВК.З}$	=			

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.27.

Таблиця 2.28

Визначення результата		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum G_{ВК}$	=	392,24		
$\sum G_{ВК}$	=	370,50	370,50	
$\sum G_{ВК}$	=			

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.29.

Таблиця 2.29

Визначення результата		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$t''_{ВК.З}$	=	150,00		
$t''_{ВК.З}$	=	116,11	116,11	
$t''_{ВК.З}$	=			

2.3.28. Визначаю витрату води в рециркуляційному трубопроводі – $G_{РЕЦ}$, т/год, для трьох режимів за формулою:

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

2.4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

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

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

Результати визначення наводжу у табл. 2.34.

Таблиця 2.34

Визначення результату			Значення для режимів, тис м3/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$V_{\text{КОТ}}$	=	4,27	4,27		
$V_{\text{КОТ}}$	=	2,90		2,90	
$V_{\text{КОТ}}$	=	1,36			1,36

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

$$\Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} = W_{\text{нас.рец}} + W_{\text{нас.тм}} + W_{\text{нас.підж}} + W_{\text{техн.води}} + W_{\text{нас.св}} + W_{\text{нас.хв}} + \Sigma W_{\text{ВД}} + \Sigma W_{\text{Д}} + W_{\text{освітл}} = 11+75+7,5+22+2,2+3+4 \cdot 11+4 \cdot 30=285 \text{ кВт}$$

де:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{год}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 1 \cdot K_{\tau}^{\text{год}} = 285 \cdot 1 \cdot 0,8 = 228 \text{ кВт·год/год}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 24 \cdot K_{\tau}^{\text{доб}} = 285 \cdot 24 \cdot 0,75 = 5130 \text{ кВт·год/добу}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 8760 \cdot K_{\tau}^{\text{рік}} = 285 \cdot 8760 \cdot 0,65 = 1622790 \text{ кВт·год/рік}$$

де:

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						43
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

2.4.4. Визначаю для МЗ режима середньогодинні питомі витрати природного газу – $(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$, м³/МВт, та умовного в палива – $(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$, кг у.п./МВт в котельній з відпущеної теплової енергії за формулами:

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.35.

Таблиця 2.35

Визначення результата	Значення для режимів, кг у.п./МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}} = 33,47$ м ³ /ГДж	33,47	34,01	33,09
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п.}} = 38,49$ кг у.п./ГДж	38,49	39,12	38,05

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

$$e_{e/e}^{\text{відп}} = \Sigma W^{\text{доб}} / (\Sigma Q_{\text{Т/Ф}} \cdot 24) = 5130 / (31,25 + 12) \cdot 24 = 4,9$$

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

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

$$C_Q = (38,26 / 1,15) \cdot 9000 \cdot 10^{-3} + 4,9 \cdot 0,9 + 30,0 = 339,6 \text{ грн/ГДж}$$

2.4.7 Формую висновок щодо енергоефективності проектної котельні.

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

Основні результати розрахунку зводжу в таблицю 2.36.

Таблиця 2.36

Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами

№ п.п	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Числове значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7
1	$t_{\text{зовн}}$	Температура зовнішнього повітря	°С	-23	+0,8	+15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	25,48	13,69	1,38

3	$Q_{п.п}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	10,0	10,0	10,0
4	$\Sigma Q_{кот}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	36,68	24,89	11,63
5	t_1	Температура мережної води в "прямій" магістралі на виході з котельні	°С	130°	70°	70°
6	t_2	Температура води в "зворотній" магістралі на вході в котельню	°С	52,33	37,02	30,00
7	$t_{звор}$	Температура води в "зворотній" магістралі на вході в мережні насоси	°С	56,6	44,98	57,78
8	G_1	Витрата води в "прямій" магістралі на виході з котельні	т/год	268,42	338,56	28,16
9	$G_{убут}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15	15	1
10	G_2	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	253,42	323,56	27,16
11	$G_{рец}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	56,29	88,26	
12	$G_{пер}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	57,48	185,43	
13	$N_{ВК.ВСТ}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	4	4	4
14	$N_{ВК.Р}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	4	3	1
15	$N_{ВК.Б}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) режимі	од	1	1	1
16	$N_{ВК.З}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	3	2	0
17	$V_{кот}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м ³ / год	4,27	2,9	1,36
18	$(b_{т\text{ відп}})_{газ}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м ³ / ГДж	33,47	34,01	33,09
19	$(b_{т\text{ відп}})_{у.п}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п / ГДж	38,49	39,12	38,05

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						45
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

20	ΣW_{BK}	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	КВт	285	285	212
21	$\epsilon_e/\epsilon^{доб}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	4,9	4,9	3,1
22	$\text{Ц}_{\text{Палив}}$	Вартість природного газу	грн./тис. м ³	9000	9000	9000
23	$\text{Ц}_{E/E}$	Вартість електроенергії	грн./кВт.год	1,68	1,68	1,68
24	C_Q	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./ГДж	339	339	293

2.5. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

2.5.1. Вибір водогрійних котлів

У відповідності до рекомендацій та розрахунків до встановлення приймаємо 4 котли. Визначену інформацію по водогрійним котлам наводжу в таблиці 2.37.

Таблиця 2.37

№ п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	2	3	4	5	6
1	Тип ВК	Типорозмір водогрійного котла		За інформаційними листами заводів виробників	КВ-ГМ-10
2	$Q_{BK.NOM}$	Номінальна теплова потужність котла	МВт(т)	З паспорта котла	11,6
3	$G_{BK.NOM}$	Номінальна витрата води на котел	т/год	«--»	123,5
4	$V_{BK.NOM}$	Номінальна витрата природного газу на котел	тис. м ³ /год	«--»	1,26
5	$\Delta p'_{BK.NOM}$	Номінальний гідравлічний опір котла	атм	«--»	1,5
6	$\Delta p''_{BK.NOM}$	Номінальний аеродинамічний опір котла	мм.вд.ст	«--»	44
7	$t'_{BK.NOM}$	Номінальна температура води на вході в котел	°С	«--»	70
8	$t''_{BK.NOM}$	Номінальна температура води на виході з котла	°С	«--»	150
9	$\eta_{BK.NOM}$	Номінальний ККД котла	од.	«--»	0,925

2.5.2. Вибір рециркуляційних насосів

2.5.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}}$, м вд.ст, на базі визначених мак-

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						46
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

симальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції – $G_{РЕЦ}=88,26$ т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції – $\Delta H_{РЕЦ}$.

2.5.2.2. Визначаю число робочих рециркуляційних насосів – $N_{нас.рецир}^{роб}$, шт, за формулою:

$$N_{нас.рецир}^{роб} = G_{РЕЦ}^{Т.З} / Q_{нас.рецир}^{ном} = 88,26/90 = 0,98$$

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.

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

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

2.5.2.4. Блок параметрів по насосам рециркуляції наводжу в табл. 2.38.

Таблиця 2.38

Характеристика насосів рециркуляції

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса рециркуляції	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NBGE 100-80-160/177		NBE 32-125.1/140
2	$Q_{н. рецир}^{ном}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	90		19
3	$H_{н. рецир}^{ном}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	20		20
4	$N_{н. рецир}^{ном}$	Номінальна потужність насоса	кВт(є)	“ – “	11		2,2
5	$\eta_{н. рецир}^{ном}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,86		0,67

2.5.3. Вибір циркуляційних насосів теплової мережі (мережних насосів).

Передбачаємо до встановлення як мережних насосів відцентрові насоси типу Д.

2.5.3.1. Здійснюю вибір типорозміру мережних насосів, його номінальної подачі – $Q_{нас.мер}^{ном}$, м³/год, та напору – $H_{нас.мер}^{ном}$, м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) витрати води через трубопровідну систему “Котельна – Тепломережа” – $G_1=339$ т/год, та опору трубопровідної системи – $\Delta H_{мер}$ та статичного напору тепломережі. Число робочих мережних насосів – $N_{нас.мер}^{роб}$, шт, становить — 1.

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

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

2.5.3.3. Блок параметрів по мережним насосам наводжу в табл. 2.39.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						47
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Характеристика мережних насосів.

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір мережного насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 100-200/219		NBE 32-200/216
2	$Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	340	37	
3	$H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	55	55	
4	$N_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	75	11	
5	$\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,84	0,63	

2.5.4. Вибір внутрішньо-котельних насосів**5.4.1. Вибір насосів сирії води**

2.5.4.1.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів сирії води, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення – $G_{\text{с.в}}=18,18$ т/год, та опору трубопровідної системи – ΔH .

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

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

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення Число робочих насосів – $N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}}$, шт, становить — 1.

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

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

2.5.4.1.4. Блок параметрів по насосам сирії води наводжу в табл. 2.40.

Характеристика насосів сирі води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 32-160.1/177		
2	$Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	20		
3	$H_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	35		
4	$N_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	7,5		
5	$\eta_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,67		

2.5.4.2. Вибір підживлювальних насосів

2.5.4.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення – $G_{\text{під}}=15$ т/год, опору трубопроводної системи – ΔH (не вище 40 м.вд.ст.) та статичного напору.

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

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

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення Число робочих насосів – $N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}}$, шт, становить — 1.

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

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

2.5.4.2.4. Блок параметрів по насосам наводжу в табл. 2.41.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						49
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Характеристика підживлювальних насосів

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

2.5.4.3. Вибір насосів технологічної води

2.5.4.3.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для потреб промислового підприємства – $G_{\text{тех}}=114$ т/год та опору трубопроводної системи – ΔH .

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

$$N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}} = G_{\text{тех}} / Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}} = 114/115 = 0,97 \quad *)$$

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення Число робочих насосів – $N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}}$, шт, становить — 1.

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

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

2.5.4.3.4. Блок параметрів по насосам технологічної води наводжу в табл. 2.42.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						50
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Характеристика насосів технологічної води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа завода-виробника	NB 50-160/165		
2	$Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	114		
3	$H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	45		
4	$N_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	22		
5	$\eta_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,8		

2.5.4.4. Вибір насосів хімоочищеної води

2.5.4.4.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати хімоочищеної води для підживлення – $G_{\text{хов}}=15,15$ т/год, та опору трубопроводної системи – ΔH .

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

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

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення. Число робочих мережних насосів – $N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}}$, шт, становить — 1.

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

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

2.5.4.4.4. Блок параметрів по насосам сирі води наводжу в табл. 2.43.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						51
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.43

Характеристика насосів хімоочищеної води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа завода-виробника	NKE 32-160.1/167		
2	$Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	16		
3	$H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	25		
4	$N_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,59		

2.5.5. Вибір деаераторів водогрійної котельні

Загальноприйнятими рішеннями для водогрійних котельних є встановлення для деаерації води не менше двох деаераторів вакуумного типу з охолодником випару для кожного. До встановлення обираємо 2 деаератори ДВ-25. Блок параметрів наводжу в таблиці 2.44.

Таблиця 2.44

Характеристика деаераторів водогрійної котельні

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

2.5.6. Вибір підігрівників

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

2.5.6.1. Підігрівник сирій води

2.5.6.1.1. Теплове навантаження підігрівника сирій води $Q_{\text{ПСВ}}=0,32$ МВт;

2.5.6.1.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

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

2.5.6.1.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{ПСВ}} / \Delta t \cdot K = 320000 / 105 \cdot 2500 = 2,3 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо секційний підігрівник ПВ-114х4. Площа поверхні теплообміну однієї секції — $F=3,58 \text{ м}^2$, довжина трубки — 4 м, загальна кількість труб — 19.

5.6.2. Підігрівник хімоочищеної води

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

2.5.6.2.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

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

2.5.6.2.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

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

K — коефіцієнт теплопередачі.

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

2.5.6.3. Підігрівник технологічної води

2.5.6.3.1. Теплове навантаження підігрівника технологічної води $Q_{\text{тех}}=10$ МВт;

2.5.6.3.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_{\text{г}} - \Delta t_{\text{м}}) / \ln(\Delta t_{\text{г}} / \Delta t_{\text{м}}) = (60 - 55) / \ln(60 / 55) = 57,46 \text{ } ^\circ\text{C}$$

2.5.6.3.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 1000000 / 57,46 \cdot 2500 = 9,5 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо секційний підігрівник ПВ-273-2. Площа поверхні теплообміну однієї секції — $F=10,28 \text{ м}^2$, довжина трубки — 2 м, загальна кількість труб — 109, кількість секцій — 1.

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						53
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Рекомендоване тягодуттєве обладнання

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

РОЗДІЛ III. Охорона праці

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

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

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

3.1. Виробнича санітарія

При плануванні приміщення враховуються:

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

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

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

3.1.1. Мікроклімат та чистота повітря виробничого середовища

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

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

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

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

CH_4 (300 мг/м^3 , клас небезпечності IV), CO (20 мг/м^3 , клас небезпечності IV), CO_2 (ГДК 9000 мг/м^3 , клас небезпечності IV), сполуки азоту (ГДК 5 мг/м^3 , клас небезпечності II).

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Харків</i> Охорона праці	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Юськевич А.І						55
Перевірив		Бойко В.О.						
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						
						ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		

Періодичність контролю вмісту шкідливих речовин складає:

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

Методи визначення шкідливих речовин у повітрі:

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

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

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

3.2. Виробниче випромінювання

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

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

Нормальними умовами, що відповідають санітарно-гігієнічним нормам, вважають такі, за яких інтенсивність опромінення працівників інфрачервоними променями не перевищує: 35 Вт/м² при опромінюванні більше 50 % тіла.

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

3.3. Шум на виробництві

Робота котлових установок супроводжується шумом.

Класифікація шумів за походженням:

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

Класифікація шумів за частотою:

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

Основними фізичними характеристиками звуку є: частота f (Гц), звуковий тиск P (Па), інтенсивність або сила звуку I (Вт/м²).

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						56
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

Рівень шуму у виробничому цеху не повинен перевищувати 80 дБ.

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

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

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

3.4. Виробнича вібрація

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

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

Основними характеристиками (параметрами) вібрації є частота гармонічного коливального руху (Гц), віброшвидкість (м/с) та віброприскорення (м/с²), рівень вібрації (дБ).

Порогові значення віброшвидкості становить $v_0=5 \times 10^{-8}$ м/с, а віброприскорення становить $a_0=3 \times 10^{-4}$ м/с².

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

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

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

3.5. Освітлення виробничих приміщень

Основними вимогами охорони праці до освітленості виробничих приміщень є:

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

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

В темні години доби використовується штучне освітлення.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		57

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

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

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

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

3.5. Техніка безпеки

3.5.1. Безпечна експлуатація технологічного устаткування

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

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

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

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

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

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

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		58

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

3.5.2. Безпечна експлуатація електроустаткування

Види електричних травм на виробництві:

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

Факторами, що зумовлюють небезпечне ураження електричним струмом, є:

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

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

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

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

Для забезпечення електробезпеки на виробництві передбачено спеціальні заходи і засоби захисту. До них належать, наприклад, недоступність струмопровідних частин обладнання; ізоляція струмоведучих частин з опором силового устаткування та освітлюючої апаратури $R_{i3} \geq 0,5$ МОм, заземлення опором $R_3 \leq 4$ Ом, швидкодіюче автоматичне захисне відключення; застосування низьких напруг ($U < 42$ В), використання засобів індивідуального захисту, проведення планово-попереджувальних ремонтів та профілактичних робіт устаткування, а також виробничих інструктажів з техніки безпеки.

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

3.6. Пожежна та вибухобезпека на виробництві

Основними причинами пожежі та вибуху в котельні є:

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						59
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

приміщень, розміщення технологічного обладнання та комунікацій; відхилення від правил експлуатації та ремонту обладнання, споживачів електроенергії та електромереж, порушення посадових інструкцій щодо пожежної безпеки; необережне поводження з вогнем та матеріалами, що легко запалюються).

2. технологічні (відносять роботу за несправним технологічним обладнанням чи при порушенні режимів технологічних процесів; використання горючих речовин, що не відповідають технологічним характеристикам обладнання, що використовується, та порушення режиму його експлуатації та зупинки, використання невідповідних ГОСТу змащувальних матеріалів).
3. причини пов'язані із застосуванням електрики (відносять використання електричного обладнання, що не відповідає категорії вибухо- та пожежо-безпеки, перевантаження мереж та електроустаткування, пошкодження ізоляції, поганий електричний контакт в місцях з'єднання контактів, відсутність захисту від статичної та атмосферної електрики).

За спалимістю речовини і матеріали поділяються на три групи:

Спалимі, важко спалимі, неспалимі.

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

Усі будівлі та споруди за вогнестійкістю класифікуються за V ступенями.

Заходи пожежної безпеки поділяються на 4 групи:

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

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

Будівля відділення ВОДОГРІЙНА КОТЕЛЬНЯ – відноситься до III класу пожежонебезпечної зони.

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

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

До первинних засобів гасіння пожежі відносять:

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4. Енергія з агропромислових залишків

Агропромислові залишки

Агропромислові тверді біопалива отримують з залишків переробки сільськогосподарської продукції в агропромисловому комплексі (при виробництві рослинних олій, на підприємствах з переробки сухих горіхів та ін.). Незважаючи на деяке локальне використання у старих традиційних приладах, багато з таких залишків ще декілька років тому вважалися екологічною проблемою, оскільки накопичувалися у величезних кількостях без належної обробки або утилізації.

Наприклад, 20-30 років тому оливкова макуха накопичувалася у лагунах, які вимивалися у водоносні горизонти, і, окрім місцевого використання в традиційних печах, у неї не було іншого застосування. Інші агропромислові залишки, такі як шкаралупа мигдалю, також використовувалися на місцевому рівні в традиційних печах, але підприємство з переробки горіхів здатне генерувати за малий проміжок часу занадто великі обсяги біомаси для такого напрямку застосування.

Різні агропромислові галузі виробляють різноманітні залишки, і майже всі вони можуть бути використані для біоенергетики чи інших напрямків. Однак, коли справа доходить до використання залишків як твердого біопалива, існують певні змінні показники, які звужують цей асортимент лише до кількох видів біомаси:

Вологість: багато агропромислових залишків мають високу вологість (вичавки, лушпайка тощо). Хоча спалювання таких фракцій можливо в спеціалізованих установках, їх частіше використовують як сировину для виробництва біогазу, отримання біовугілля або для годівлі тварин. Види біомаси, такі як лушпиння, шкаралупа, кісточки або інші, що мають відносно низький вміст вологи після процесу сушіння, можуть бути простіше використані як тверде біопаливо. Крім того, низький вміст вологи збільшує їх енергетичну щільність, що полегшує зберігання та транспортування.

Обсяги: одна з головних переваг агропромислового твердого біопалива полягає в тому, що воно виробляється у великих обсягах.

Але цей фактор впливає на двох рівнях:

Макрорівень (тобто країна, регіон).

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Харків Використання лушпиння соняшника, як альтернативного палива</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Юськевич А.І						61
Перевірив		Бойко В.О.						
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						
						ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		

Залишки, які найбільше використовуються сьогодні, розвинули ринки, оскільки в регіоні було зосереджено потужне виробництво. Наприклад, оливкові кісточки дуже часто застосовуються в біоенергетиці Іспанії, оскільки виробництво оливкової олії є масовим, і, очевидно, що рано чи пізно потрібно було знайти рішення щодо утилізації залишків її виробництва. Але є інші країни з невеликим виробництвом оливкової олії, у яких ринок оливкових кісточок ще зовсім не розвинений. У регіонах чи країнах із масовим виробництвом ще кілька років тому такі агропромислові залишки створювали проблеми, але тепер, із відповідним усвідомленням їх цінності та впровадженими технологіями, вони є економічним відновлюваним джерелом енергії.

Рівень підприємства. Важливо, щоб підприємство виробляло достатньо великі обсяги побічної продукції. Якщо обсяги малі, підприємству складно інвестувати у зміну технології або її вдосконалення, щоб валоризувати залишки або побічну продукцію. З іншого боку, підприємству важко забезпечити

споживання великих обсягів біомаси на місці, оскільки для цього іноді потрібні значні змінні і витрати, тому споживачі інвестують у невеликі енергоустановки.

Відсутність інших напрямки використання: зазвичай, якщо залишок використовується як тверде біопаливо, це відбувається тому, що неможливе інше використання або, принаймні, альтернативне використання не забезпечує споживання всього утвореного обсягу. Наприклад, багато залишків мають низький вміст білка та низьку поживну цінність, тому не придатні для використання як корм для тварин. Оливкові кісточки можуть застосовуватися косметичною промисловістю для виробництва скрабів, але ця ніша ринку потребує дуже невеликих обсягів даного виду біомаси. Якщо існує або розвивається більш вигідний альтернативний, неенергетичний ринок, виробники залишків можуть віддати йому перевагу.

Європа має значний потенціал агропромислових залишків, які можна використовувати як тверде біопаливо, через різноманітність сільськогосподарських культур, що вирощуються, та велику кількість переробних підприємств АПК. Такі країни як Іспанія, Італія та Греція виробляють оливкову олію, Росія та Україна – соняшникову олію, Туреччина – сухі горіхи; зазначені країни є світовими лідерами у виробництві відповідних видів продукції і, отже, лідерами за обсягами генерування залишків їх переробки.

Залежно від процесів, в результаті яких вони утворюються, тверді біопалива мають різні якісні показники. Залишки, що пройшли лише фізичну обробку (у більшості випадків – відділення), мають хороші паливні характеристики і придатні навіть для побутового використання в невеликих котлах або навіть печах. Це стосується оливкових кісточок, сухої горіхової шкаралупи, персикових кісточок тощо, коли потрібно лише «відрегулювати» їх вологість (або просто

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

захистити від опадів) і в деяких випадках змінити розмір часток для гомогенізації (видалити дрібні частинки, подрібнити великі частинки тощо). Види біомаси, отримані в результаті процесів екстракції олії (оливкова макуха, порошок виноградних кісточок), що зазнали хімічної екстракції гексаном і складаються, переважно, з вичавленої м'якоті плодів, зазвичай мають більшу зольність та інші несприятливі характеристики (наприклад, високий вміст хлору). Це робить їх непридатними для невеликих систем спалювання, тому перевага віддається промислового застосуванню.

Деякі агропромислові залишки вже мають досить розвинений ринок використання як у промисловому, так і у побутовому біоенергетичному обладнанні. Це стосується оливкової макухи та оливкових кісточок в Іспанії. Для інших залишків або країн – ситуація інша. Мета цього посібника – представлення інформації, досвіду та конкретних прикладів ряду країн щодо найсучасніших методів валоризації агропромислових залишків.

Як показано в посібнику, потенціал агропромислових відходів є великим; його утилізація може сприяти енергетичному переходу та досягненню ЄС цілей по декарбонізації 2030 та 2050 рр. економічно ефективним способом. Однак, для уникнення технічних та екологічних проблем, така агробіомаса має використовуватися у сучасному спеціалізованому енергообладнанні.

Залишки, побічна продукція чи відходи?

Часто такі терміни як «залишки», «відходи» або «побічні продукти» використовуються як синоніми для опису асортименту біомаси, що виробляється АПК. Важливо зазначити, що, принаймні в європейському правовому контексті, визначеному Рамковою директивою про відходи, ці терміни мають різні значення.

Продукт – це матеріал, який свідомо створюється в процесі виробництва.

Залишок виробництва – це матеріал, який навмисно не виробляється в процесі виробництва. Він може бути або не бути відходом.

Відходи – це будь-яка речовина або предмет, якої власник позбувається, має намір або зобов'язаний позбутися. Виробник відходів повинен виконувати конкретні юридичні зобов'язання.

Побічний продукт – це залишок виробництва, який не вважається відходом за умови виконання наступних умов:

- а) подальше використання речовини чи предмета є визначеним;
- б) речовину або предмет можна використовувати безпосередньо без будь-якої подальшої обробки, крім звичайної промислової практики;
- в) речовина або предмет виробляється як невід'ємна частина виробничого процесу;
- г) подальше використання є законним, тобто речовина або предмет відповідає всім необхідним вимогам щодо якості продукту, впливу на

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

навколишнє середовище та здоров'я для конкретного застосування, і не призведе до загального негативного впливу на навколишнє середовище чи здоров'я людини.

Визначення критеріїв для класифікації виробничого залишку як «побічного продукту» може здійснюватися або на європейському рівні (через чинні акти Європейської Комісії), або на рівні держави-члена (дотримуючись процедури повідомлення).

Визначення правового статусу агропромислових залишків часто ускладнюється відсутністю відповідних законодавчих актів як на рівні ЄС, так і на рівні держав-членів. На момент написання посібника в Іспанії триває процес визначення оливкової макухи як «побічного продукту»¹, але національні правові акти, які мають обов'язкову силу, ще не набули чинності.

Автори цього посібника вважають, що види біомаси, розглянуті в ньому, загалом відповідають критеріям для класифікації їх як «побічних продуктів», принаймні в країнах-членах, де зосереджено їхнє виробництво. Однак, щоб уникнути непорозумінь, у посібнику використовується більш нейтральний термін «залишки».

Інші відходи

ПОДРІБНЕНІ ВІНОГРАДНІ КІСТОЧКИ

Виноградна макуха (або виноградні вичавки) є залишком процесу виробництва вина. Одну тонну виноградної макухи отримують при виробництві 3333,33 л вина. Вона складається з суміші плодоніжок, м'якоті та кісточок винограду в змінних пропорціях (у середньому 25, 55 і 20%, відповідно). Їх характеристики суттєво різняться в залежності від сорту вина, що виробляється, сорту винограду та використовуваної процедури сепарації. М'якоть отримують шляхом відділення плодоніжок і кісточок від виноградної макухи.

Виноградні кісточки складаються з сильно здеревілої оболонки, або покриву, та багатого ліпідами білка. Виноградні кісточки мають вміст олії 14–18%, яку можна екстрагувати. Виноградна олія є цінним комерційним продуктом, що використовується, переважно, у косметичній промисловості. Олію можна вилучити з виноградної кісточки або шляхом механічної екстракції, або шляхом хімічної/розчинної екстракції, використовуючи методи Сокслета та гексан за процесом, подібним до екстракції олії з оливкових вичавків. Для полегшення екстракції олії, кісточка винограду подрібнюють та гранулюють. Залишок процесу екстракції

– подрібнена маса з виноградних кісточок

– може використовуватися як біопаливо, але також має хороші властивості для застосування як корму для тварин.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Речовина подрібнених виноградних кісточок має зернисту структуру; для підвищення її щільності і оптимізації логістичних операцій часто застосовується гранулювання.

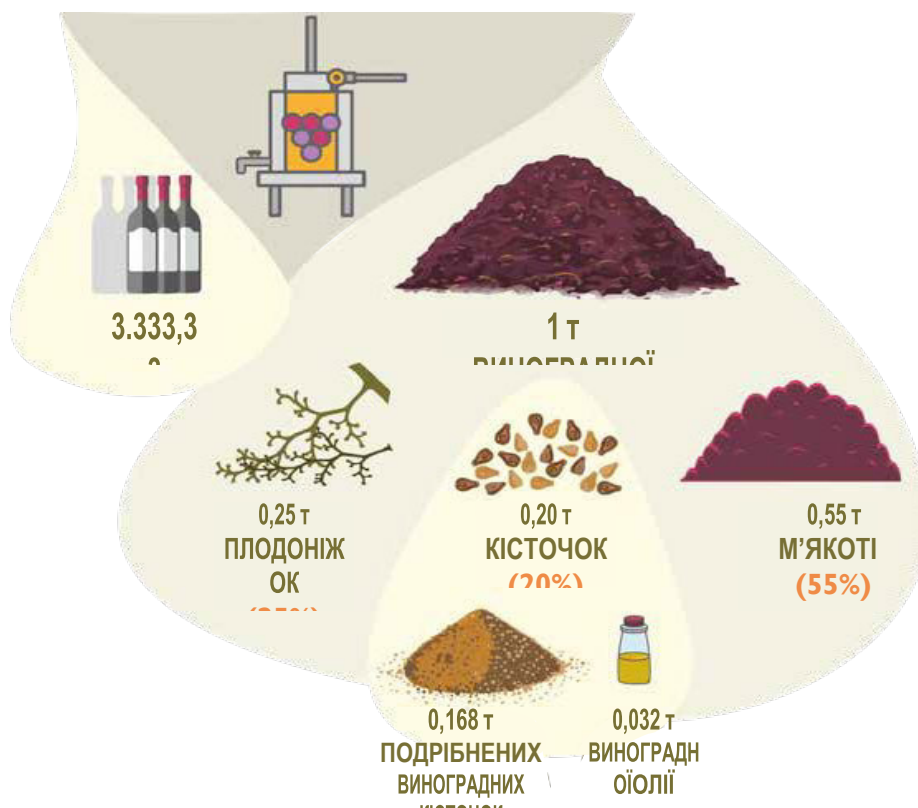


Рис. 4.1 .Масовий баланс процесу отримання подрібнених виноградних кісточок.

Джерело: AVEBIOM

Враховуючи, що виробництво вина в ЄС у 2019 році досягло 15,8 млрд літрів, теоретичний потенціал подрібнених виноградних кісточок в ЄС може сягати майже 800 000 тонн/рік, відповідно до балансу маси на рис. 42. Однак реальний потенціал значно нижчий з ряду причин.

По-перше, не всі залишки виробництва вина використовуються для виробництва олії з виноградних кісточок. Незважаючи на відсутність вичерпних даних, обсяг ринку олії з виноградних кісточок виглядає досить малим порівняно з його теоретичним потенціалом. По-друге, частина виробництва олії відбувається на дуже невеликих заводах, які мають обмежені можливості для ефективної валоризації залишків. По-третє, навіть серед великих виробників виноградної олії значна частка отриманої маси з подрібнених виноградних кісточок використовується або як корм для тварин, або для власного споживання.

Наразі подрібнені виноградні кісточка залишаються нішевою біомасою для зовнішніх ринків.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65



Рис. 4.2 Та 4.3 Подрібнені виноградні кісточки та Гранули з подрібнених виноградних кісточок . Джерело: AVEBІОМ

КАВОВА ГУЩА

Кавова гуща (КГ) – це залишок, що утворюється при варінні кави. Враховуючи, що менше 1% кавових сполук екстрагується під час заварювання, а також беручи до уваги обсяги кави, що споживаються у всьому світі, очевидно, що щороку утворюється величезна кількість кавової гущі. Деякий обсяг КГ після компостування використовується як добриво; зростає інтерес до використання цієї сировини в біоекономіці, наприклад, для добування цінних сполук. На даний момент найпопулярнішим альтернативним напрямком використання кавової гущі є застосування як палива для виробництва тепла.

Засоби валоризації кавової гущі значною мірою залежать від місця та методу виробництва. Великі підприємства, що виробляють розчинну каву, генерують значні обсяги КГ, сконцентровані в одному місці. Декілька з них встановили спеціальні біомасові котли, що використовують кавову гущу і, в разі потреби, інші види біомаси для отримання пари або чистих гарячих газів для власних виробничих потреб. Високий вміст вологи у КГ є важливим фактором, який має враховуватися в конструкції котла.

Для невеликих кінцевих споживачів кави – кафетеріїв та домогосподарств – кавова гуща є скоріше «харчовим відходом»,

ніж технологічним залишком, і його набагато складніше зібрати та валоризувати через розосередження

малих обсягів по багатьом місцям. Проте для вирішення даної проблеми з'явилися різні ініціативні проекти. Bio-bean (www.bio-bean.com) є, напевно, найвідомішим прикладом таких проектів – компанія з Великобританії співпрацює з сотнями кафетеріїв для забезпечення переробки кавової гущі. У

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						66
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

2021 році було зібрано 6400 тонн КГ. Компанія запустила кілька різних ліній продукції і досліджує альтернативні шляхи для валоризації кавової гущі. Двома з основних видів продукції є Coffee Logs – брикети з КГ, що продаються у роздрібній торгівлі як альтернатива дровам, і кавові гранули

– продукт, орієнтований, переважно, на бізнес- сектор. «Kafsimο» (www.incommon.gr/kafsimο) в Греції — це громадський проєкт неурядової організації InCommOn, який має на меті збирати кавову гущу з кафетеріїв у Північній Греції та переробляти її на гранули.

Гранули з кавової гущі, зазвичай, мають дещо вищу теплотворну здатність порівняно зі стандартними деревними гранулами. Типовий вміст золи в них становить близько 2%-w (маса с.р.), що є відносно низьким рівнем порівняно з іншими промисловими твердими біопаливами. Однак, щоб досягти більш високої механічної міцності, кавову гущу необхідно змішувати

або з певними добавками, або з іншою лігноцелюлозною сировиною. Крім того, гранули з кавової гущі, зазвичай, мають більший вміст сірки та хлору порівняно з деревними гранулами.

Використання лушпиння соняшника, як альтернативного палива **ОПИС**

Соняшник вирощується в декількох частинах світу. Олійні сорти культури складають переважну більшість світового виробництва соняшнику. В середньому, вони містять близько 50% олії, 20% білка і в основному використовуються для виробництва рослинної олії. Залишки насіння після екстрагування олії – соняшниковий шрот – є цінним кормом для тварин завдяки достатньо високому вмісту білка в ньому. Неолійні сорти (кондитерський соняшник) застосовуються, головним чином, для виробництва продуктів харчування і корму для птахів.

В обох видах соняшнику насіння покрито оболонкою, яка в олійних сортах, зазвичай, темного кольору (у деяких особливих – сірувата) і тісніше прилягає до ядра. Сорти неолійного соняшника мають оболонку світлішого кольору, більш вільно прикріплену до ядра. Частина лушпиння становить близько 20-30% від загальної маси насіння . Для використання як корма для худоби лушпиння містить занадто мало білка.

Присутність лушпиння під час віджимання соняшникової олії негативно позначається на якості як олії, так і шроту, оскільки збільшує концентрацію воску в першому і зменшує вміст білка в другому. Тому процес очищення від лушпиння часто впроваджується як один із перших кроків на багатьох олійноекстракційних заводах. Очищенню передують етап сушіння, який полегшує відділення лушпиння від ядра.

Таким чином, лушпиння соняшника є твердим залишком процесу очищення насіння на ОЕЗ. Лушпиння має високий вміст енергії, середню зольність і

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

відносно невелику ціну, що робить його доволі популярними видом твердого біопаливо для різних застосувань. Якщо лушпиння соняшнику не використовують безпосередньо на місці утворення, його реалізують на ринку, перед чим, зазвичай, гранулюють (рис. 4.4).



Рис. 4.4 Структура насіння соняшника. Джерело: AVEBIOM

ПОТЕНЦІАЛ І ЙОГО РОЗПОДІЛЕННЯ В ЄВРОПІ

У порівнянні з іншими олійними культурами, насіння соняшнику має низьку насипну щільність, що обмежує відстань економічно доцільного транспортування до підприємств з його обробки. Тому такі підприємства зазвичай «прив'язані» до місць вирощування соняшнику. Росія і Україна мають майже рівні частки у світовому виробництві соняшника, однак кращі врожайності спостерігаються в Україні. ЄС є третім за величиною виробником соняшнику в світі, на нього припадає близько 15,9% загальної посівної площі та 18,3% загальних обсягів виробництва. Також доволі потужними виробниками соняшника є Аргентина, Китай, Туреччина, США, Казахстан, Молдова і Сербія (табл. 4.1).



Рис. 4.5. Розташування місць вирощування соняшнику в Європі (Джерело: US Department of Agriculture, Foreign Agricultural Service, International Production Assessment Division).

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		68

Таблиця 4.1

Топ-10 виробників соняшника у світі (FAOSTAT, 2019 р.)

КРАЇНА	ПЛОЩА	ЧАСТКА СВІТОВОЇ (%)	ВИРОБНИЦТВО (Т)	ЧАСТКА СВІТОВОЇ (%)
Росія	8.414.731	30,75	15.379.287	27,43
Україна	5.958.900	21,77	15.254.120	27,20
Євросоюз	4.338.740	15,85	10.281.250	18,34
Аргентина	1.875.938	6,85	3.825.750	6,82
Китай	850.000	3,11	2.420.000	4,32
Туреччина	751.693	2,75	2.100.000	3,75
США	503.640	1,84	881.530	1,57
Казахстан	815.288	2,98	838.710	1,50
Молдова	357.082	1,30	811.442	1,45
Сербія	219.404	0,80	729.079	1,30
Решта світу	3.283.350	12,00	3.551.578	6,32
СВІТ	27.368.766	100,00	56.072.746	100,00

У межах ЄС близько 90,4% виробництва зосереджено в п'яти країнах: Румунії, Болгарії, Угорщині, Франції та Іспанії. Ще чотири країни – Греція, Італія, Словаччина та Хорватія – забезпечують близько 8% загального виробництва соняшника в ЄС, тоді як інші відіграють лише незначну роль (Таблиця 4.2). Загалом, соняшник стає все більш популярною культурою завдяки своїй універсальності, споживчим та ринковим перевагам. Урожайність також має тенденцію до зростання, особливо у Східній Європі.

Таблиця 4.2

Топ-10 виробників соняшнику в ЄС (FAOSTAT, 2019 р.)

КРАЇНА

ПЛОЩА (ГА)

Країна	Площа, га	ЧАСТКА СВІТОВОЇ (%)	ЧАСТКА ПЛОЩІ ЄС (%)	ВИРОБНИЦТВО (Т)	ЧАСТКА СВІТОВОЇ (%)	ЧАСТКА ПЛОЩІ ЄС (%)
Румунія	1.282.700	4,69	29,56	3.569.150	6,37	34,72
Болгарія	815.560	2,98	18,80	1.937.210	3,45	18,84
Угорщина	564.110	2,06	13,00	1.706.850	3,04	16,60
Франція	603.920	2,21	13,92	1.298.140	2,32	12,63
Іспанія	701.770	2,56	16,17	782.290	1,40	7,61
Греція	100.720	0,37	2,32	298.960	0,53	2,91
Італія	118.520	0,43	2,73	294.730	0,53	2,87
Словаччина	48.550	0,18	1,12	129.670	0,23	1,26
Хорватія	35.980	0,13	0,83	106.560	0,19	1,04
Австрія	21.250	0,08	0,49	64.540	0,12	0,63
Решта ЄС-27	45.660	0,17	1,05	93.150	0,17	0,91
ЄС-27	4.338.740	15,85	100,00	10.281.250	18,34	100,00



Рис. 4.5. Гранули з лушпиння соняшника [Джерело: CERTH].

Теоретичний потенціал лушпиння соняшнику можна оцінити з наведених вище даних, враховуючи, що воно становить близько 20- 30% загальної маси насіння і що стандартна вологість насіння – 9%. Таким чином, глобальний теоретичний потенціал лушпиння соняшнику складає 10,21-15,31 млн т (с.р.), а потенціал в ЄС – 1,87-2,81 млн т (с.р.).

Технічний потенціал є нижчим за теоретичний з двох основних причин. По-перше, не всі підприємства з переробки соняшнику застосовують процес очищення від лушпиння. По-друге, повне очищення від лушпиння не відбувається в промислових масштабах з певних техніко-економічних причин. З технічної точки зору, повністю очищене насіння важко піддається попередньому віджиманню, а попередньо пресована макуха має погану перколяцію під

час етапу екстракції розчинником. З економічної точки зору, більший обсяг видалення лушпиння також призводить до втрат олії, які не можуть бути компенсовані вищою вартістю шроту. Залежно від сорту соняшника різниться складність процесу видалення лушпиння. Згідно різних джерел, частка лушпиння, що залишається, становить 8-15% маси обробленого насіння.

Доступність лушпиння соняшнику на ринку залежить від рівня власного споживання переробними підприємствами. Більшість ОЕЗ використовують значну частку цього виду біомаси для покриття власних технологічних потреб у теплі. Останнім часом кілька найбільших підприємств інвестували в ТЕЦ на біомасі, щоб частково покрити також власне споживання електроенергії. Крім того, як і у випадку з іншими видами сільськогосподарської продукції, на рівень виробництва соняшника впливають погодні умови та інші фактори.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		70

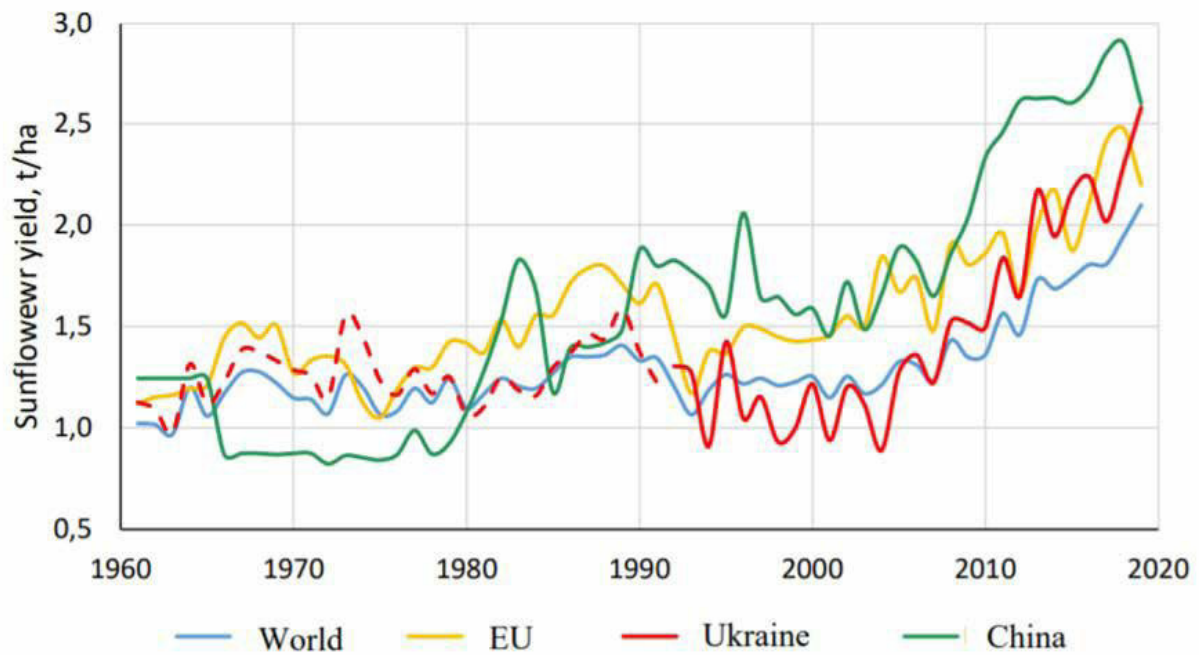


Рис. 4.6. Зростання врожайності соняшника з 1961 по 2019 рр. (Джерело: FAOSTAT, UABIO)

ХАРАКТЕРИСТИКИ: ДЕ І ЯК УТИЛІЗУЄТЬСЯ?

Виробництво соняшникової олії – енергоємний процес. Заявлене споживання електроенергії коливається в межах 96,6-198 кВт·год/т олії, а споживання теплової енергії (у вигляді пари) – в межах 348-1184 кВт·год/т олії. Як зазначалося вище, ОЕЗ утилізують значну частку лушпиння, щоб задовольнити свої потреби в технологічному теплі. Найбільші українські заводи з виробництва соняшникової олії споживають близько 46- 48% утвореного лушпиння для виробництва пари. Найбільші ОЕЗ, що впровадили ТЕЦ на біомасі, використовують ще більший відсоток свого лушпиння – 57,8% необхідно для роботи ТЕЦ 12,3 МВт_{те} + 26,7 МВт_т в Україні (дані ПрАТ «Кропивницький ОЕЗ» – колишнє ПАТ«Кіровоградолія»).

Неспожите на місці лушпиння зазвичай надходить на ринок після етапу його гранулювання (або, рідше, брикетування). Ущільнення біомаси необхідне для підвищення енергетичної щільності, що призводить до більш економічного транспортування та зберігання.

В таблиці 4.3 наведено орієнтовний склад гранул з лушпиння соняшнику. Слід зазначити, що фактичні характеристики можуть відрізнятися в залежності від походження та етапів попередньої обробки – стандарт ISO 17225-1 надає більш детальний огляд можливих діапазонів показників для лушпиння соняшнику.

Загалом, можна виділити наступні основні характеристики гранул з лушпиння соняшнику як твердого біопалива:

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Низький вміст вологи та висока теплотворна здатність у поєднанні з відносно невеликою ціною роблять його дуже привабливим і конкурентоспроможним паливом для багатьох застосувань.

Вміст золи значно вищий, ніж у типових видах деревного палива. Зола лущиння соняшнику має високий вміст калію, що знижує температуру плавлення золи, сприяє шлакуванню та утворенню відкладів, а також збільшенню викидів твердих частинок при згорянні.

Вміст азоту, сірки та хлору також вищий, ніж у типових видах деревного палива. Під час спалювання очікуваним є більш високий рівень емісії NOx і SO2. Сірка і хлор також можуть сприяти цю проблем, пов'язаних з корозією.

Таблиця 4.3

Індикативний склад гранул з лущиння соняшника (Джерело: AgroBioHeat)

ПОКАЗНИК	ЗНАЧЕННЯ	РОЗМІРНІСТЬ
вологість	10	w-% р.м.
зольність	4,0	w-% с.м.
нижча теплотворна здатність	15,7	МДж/кг р.м.
насипна щільність	550	кг/м ³ р.м.
енергетична щільність	2,40	МВт·год/м ³ р.м.
азот, N	0,8	w-% с.м.
сірка, S	0,1	w-% с.м.
хлор, Cl	0,06	w-% с.м.
кальцій, Ca	5.000	мг/кг с.м.
калій, K	11.000	мг/кг с.м.
натрій, Na	50	мг/кг с.м.
кремнезем, Si	600	мг/кг с.м.

З огляду на їх паливні характеристики, гранули з лущиння соняшнику найчастіше використовуються для виробництва тепла та/або електроенергії в установках середньої і великої потужності, які зазвичай обладнані рухомими решітками.

Відносна низька вартість лущиння соняшнику робить його також привабливим видом біопалива для побутових споживачів, комерційного сектору та невеликих промислових підприємств. Для заощадження витрат, багато які з цих кінцевих споживачів використовують прості системи спалювання зі стаціонарним шаром або модернізують існуюче обладнання

пальниками для гранул. Брикети з лушпиння соняшнику іноді використовують навіть у невеликих пічках. Зазвичай, це енергетичне обладнання має погані емісійні характеристики роботи і може потребувати частішого очищення внутрішніх поверхонь через більший вміст золи в лушпинні порівняно з деревною біомасою. Однак, застосування правильно спроектованих сучасних систем спалювання дає можливість досягти ефективного згоряння гранул з лушпиння соняшнику з низьким рівнем викидів шкідливих речовин навіть в енергоустановках невеликої потужності.

ПРИКЛАДИ ВИКОРИСТАННЯ

ВИКОРИСТАННЯ ЛУШПИННЯ СОНЯШНИКА ДЛЯ ВИРОБНИЦТВА

ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ПАРИ І ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

Як зазначалося вище, виробники соняшникової олії споживають лушпиння соняшнику для задоволення власних потреб в енергії. В Україні налічується понад 60 енергоустановок, які виробляють технологічну пару з лушпиння соняшнику. Нещодавній приклад — компанія

«Агротрейд-2000», що інвестувала в паровий котел продуктивністю 4,5 т пари/год з тиском 14 кг/см². Котел розроблений і виготовлений українським виробником – котлозавод «Крігер».

Крім того, 7 ТЕЦ та електростанцій в Україні працюють на лушпинні соняшнику та гранулах з лушпиння; їх загальна потужність становить

55 МВт. Найбільшою подібною установкою наразі є ТЕС «Аякс Дніпро» потужністю 16 МВт. ТЕС введено в експлуатацію у 2020 році після 2-річного терміну будівництва. Електростанція обладнана двома паровими котлами по 35 т пари/год кожний; параметри пари – тиск 40 кг/см², температура 440 °С.

Подібні установки впроваджені також в інших частинах світу, де має місце виробництво соняшникової олії. Використання котлів, що працюють на лушпинні соняшника, дозволяє виробникам олії знизити витрати на електроенергію та скоротити викиди парникових газів, а також уникнути вивозу лушпиння на звалища.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		73

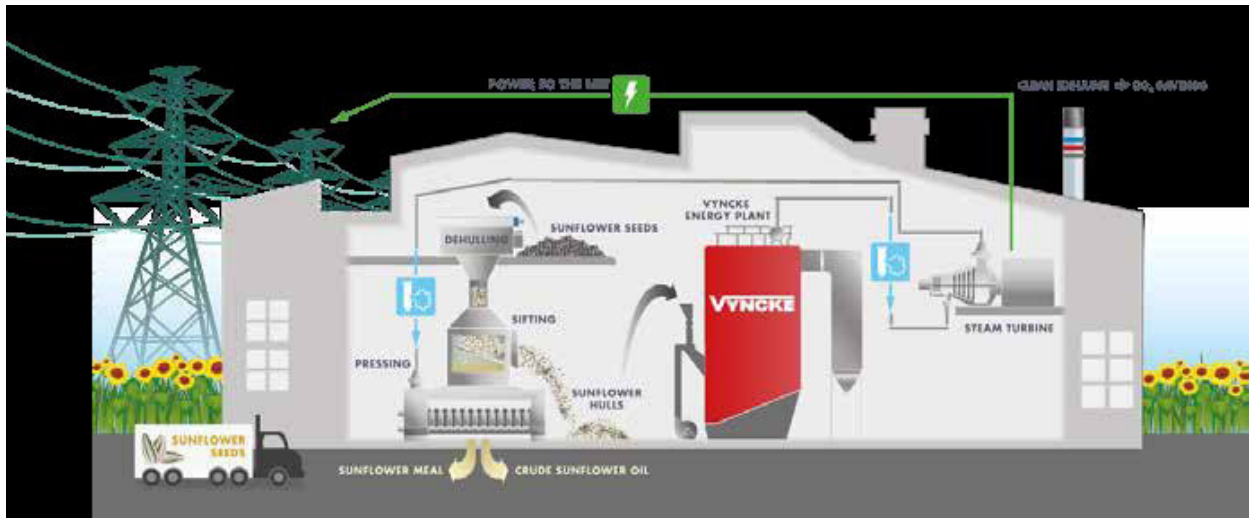


Рис. 4.7. Когенераційна установка на біомасі для українського заводу по переробці соняшникової олії Джерело: Vyncke

ВИКОРИСТАННЯ ГРАНУЛ З ЛУШПИННЯ СОНЯШНИКА В ПОБУТОВИХ КОТЛАХ

В рамках проекту AgroBioHeat в серії тестів було досліджено процес горіння гранул з лушпиння соняшнику та кількох інших видів палива з агробіомаси. Випробування проводилися в лабораторних умовах з використанням найсучасніших котлів на біомасі згідно загальної процедури випробувань котлів відповідно до стандарту EN 303-5.

Зокрема, гранули з лушпиння соняшнику спалювали в котлі потужністю 45 кВт, в якому реалізовано інноваційну концепцію максимальної кількості стадій подачі повітря. За винятком емісії NO_x, що пов'язана з вмістом азоту в паливі, виміряні викиди CO, органічних газоподібних сполук і твердих частинок були значно нижчими за поточні граничнодопустимі межі Директиви ЄС з Екодизайну (Ecodesign Directive), що застосовуються до палива з деревної біомаси. Хороших результатів щодо рівня викидів також можна очікувати для котла із правильно спроектованою топкою з рухомими колосниками, але із врахуванням двох додаткових зауважень: а) котел має демонструвати хороші показники викидів також під час роботи з частковим навантаженням, оскільки це впливає на сезонний коефіцієнт емісії Директиви з Екодизайну, б) у цьому випадку для контролю викидів твердих частинок знадобиться вторинна система очищення димових газів, наприклад електростатичний фільтр.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

ОПАЛЕННЯ ТЕПЛИЦЬ З ВИКОРИСТАННЯМ ГРАНУЛ З ЛУШПИННЯ СОНЯШНИКА

Конкурентні переваги використання гранул з лушпиння соняшнику наочно демонструє приклад компанії AGRIS

S.A. у Північній Греції. Компанія володіє тепличним розплідником площею понад три гектари. Витрати на опалення приміщень складають до 13% структури виробничих витратах компанії. У 2012 році AGRIS встановила вісім котлів на біомасі загальною потужністю 9,28 МВт для заміщення дорогого мазуту. Спочатку котли працювали на оливковій макусі, але пізніше AGRIS перейшла на використання гранул з лушпиння соняшнику як біопалива більш високої якості без проблеми запаху. Гранули імпортуються з Болгарії і транспортуються вантажівками до критого сховища компанії. За оцінками AGRIS, перехід з мазуту на біопаливо зменшив річні рахунки за опалення на 20-30%.

ОПАЛЕННЯ ТОРГІВЕЛЬНОГО ЦЕНТРУ З ВИКОРИСТАННЯМ ГРАНУЛ З ЛУШПИННЯ СОНЯШНИКА

Гранули з лушпиння соняшнику мають такі ж переваги, як і деревні гранули, що дозволяє використовувати їх на об'єктах з обмеженою площею. Прикладом такого застосування є торговельний центр ACADEM-CITY в Києві. Два котли 500 кВт і 320 кВт, що працюють на гранулах з лушпиння соняшнику, забезпечують опалення приміщень у споруді, розташованій в суто міських умовах. Для зменшення викидів твердих частинок в атмосферу використовуються циклони.

КЛЮЧОВІ АСПЕКТИ ЕФЕКТИВНОЇ УТИЛІЗАЦІЇ ЛУШПИННЯ СОНЯШНИКА

Загалом, використання лушпиння соняшнику є привабливим варіантом для виробництва енергії установками різної потужності: від котлів малої і середньої потужності до великих ТЕЦ та електростанцій. Ключовою перевагою цього виду біопалива є те, що воно пропонується на ринку вже у гранульованому вигляді, що полегшує його транспортування, зберігання, обробку та подачу.

Деякі ключові аспекти ефективної утилізації гранул з лушпиння соняшника:

ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГРАНУЛ

Параметром, який впливає на ринкову ціну гранул, є механічна міцність. Різні партії гранули можуть мати вищу або нижчу механічну міцність, від чого залежить їх цілісність при вантаженні/розвантаженні. Оскільки це може

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

вплинути на конструкцію системи подачі палива, кінцевий споживач має враховувати, що гранули з лушпиння соняшнику зазвичай мають діаметр 8 мм, а не 6 мм як деревні гранули.

ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГРАНУЛ

Вміст сірки, азоту та золи в лушпинні соняшнику вище, ніж у типових видах деревної біомаси. Тому кінцевий споживач повинен оцінити, чи здатна його система спалювання забезпечити викиди SO₂, NO_x та твердих часток у граничнодопустимих межах відповідно до чинних документів.

СИСТЕМА СПАЛЮВАННЯ

Загалом, через високу зольність, лушпиння соняшника слід спалювати в належним чином спроектованих енергоустановках з рухомою решіткою і не використовувати обладнання з горінням у нерухомому шарі.

НАДІЙНІСТЬ ПОСТАЧАЛЬНИКІВ

Наразі не існує незалежної системи сертифікації якості лушпиння соняшнику. Тому споживачам доводиться розраховувати на розвиток довірчих відносин з постачальниками біопалива. Найкрупніші постачальники зазвичай надають специфікації, принаймні, кількох фізичних та хімічних властивостей гранул, таких як теплотворна здатність, діаметр, вологість, вміст золи та сірки. Це дає кінцевому споживачу можливість оцінити, чи відповідає якість даної партії біопалива вимогам його енергетичної установки.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		76

Список використаної літератури

1. Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.М. Проектування системи теплопостачання житлово-промислового району міста. Мет. вказ. до виконання кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра, напряму 6.050601 “Теплоенергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. . – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.
2. Бузников Е.Ф. и др.. Производственные и отопительные котельные.– М.:– Энергоатомиздат.– 1984.– 248 с.
3. Роддатис К.Ф., Соколовский Я.Б. – Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергия. – 1979. – 368 с.
4. Філоненко В.М., Масліков М.М. Джерела енергопостання промислових підприємств. – Мет. Вказ. до вивчення дисципліни для студентів спеціальності “Промислова теплоенергетики” ден. та заочн. форм навчання. – К.: НУХТ. – 2002.– 34с.
5. Торчинский Я.М. Нормирование расхода газа для отопительных котельных. – Л.: Недра. – 1991. – 163 с.
6. Лившиц О. В. Справочник по водоподготовке котельных установок.— М. : Энергия, 1976. – 287 с.
7. Енергія з агропромислових залишків. Посібник. UPD: <https://uabio.org/materials/13964> (Дата звернення 1.06.2023)

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192034.2023.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Харків</i> Список використаної літератури	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Юськевич А.І					77	77
Перевірив		Бойко В.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						