

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 № 1 в місті Кривий Ріг _____

Виконав: здобувач 4 курсу, групи ТЕ-4-5

Журавльов Олександр Олександрович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

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

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

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

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Журавльова Олександра Олександровича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району № 1 в місті Кривий Ріг

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 -24 °С; температура зовнішнього повітря -0,6 С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду 191 доба; температури мережної води $\tau_{01}/\tau_{02}: 150^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$.

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 “ Опалення приміщень за допомогою відновлюваних джерел енергії в Європейському Союзі ”

5. Перелік графічного матеріалу

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

2. Теплова схема котельні.

3. План на відмітці 0,000.

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.....	30
2.1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами.....	30
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні.....	33
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами ...	34
2.4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні.....	43
2.5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	47
РОЗДІЛ 3. Охорона праці.....	55
РОЗДІЛ 4. Опалення приміщень за допомогою відновлюваних джерел енергії в Європейському Союзі.....	61
Список використаної літератури.....	77

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №1 в м. Кривий Ріг ЗМІСТ</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Журавльов О.О.					77	4
Перевірив		Бойко В.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

АНОТАЦІЯ

Журавльов О.О. Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району № 1 в місті Кривий Ріг - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі тепlopостачання житлового району на 32 квартали, знайдені графіки залежності теплових навантажень опалення, вентиляції та гарячого водopостачання 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 – Опалення приміщень за допомогою відновлюваних джерел енергії в Європейському Союзі.

Графічна частина виконана на 4 листах формату А1.

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №1 в м. Кривий Ріг АНОТАЦІЯ</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Журавльов О.О.					84	5
Перевірив		Бойко В.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

ABSTRACT

Zhuravlyov O.O. Project of heat supply system of residential-industrial district № 1 in the city of Krivuy Rih - qualification work on the rights of the manuscript.

This project contains the calculation of heat loads in the heating system of a residential area for 32 quarters, found graphs of dependence of heat loads of heating, ventilation and hot water supply of the area on the outside air temperature, graph of temperature and network water consumption from outside air temperature, schedule of annual total heat consumption.

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

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

The fourth section is space heating using renewable energy sources in the European Union.

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 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		6

ВСТУП

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

Актуальність даної роботи полягає в тому, що на сьогоднішній день більшість будинків житлових районів мають «морально» застаріле обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам і потребам населення нашої держави. Через 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 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ					
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №1 в м. Кривий Ріг</i>			Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Журавльов О.О.								84	7
Перевірів	Бойко В.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ					
Рецензув.										
Затвердив	Петренко В.П.				ВСТУП					

РОЗДІЛ I. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м.Кривий Ріг.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №1 (32 житлових квартали).
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 $t_{3.0} = (-24)$ °С.
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – $t_3^{ср.оп} = (-0,6)$ °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	67,9
Нижче даної	0,0	0,5	1,5	8,5	29,2	78,5	110,1	178,0

00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ				
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата
Розробив		Журавльов О.О.		
Перевірив		Бойко В.О.		
Рецензув.				
Затвердив		Петренко В.П.		
Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №1 в м. Кривий Ріг РОЗДІЛ I				
		Літера	Аркушів	Аркуш
			84	8
ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ				

- 13. Розрахункові температури мережної води $\tau'_{01} / \tau'_{02} : 150^{\circ}C / 70^{\circ}C$.
- 14. Система теплопостачання – закрита
- 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.

					ООКРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.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 1:5500 .

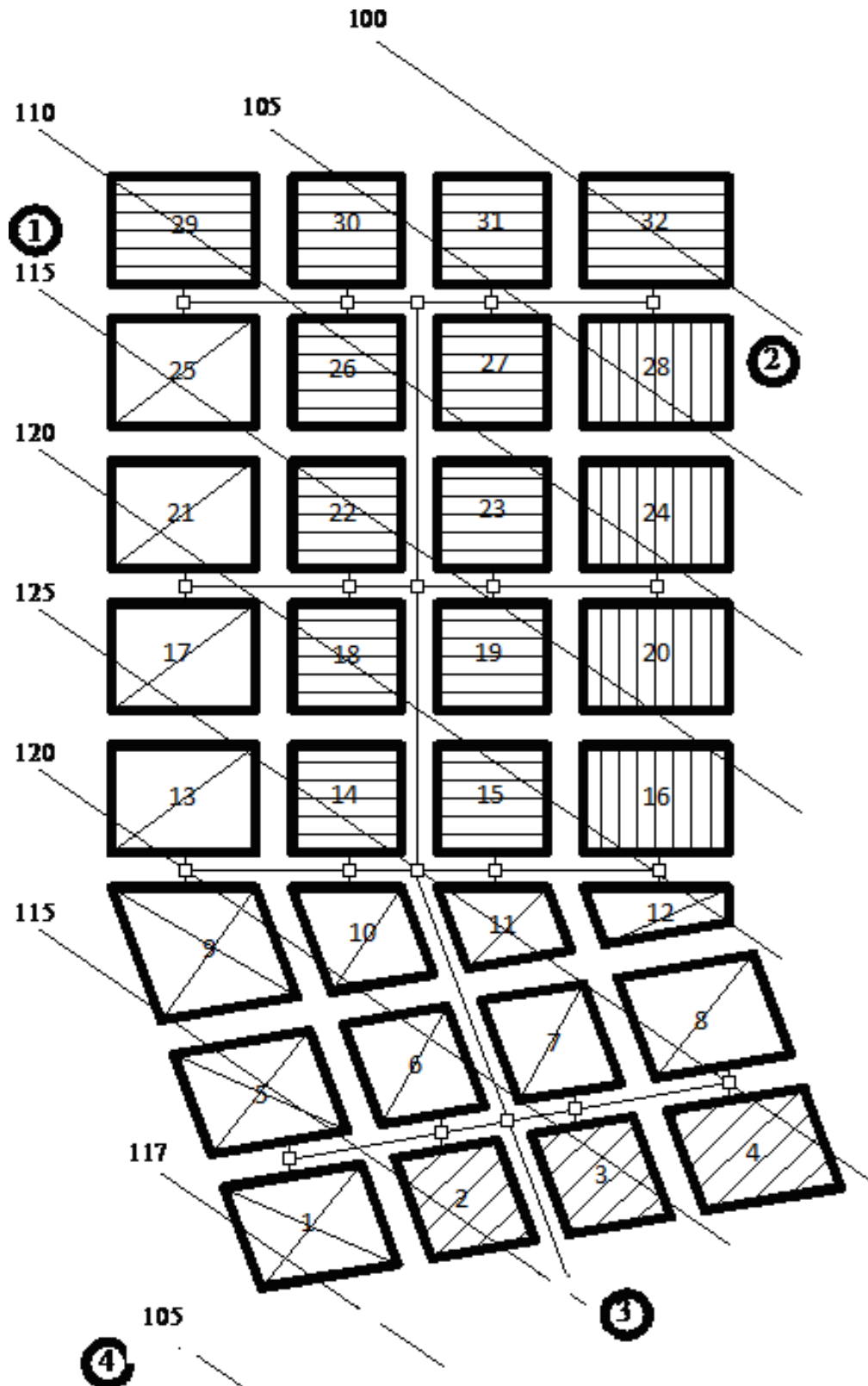


Рис.1.1 План району

1.2.2. Нумеруємо на плані району квартали району теплопостачання.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

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

$$F_{жс} = F_i f_i = 0,91 \cdot 6500 = 5898,75 \text{ м}^2$$

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:

$$Q'_{o \max} = q_o F_{жс} (1 + K_{зр}) 10^{-6} = 79,40 \cdot 5898,75 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,59 \text{ МВт}$$

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

1.2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{в \max} = K_{зр} K_{в} q_o F_{жс} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 79,4 \cdot 5898,75 \cdot 10^{-6} = 0,07 \text{ МВт}$$

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

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

$$m = \frac{F_{жс}}{f_3} = \frac{5898,75}{18} = 328$$

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:

$$Q'_{ГВП} = q_2 m 10^{-6} = 407 \cdot 328 \cdot 10^{-6} = 0,13 \text{ МВт}$$

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	0,91	6500	5898,75	328	0,59	0,07	0,13	0,79
2	0,91	6500	5898,75	328	0,59	0,07	0,13	0,79
3	0,91	6900	6261,75	348	0,62	0,07	0,14	0,84
4	0,91	8100	7350,75	408	0,73	0,09	0,17	0,98
5	0,68	6500	4424,06	246	0,44	0,05	0,10	0,59

					ОокРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ				Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	0,68	6500	4424,06	246	0,43	0,05	0,10	0,58
7	0,68	6500	4424,06	246	0,43	0,05	0,10	0,58
8	0,68	6500	4424,06	246	0,43	0,05	0,10	0,58
9	0,91	6100	5535,75	308	0,54	0,06	0,13	0,73
10	0,91	6100	5535,75	308	0,54	0,06	0,13	0,73
11	0,91	6100	5535,75	308	0,54	0,06	0,13	0,73
12	0,91	7200	6534,00	363	0,64	0,08	0,15	0,86
13	0,91	7200	6534,00	363	0,64	0,08	0,15	0,86
14	0,91	7200	6534,00	363	0,64	0,08	0,15	0,86
15	0,68	5800	3947,63	219	0,38	0,05	0,09	0,52
16	0,68	5800	3947,63	219	0,38	0,05	0,09	0,52
17	0,68	5800	3947,63	219	0,38	0,05	0,09	0,52
18	0,68	5800	3947,63	219	0,38	0,05	0,09	0,52
19	0,68	5800	3947,63	219	0,38	0,05	0,09	0,52
20	0,68	5800	3947,63	219	0,38	0,05	0,09	0,52
21	1,04	7800	8073,50	449	0,79	0,09	0,18	1,06
22	0,61	7500	4554,74	253	0,44	0,05	0,10	0,60
23	0,47	7500	3519,06	196	0,34	0,04	0,08	0,46
24	0,37	7500	2782,85	155	0,27	0,03	0,06	0,37
25	0,85	7800	6640,81	369	0,65	0,08	0,15	0,87
26	0,85	7800	6640,81	369	0,65	0,08	0,15	0,87
27	0,85	7500	6385,40	355	0,62	0,07	0,14	0,84
28	0,85	4700	4001,52	222	0,47	0,06	0,09	0,62
29	0,64	7500	4789,10	266	0,47	0,06	0,11	0,63
30	0,64	7500	4789,10	266	0,47	0,06	0,11	0,63
31	0,64	4700	3001,17	167	0,35	0,04	0,07	0,47
32	0,64	4700	3001,17	167	0,35	0,04	0,07	0,47
Всього	24,32		161180,49	8954,47	15,88	1,91	3,64	21,44

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

$$Q'_{ГВП \max} = 2,4Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 3,64 = 8,75 \text{ МВт}$$

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

$$Q_{ГВП \text{ Л}}^{сеп} = Q'_{ГВП} \frac{55 - t_{x.в \text{ Л}}}{55 - t_{x.в \text{ З}}} \beta = 3,64 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 2,33 \text{ МВт}$$

де $t_{x.в \text{ Л}}$ - температура холодної водопровідної води для літнього періоду, $t_{x.в \text{ Л}} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$; $t_{x.в \text{ З}}$ - температура холодної водопровідної води для опалювального (зимового) періоду, $t_{x.в \text{ З}} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$; 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 $\beta = 1$.

					ООКРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

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

$$Q_{ГВП\max_{Л}}^{сеп} = Q'_{ГВП\max} \frac{55 - t_{x.6}_{л}}{55 - t_{x.6}_{з}} \beta = 8,75 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 5,6 \text{ МВт}$$

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 , $t_3^{сеп.опал}$, $t_{3.3}$, $t_{зпк}$:

$$Q_o = Q'_{o\max} \bar{Q}_o = Q'_{o\max} \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3.0}} = 16,2 \frac{+18 - (-24)}{+18 - (-24)} = 16,2 \cdot 1 = 16,2 \text{ МВт}$$

$$Q_v = Q'_{v\max} \bar{Q}_o = Q'_{v\max} \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3.0}} = 1,94 \frac{+18 - (-24)}{+18 - (-24)} = 1,94 \cdot 1 = 1,94 \text{ МВт}$$

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

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

1.2.14. 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
			$t_{3.0}$ -24 °С	t_3 -10 °С	$t_3^{сеп.опал}$ -0,6°С	$t_{3.3}$ +3,1 °С	$t_{зпк}$ +8 °С	
1	\bar{Q}_o		1,00	0,67	0,44	0,35	0,24	
2	Q_o	МВт	16,20	10,80	7,18	5,75	3,86	
3	Q_v	МВт	1,94	1,30	0,86	0,69	0,46	
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	2,33
5	$Q'_{ГВП\max}$	МВт	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	5,60
6	Всього: 2+3+4	МВт	21,79	15,74	11,68	10,08	7,97	2,33
7	Всього: 2+3+5	МВт	26,89	20,84	16,78	15,18	13,07	5,60

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти:

- на опалення:

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

$$= 16,2 \cdot 178 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-0,6)}{+18 - (-24)} \cdot 3,6 = 110350,05 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

$$Q_v^{річн} = Q'_{vmax} n_o \frac{z}{24} \frac{t_{в.р} - t_z^{сер.опал}}{t_{в.р} - t_{з.о}} 3,6 =$$
$$= 1,92 \cdot 178 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-0,6)}{+18 - (-24)} \cdot 3,6 = 8828,00 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

$$Q_{ГВП}^{річн} = (Q'_{ГВП} n_o + Q_{ГВП}^{сер} (n - n_o)) 3,6 =$$
$$= (3,44 \cdot 178 \cdot 24 + 2,33 \cdot (8400 - 178 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 90711,27 \text{ ГДж/рік}$$

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; $t_z^{сер.опал}$ - середня температура зовнішнього повітря протягом опалювального періоду, °С.

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

$$\sum Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 110350,05 + 8828,00 + 90711,27$$
$$= 209889,32 \text{ ГДж/рік}$$

$$\sum Q^{річн} = 58302,59 \text{ МВт*год/рік}$$

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 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						14
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Эм.	
Доклш	
№ док.м.	
Підпис	
Дата	

00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ

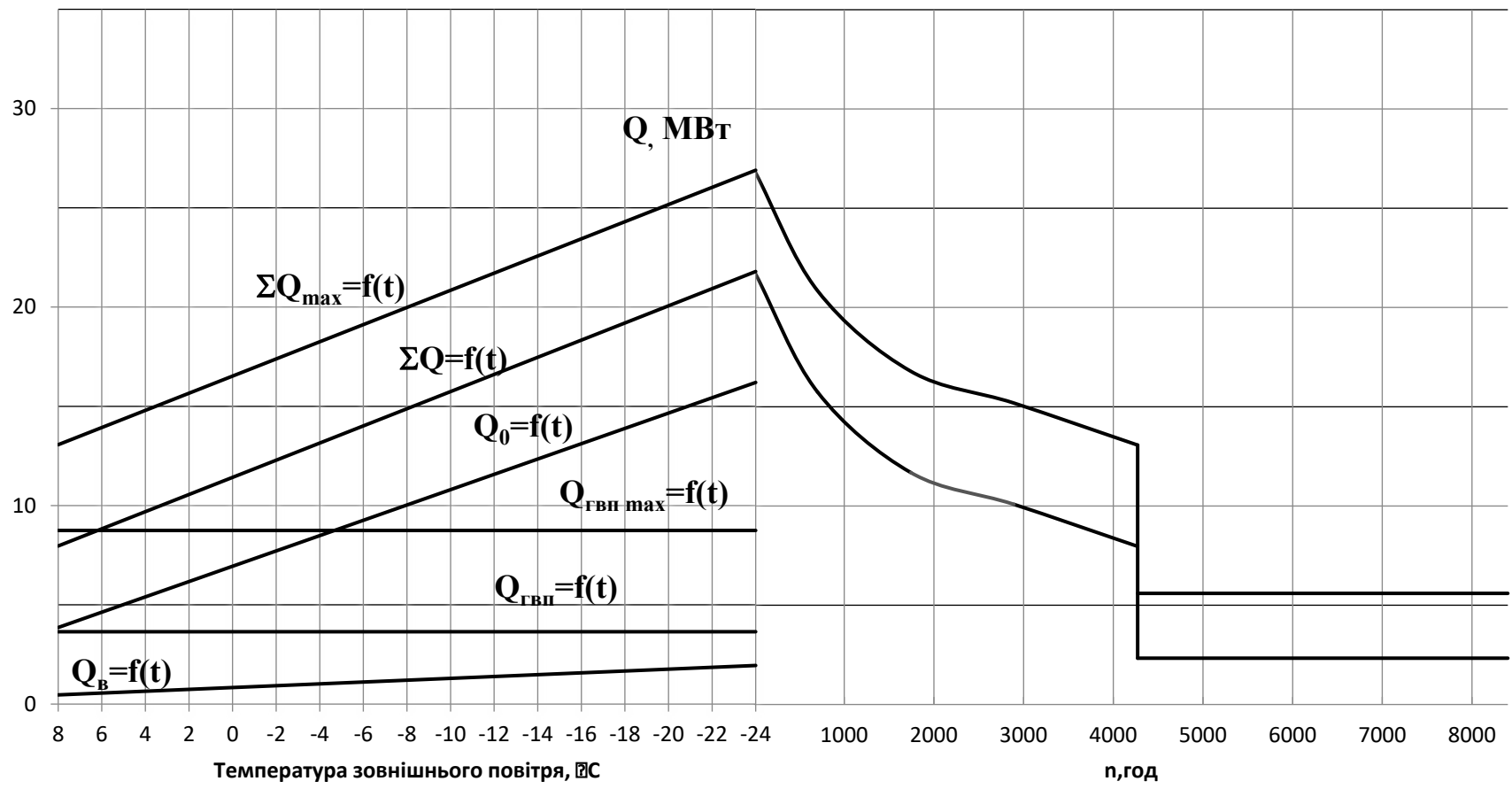


Рис. 1.2 Графік зміни теплових навантажень на опалення, ГВП та вентиляцію в залежності від температури зовнішнього повітря та графік зміни теплових навантажень протягом року

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_{3PK} :

- в подавальному трубопроводі:

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{\theta.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o' (\delta \tau_o' - 0,5\theta') = \\ &= 18 + \left(\frac{95 + 70}{2} - 18 \right) \cdot \left(\frac{18 - (-24)}{18 - (-24)} \right)^{0,8} + \frac{18 - (-24)}{18 - (-24)} (80 - 0,5 \cdot 25) = 150 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після вузла змішування:

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{\theta.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o' = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{18 - (-24)}{18 - (-24)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \frac{18 - (-24)}{18 - (-24)} = 95 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{\theta.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o' = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{18 - (-24)}{18 - (-24)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \frac{18 - (-24)}{18 - (-24)} = 70 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

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

$$\bar{Q}_o' = \frac{t_{\theta.p} - t_3}{t_{\theta.p} - t_{3,0}} = \frac{18 - (-24)}{18 - (-24)} = 1; \quad \delta \tau_o' = \tau_{o1}' - \tau_{o2}' = 150 - 70 = 80 \text{ } ^\circ\text{C};$$

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

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 ($t_{3PK} \dots t_{3,3}$):

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{3,86 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 41,72)} = 32,55 \text{ кг/с}$$

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):

					ОокРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

$$G'_{o\max} = \frac{Q'_{o\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{16,2 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 48,34 \text{ кг/с}$$

1.3.1.4 Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 1.4.

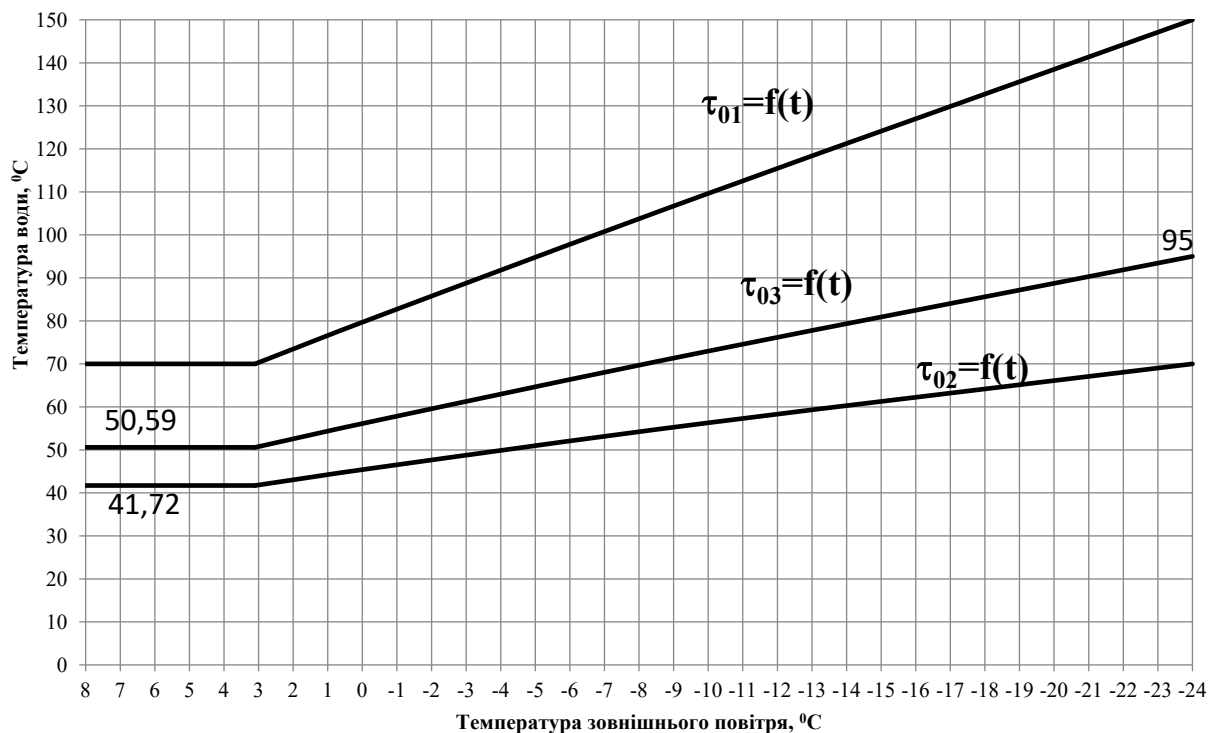
Таблиця 1.4

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

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3,0}$ -24 °C	t_3 -10 °C	$t_3^{сеп.опал}$ -0,6°C	$t_{3,3}$ +3,1 °C	$t_{зпк}$ +8 °C
τ_{o1}	°C	150	109,63	81,51	70	70
τ_{o2}	°C	70	56,30	46,08	41,72	41,72
τ_{o3}	°C	95	72,97	57,15	50,59	50,59
G_o	кг/с	48,34	48,34	48,34	48,34	32,55

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



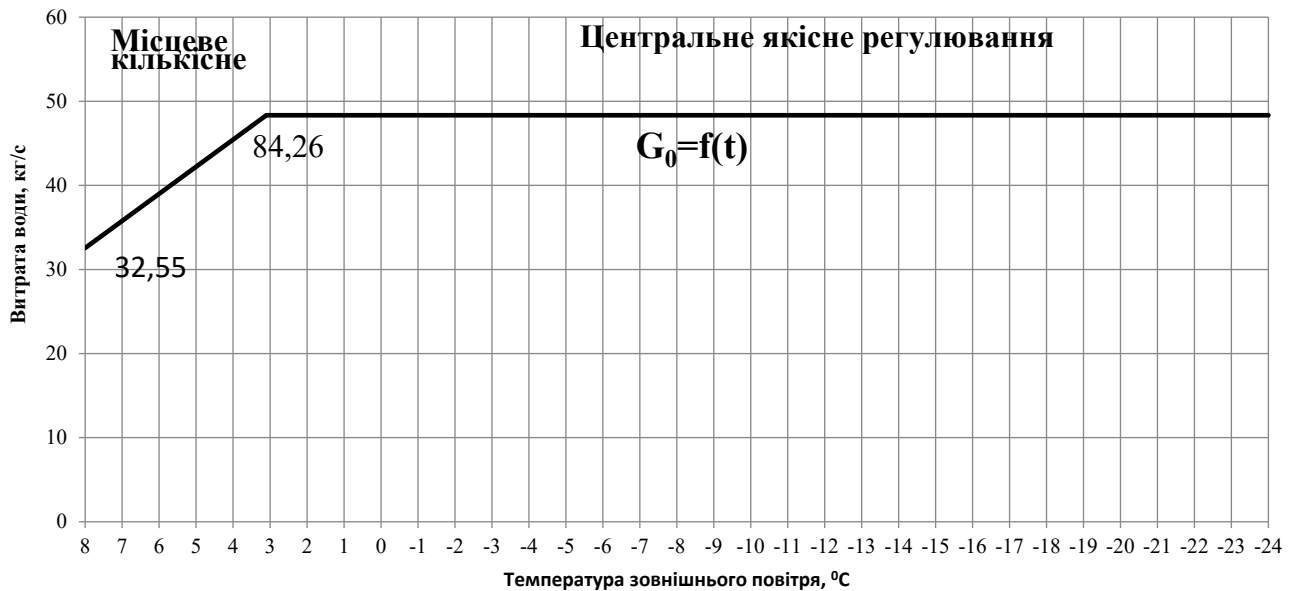


Рис. 1.3 Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{ГВП\ max} = \frac{Q_{ГВП\ max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{8,75 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,72)} \cdot \frac{60 - (41,72 - 5)}{60 - 5} = 31,25 \text{ кг/с}$$

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

$$\begin{aligned} \tau_2 &= \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o\ max} + G_{ГВП})} = \\ &= 41,72 - 8,75 \cdot 10^3 \cdot \frac{(36,72 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19(48,34 + 31,25)} = 26,59 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

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

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 ($t_3 = 3,1 \text{ }^\circ\text{C}$):

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

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta_1} - \Delta t_{M_1}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_1}}{\Delta t_{M_1}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(26,59 - 5) - (41,72 - 36,72)}{\ln \frac{26,59 - 5}{41,72 - 36,72}} = 11,34 \text{ }^\circ\text{C}$$

					ООКРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta_{II}} - \Delta t_{M_{II}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_{II}}}{\Delta t_{M_{II}}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{22} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{22} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (41,72 - 36,72)}{\ln \frac{70 - 60}{41,72 - 36,72}} = 7,21 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{2M} = \frac{Q_{ГВП\max} 10^3}{c(t_n - t_{x.3})} = \frac{8,75 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 37,95 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_I = cq_{2M}(t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 37,95 \cdot (36,72 - 5) = 5,04 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = cq_{2M}(t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 37,95 \cdot (60 - 36,72) = 3,7 \text{ МВт}$$

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,:

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 40,6 + 48,34 = 88,93 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП\max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 8,75 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 41,72)} = 40,6 \text{ кг/с}$$

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

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M_I} G_{\delta_I}}} = \frac{5,04 \cdot 10^3}{11,34 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{37,95 \cdot 88,93}} = 1,83$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{3,7 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{37,95 \cdot 88,93}} = 3,12$$

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 $\tau_{cm} = \tau_{o2}$:

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,71 \cdot 37,95 \cdot (46,08 - 5) = 4,63 \text{ МВт}$$

де ε_I визначаю за формулою:

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

$$= \left(0,35 \frac{37,95}{48,34} + 0,65 + \frac{1}{1,83} \sqrt{\left[\frac{37,95}{48,34} \right]} \right)^{-1} = 0,71$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{cq_{2M}} = 5 + \frac{4,63 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 37,95} = 34,14 \text{ } ^\circ\text{C}$$

					ООКРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$Q_{II} = Q_{ГВП\ max} - Q_I = 8,75 - 4,63 = 4,11 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{22})} = \frac{4,11 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (81,51 - 34,14)} = 20,72 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{22} = t_n$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o\ max} = 20,72 + 48,34 = 69,06 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\ max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{22} = \frac{48,34}{69,06} \cdot 46,08 + \frac{20,72}{69,06} \cdot 34,14 = 42,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

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_{2M} .

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 37,95 \cdot (42,5 - 5) = 4,78 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{37,95}{69,06} + 0,65 + \frac{1}{1,83} \sqrt{\left[\frac{37,95}{69,06} \right]} \right)^{-1} = 0,8$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{4,78 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 37,95} = 35,04 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВП\ max} - Q_I = 8,75 - 4,78 = 3,97 \text{ МВт}$$

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

					ООКРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,12^2 \cdot 37,95}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,12^2 \cdot \left(\frac{(81,51 - 35,04) \cdot 4,19 \cdot 37,95}{3,97 \cdot 10^3} - 0,35\right)}\right]^2} = 17,97 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2z} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 81,51 - \frac{3,97 \cdot 10^3}{17,97 \cdot 4,19} = 28,8 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o_{max}} = 17,97 + 48,34 = 66,31 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o_{max}}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{48,34}{66,31} \cdot 46,08 + \frac{17,97}{66,31} \cdot 28,8 = 41,4 \text{ }^\circ\text{C}$$

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:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,79 \cdot 37,95 \cdot (41,4 - 5) = 4,58 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{37,95}{66,31} + 0,65 + \frac{1}{1,83} \sqrt{\left[\frac{37,95}{66,31} \right]} \right)^{-1} = 0,79$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{4,58 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 37,95} = 33,79 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП_{max}} - Q_I = 8,75 - 4,58 = 4,17 \text{ МВт}$$

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

					ООКРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,12^2 \cdot 37,95}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,12^2 \cdot \left(\frac{(81,51 - 33,79) \cdot 4,19 \cdot 37,95}{4,17 \cdot 10^3} - 0,35\right)}\right]^2} = 18,44 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} \leq \frac{Q_{II}10^3}{(\tau_{01} - t_n)c} \quad (18,44 \leq \frac{Q_{II}10^3}{(\tau_{01} - t_n)c} = 21,29)$$

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

$$\tau_{2z} = \tau_{01} - \frac{Q_{II}10^3}{G_{II}c} = 81,51 - \frac{4,17 \cdot 10^3}{21,29 \cdot 4,19} = 34,79^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{o_{max}} = 21,29 + 48,34 = 69,63 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o_{max}}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{48,34}{69,63} \cdot 46,08 + \frac{21,29}{69,63} \cdot 34,79 = 41,2^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 37,95 \cdot (41,2 - 5) = 4,62 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{37,95}{69,63} + 0,65 + \frac{1}{1,83} \sqrt{\left[\frac{37,95}{69,63} \right]} \right)^{-1} = 0,8$$

Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{4,62 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 37,95} = 34,08^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП max} - Q_I = 8,75 - 4,62 = 4,12 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I10^3}{G_I c} = 41,2 - \frac{4,62 \cdot 10^3}{69,63 \cdot 4,19} = 25,35^\circ\text{C}$$

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

					ООКРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.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:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП}^{сер} \cdot 10^3}{(\tau_{01} - 30)c} = \frac{2,33 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 13,92 \text{ кг/с.}$$

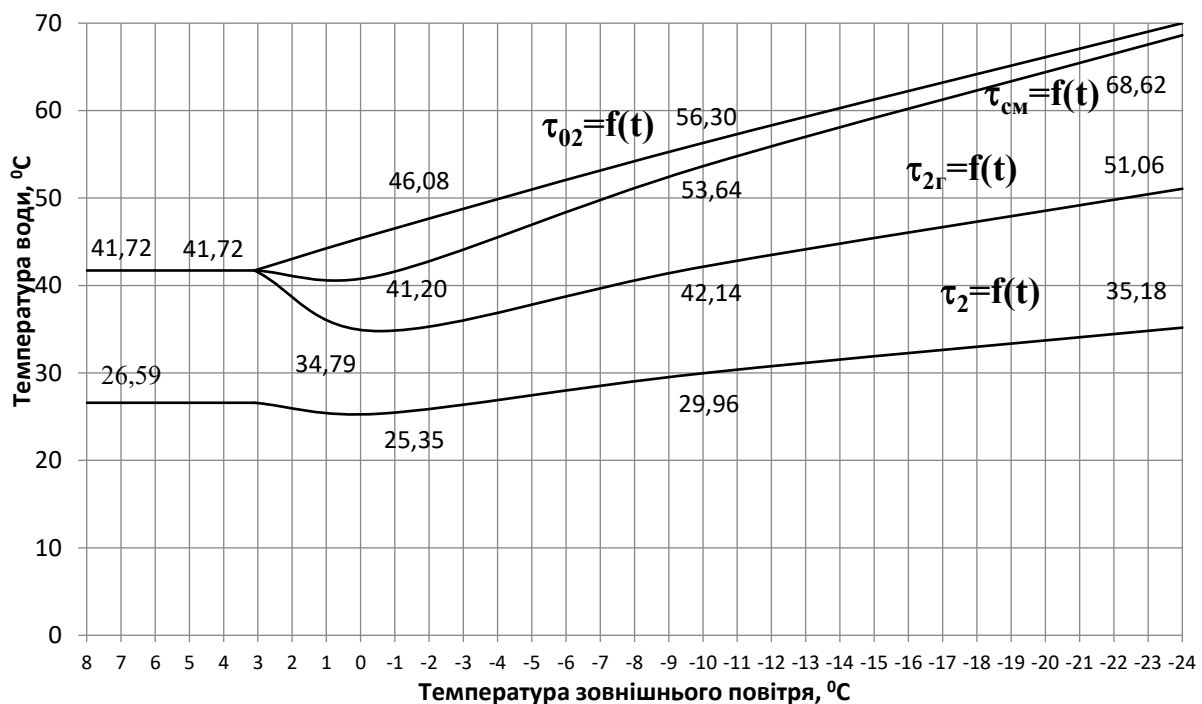
1.3.2.26. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.5.

Таблиця 1.5

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					літо
		$t_{3.0}$ -24 °C	t_3 -10 °C	$t_3^{сер.опал}$ -0,6 °C	$t_{3.3}$ +3,1 °C	$t_{зпк}$ +8 °C	
τ_{02}	°C	70,00	56,30	46,08	41,72	41,72	70
τ_{22}	°C	51,06	42,14	34,79	41,72	41,72	30
t_n	°C	50,94	42,12	34,08	36,72	36,72	60
$\tau_{см}$	°C	68,62	53,64	41,20	41,72	41,72	-
τ_2	°C	35,18	29,96	25,35	26,59	26,59	-
$G_{ГВП}$	кг/с	3,48	10,06	21,05	31,25	31,25	13,92

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.



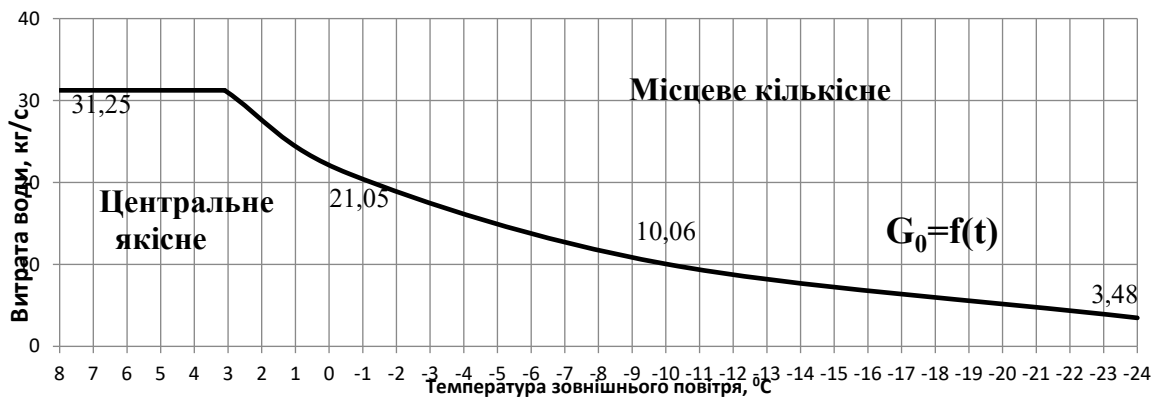


Рис. 1.5 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря

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 $t_{з\text{овн.вент.}}$.

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

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

$$\frac{(150 + \tau_{2в}) - (18 + (-24))}{(109,63 + 70) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{109,63 - 70}{150 - \tau_{2в}} \right)^{0,15} = 1$$

де $\tau_{01}^{\prime\prime}$ - температура мережної води у подавальному трубопроводі при $t_{з\text{овн.вент.}}$;
 $\tau_{2в}^{\prime\prime}$ - температура води після калориферів при $t_{3,в}$, °C.

Методом підбору знаходимо $\tau_{2в} = 43,7$ °C.

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

$$G_в = \frac{Q_в 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2в})} = \frac{1,94 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 43,7)} = 4,37 \text{ кг/с}$$

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

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

$$\tau_{2в} = \tau_{01} - (\tau_{01}^{\prime\prime} - \tau_{2в}^{\prime\prime}) \frac{t_{в.п} - t_3}{t_{в.п} - t_{3,в}} = 70 - (109,63 - 70) \cdot \frac{18 - 3,1}{18 - (-10)} = 46,08 \text{ °C}$$

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

$$G_в^{\prime\prime} = \frac{Q_в 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2в}^{\prime\prime})} = \frac{1,3 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (81,51 - 46,08)} = 5,8 \text{ кг/с}$$

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):

					ООКРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						24
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$\frac{(70 + \tau_{2B}) - (18 + 8) \cdot \left(\frac{109,63 - 70}{70 - \tau_{2B}} \right)^{0,15}}{(109,63 + 70) - (18 + (-10)) \cdot \left(\frac{18 - 8}{18 - (-10)} \right)^{0,85}} = 1$$

Методом підбору знаходимо $\tau_{2B} = 28,2$ °С.

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

$$G_6 = \frac{Q_6 \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2B})} = \frac{0,46 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 28,2)} = 2,64 \text{ кг/с}$$

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 °С	t_3 -10 °С	$t_3^{сер.опал}$ -2,1 °С	$t_{3,3}$ +0,8 °С	$t_{3ПК}$ +8 °С
τ_1	°С	150,00	109,63	81,51	70,00	70,00
τ_{02}	°С	70,00	56,30	46,08	41,72	41,72
τ_{2B}	°С	43,70	56,30	46,08	41,72	28,20
G_6	кг/с	4,37	5,80	5,80	5,80	2,64

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

					ООКРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						25
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

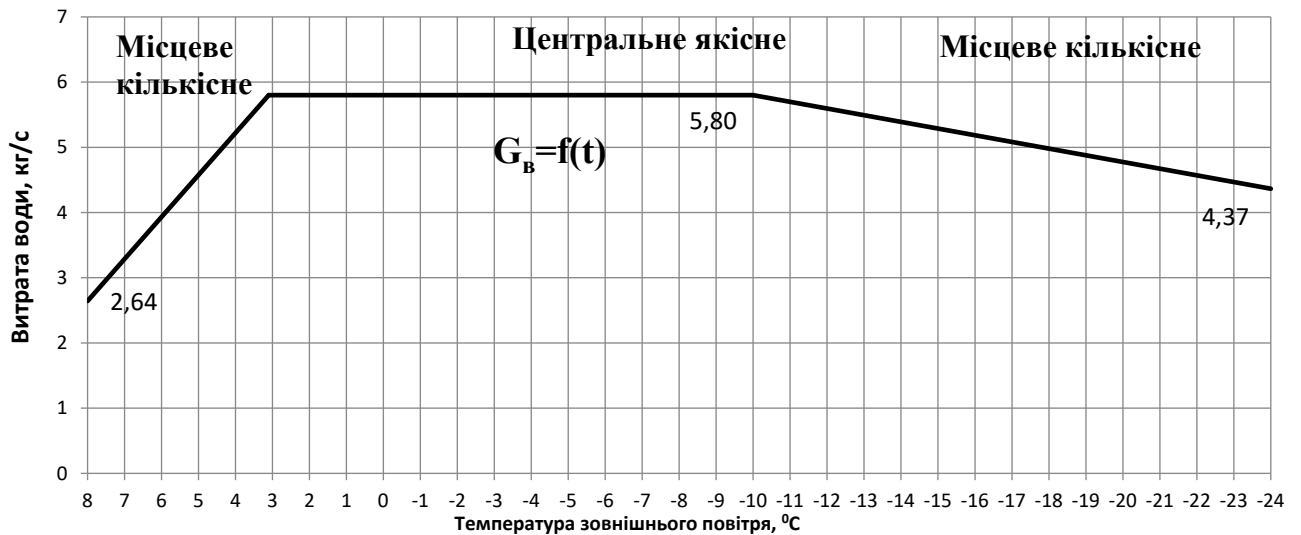
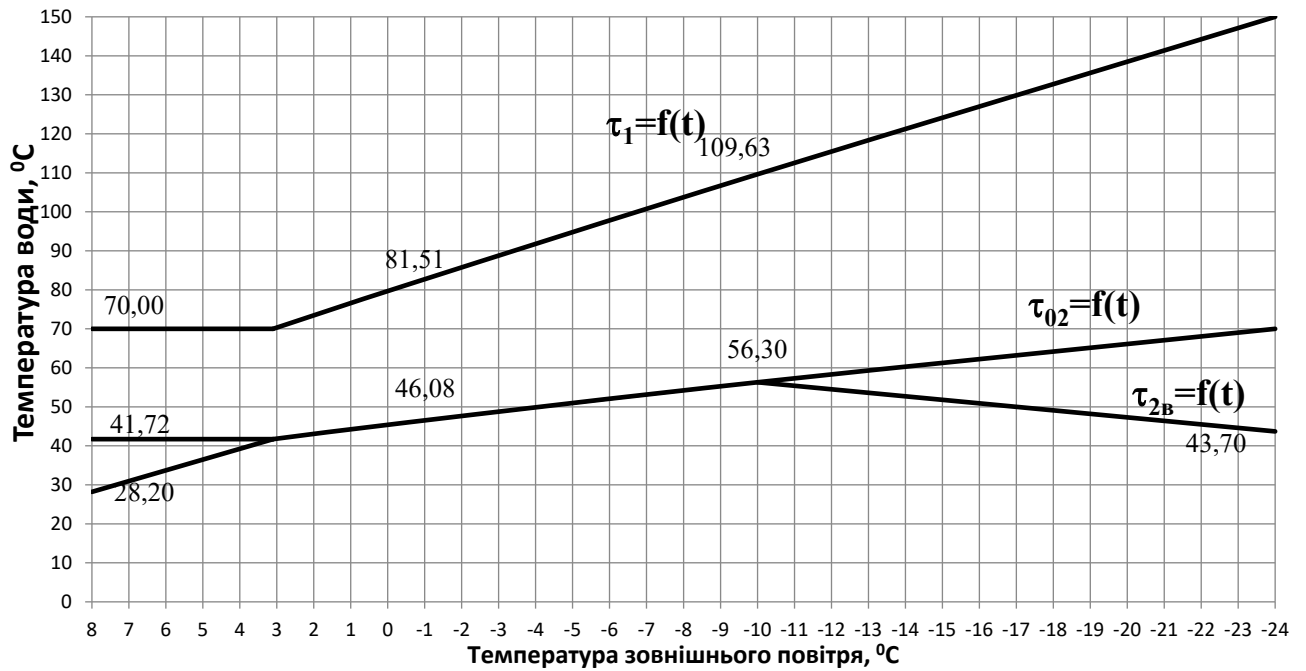


Рис. 1.6 Графіки залежності витрати мережної води на вентиляцію і температури мережної води після калориферів від температури зовнішнього повітря

1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИ ТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{o\max} = \frac{Q'_{o\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{16,2 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 48,34 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

$$G_{в\max} = \frac{Q_{в\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{2в})} = \frac{1,94 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 43,7)} = 4,37 \text{ кг/с}$$

Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата
-------	------	-------------	--------	------

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

$$G_{ГВП}^{сер} = \frac{Q'_{ГВП} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{1,94 \cdot 10^3}{4,19(70 - 43,7)} \cdot \frac{55 - (43,7 - 5)}{55 - 5} = 11,25 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G_{ГВП}^{max} = \frac{0,55 Q'_{ГВП max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 8,75 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,72)} = 40,6 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{o max} + G'_{e max} + K_3 G_{ГВП}^{сер} = 48,34 + 4,37 + 1,2 \cdot 11,25 = 66,2 \text{ кг/с}$$

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):

$$G'_л = \frac{Q_{ГВП л}^{сер} 10^3}{(\tau_{o1}''' - 30)c} = \frac{2,33 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 13,92 \text{ кг/с}$$

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	1,75	0,16	0,41	0,49	2,40	0,51
2	1,75	0,16	0,41	0,49	2,40	0,51
3	1,85	0,17	0,44	0,52	2,55	0,54
4	2,18	0,20	0,51	0,62	2,99	0,63
5	1,31	0,12	0,31	0,37	1,80	0,38
6	1,31	0,12	0,31	0,37	1,80	0,38
7	1,31	0,12	0,31	0,37	1,80	0,38
8	1,31	0,12	0,31	0,37	1,80	0,38
9	1,64	0,15	0,39	0,46	2,25	0,48
10	1,64	0,15	0,39	0,46	2,25	0,48
11	1,64	0,15	0,39	0,46	2,25	0,48
12	1,93	0,17	0,46	0,55	2,66	0,56
13	1,93	0,17	0,46	0,55	2,66	0,56
14	1,93	0,17	0,46	0,55	2,66	0,56
15	1,17	0,11	0,28	0,33	1,60	0,34

16	1,17	0,11	0,28	0,33	1,60	0,34
17	1,17	0,11	0,28	0,33	1,60	0,34
18	1,17	0,11	0,28	0,33	1,60	0,34
19	1,17	0,11	0,28	0,33	1,60	0,34
20	1,17	0,11	0,28	0,33	1,60	0,34
21	2,39	0,22	0,56	0,68	3,28	0,70
22	1,35	0,12	0,32	0,38	1,85	0,39
23	1,04	0,09	0,25	0,29	1,43	0,30
24	0,82	0,07	0,19	0,23	1,13	0,24
25	1,97	0,18	0,46	0,56	2,70	0,57
26	1,97	0,18	0,46	0,56	2,70	0,57
27	1,89	0,17	0,45	0,53	2,60	0,55
28	1,43	0,13	0,28	0,34	1,89	0,35
29	1,42	0,13	0,33	0,40	1,95	0,41
30	1,42	0,13	0,33	0,40	1,95	0,41
31	1,07	0,10	0,21	0,25	1,42	0,26
32	1,07	0,10	0,21	0,25	1,42	0,26
ВСЬОГО	48,34	4,37	11,25	13,49	66,20	13,92

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:

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

$$= \frac{48,34 + 3,48}{48,34 + 3,48 + 4,37} \cdot 35,18 + \frac{4,37}{48,34 + 3,48 + 4,37} \cdot 43,7 = 35,84 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$= \frac{48,34 + 31,25}{48,34 + 31,25 + 5,8} \cdot 36,59 + \frac{5,8}{48,34 + 31,25 + 5,8} \cdot 41,72 = 27,62 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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			Кривий Ріг		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		

						Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	ООКРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	

3	Температурна характеристика тепломережі району	τ_1/τ_2	°C/°C	150/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	°C	-24,00	3,1	15-30
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	16,2	5,75	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	8,75	8,75	2,33
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	1,94	0,69	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	ГДж/рік	209889,32		
9	Теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{п.п}}$	МВт	12	12	12
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	t_2''	°C	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{п.п}}^{\text{рік}}$	МВт год/рік	84000		
12	Температура “прямої” мережної води	τ_1	°C	150,00	70,00	70,00
13	Температура “зворотної” мережної води	τ_2	°C	35,84	27,62	30,00
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	кг/с	56,18	85,38	13,92
			т/ год	202,24	307,37	50,10
15	Убуток води в тепломережі	$G_{\text{уб.тм}}$	т/ год	15,0	15,0	2,0
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	G_2	т/ год	187,24	292,37	48,10
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{\text{втр.тм}}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{\text{стат. тм}}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.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 здійснюють балансову перевірку взаємоузгодженості по тепловій енергії одержаних в розділі 1 проекту результатів для трьох режимів за наступним балансовим рівнянням:

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

МЗ: 26,89= 26,93 (Висновок – результати для режиму МЗ - взаємоузгоджені)

ТЗ: 15,18= 15,20 (Висновок – результати для режиму ТЗ - взаємоузгоджені)

Л: 2,33= 2,34 (Висновок – результати для режиму Л - взаємоузгоджені)

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплостачання житлово-промислового району №1 в м. Кривий Ріг</i> РОЗДІЛ 2	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Журавльов О.О.							30
Перевірив	Бойко В.О.					ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

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 паливо-постачання міста
2	Теплота згорання палива	Q_{HP}	кДж/ m^3	33730			Сертифікат палива
3	Температура в деаераторі	$t_{ДА}$	$^{\circ}C$	65	65	65	Е.Р: $70^{\circ}C - 60^{\circ}C$
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	$t'_{ВК.НОМ}$	$^{\circ}C$	70	70	70	Е.Р. для водогрійних котлів
6	Номінальна температура води на виході з котла	$t''_{ВК.НОМ}$	$^{\circ}C$	150	150	150	“—“
7	Температура сирової води	$t'_{с.в}$	$^{\circ}C$	5	5	5	Е.Р: $-5^{\circ}C$ для МЗ та ТЗ режимів, $15^{\circ}C$ – для режима Л
8	Температура сирової води перед станцією хімічного очищення	$t''_{с.в}$	$^{\circ}C$	15	15	15	Е.Р: $15^{\circ}C - 20^{\circ}C$
9	Температура хімічно очищеної води на виході зі станції ХВО	$t'_{ХОВ}$	$^{\circ}C$	20	20	20	Е.Р: $15^{\circ}C - 20^{\circ}C$
10	Температура хімічно очищеної води перед деаератором	$t''_{ХОВ}$	$^{\circ}C$	55	55	55	Е.Р: $50^{\circ}C - 65^{\circ}C$
11	Температура технологічної води на вході в котельню	$t'_{ТЕХН.В}$	$^{\circ}C$	5	5	15	Е.Р: $8^{\circ}C$ для МЗ та ТЗ режимів, $15^{\circ}C$ для режима Л

								Арк.
								31
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ			

12	Температура технологічної води на виході з котельні	$t''_{\text{тех н.в}}$	°C	95	95	95	Технологічний регламент промислового підприємства
13	Температура грійної води на вході у внутрішньокотельні підігрівники та на вході в деаератор	$t'_{\text{ТО А}}$	°C	150	150	150	Е.Р: $t'_{\text{ТОА}} = t''_{\text{ВК.НОМ}}$
14	Температура грійної води на виході з внутрішньокотельних підігрівників	$t''_{\text{ТО А}}$	°C	65	65	65	Е.Р: $t''_{\text{ТОА}} = 65 \text{ °C}$
15	Коефіцієнт випара з деаератора	$\alpha_{\text{вип.}}$	од	0,01	0,01	0,01	Е.Р: 0,005 – 0,01
16	Коефіцієнт власних потреб станції хімоводоочищення	$K_{\text{ХВ О}}$	од.	1,1	1,1	1,1	Е.Р: 1,05 – 1,10

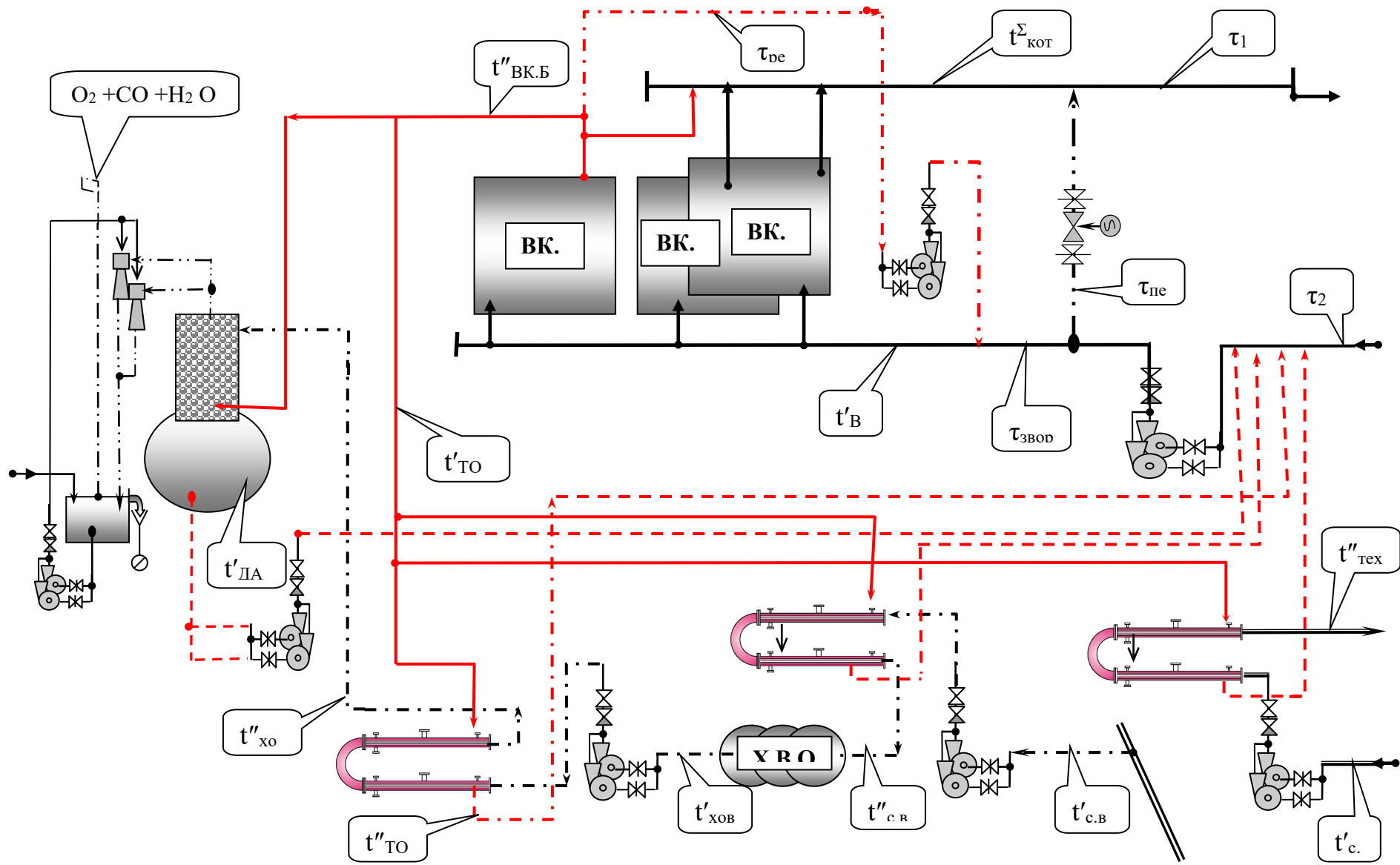
					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						32
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Эм	
Анқилш	
№ доқұм.	
Тілдіс	
Дата	

00ҚРБ 1440ПТГЕ00.008.192030.2023.ПЗ

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
$\sum Q_{Жр}$	=	28,24	28,24		
$\sum Q_{Жр}$	=	15,94		15,94	
$\sum Q_{Жр}$	=	2,45			2,45

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, сирії, 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, сирії та хімоочищеної води – $t''_{ТОА}$, °С, згідно з рекомендацією.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		33

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 тепломрежі – $G_{ДА}^{підж}$, т/год, за формулою:

$$G_{ДА}^{підж} = G_{убут}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00	15,00		
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00		15,00	
$G_{ДА}^{підж}$	=	2,00			2,00

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

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

та формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	3,55	3,55		
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	3,55		3,55	
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	0,47			0,47
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ДА}$	=	0,35	0,35		
$Q_{ДА}$	=	0,35		0,35	
$Q_{ДА}$	=	0,05			0,05

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G"ДА	=	18,40	18,40		
G"ДА	=	18,40		18,40	
G"ДА	=	2,45			2,45

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 результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G _{ХОВ}	=	15,15	15,15		
G _{ХОВ}	=	15,15		15,15	
G _{ХОВ}	=	2,02			2,02

2.3.11 Визначаю витрату сирієї 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 результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G _{с.в.}	=	16,67	16,67		
G _{с.в.}	=	16,67		16,67	
G _{с.в.}	=	2,22			2,22

2.3.12. Визначаю теплову потужність підігрівника сирієї 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	=	0,19			0,19		
QПСВ	=	0,19				0,19	
QПСВ	=	0,03					0,03
Визначення результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
ГПСВ гр.в.	=	1,96			1,96		
ГПСВ гр.в.	=	1,96				1,96	
ГПСВ гр.в.	=	0,26					0,26

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	=	0,08					0,08
Визначення результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
ГПХВ гр.в.	=	6,24			6,24		
ГПХВ гр.в.	=	6,24				6,24	
ГПХВ гр.в.	=	0,83					0,83

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:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14

Визначення результату						Значення для режимів, т/год		
						МЗ	ТЗ	Л
G техн.в.	=	114,29				114,29		
G техн.в.	=	114,29					114,29	
G техн.в.	=	128,57						128,57
Визначення результату						Значення для режимів, МВт		
						МЗ	ТЗ	Л
QПТВ	=	12,00				12,00		
QПТВ	=	12,00					12,00	
QПТВ	=	12,00						12,00
Визначення результату						Значення для режимів, т/год		
						МЗ	ТЗ	Л
GПТВ гр.в.	=	121,01				121,01		
GПТВ гр.в.	=	121,01					121,01	
GПТВ гр.в.	=	121,01						121,01

2.3.15 Визначаю сумарну витрату грійної з базового котла води на на внутрішнє споживання котельні – $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}}$, т/год, 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 результату						Значення для режимів, т/год		
						МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	132,75				132,75		
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	132,75					132,75	
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	122,57						122,57

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 результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	48,70	48,70		
Тзвор	=	40,16		40,16	
Тзвор	=	55,25			55,25

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
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	41,32	41,32		
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	29,02		29,02	
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	14,57			14,57

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 3 котла **КВ-ГМ-20** (23,26 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-20
Q вк. ном.	МВт	23,26
G вк. Ном	т/год	247
η вк. Ном	%	92,3
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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						38
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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
Нвк.вст	=	1,78	2,00		
Нвк.вст	=	1,25		2,00	
Нвк.вст	=	0,63			1,00

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

$$N_{BK.B} = 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
Нвк.б	=	1,00	1,00		
Нвк.б	=	1,00		1,00	
Нвк.б	=	1,00			1,00

2.3.21. Визначаю число котлів, що працюють у змінному режимі – $N_{BK.Z}$, шт, за формулою:

$$N_{BK.Z} = N_{BK.VST} - 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.21

Таблиця 2.21

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
Нвк.з	=	1,00	1,00		
Нвк.з	=	1,00		1,00	
Нвк.з	=	0,00			0,00

2.3.22. Визначаю число котлів, що знаходяться в експлуатації в кожному з трьох розрахункових режимів – $N_{BK.P}$, шт, за формулою:

$$N_{BK.P} = N_{BK.B} + N_{BK.Z}$$

Результати визначення навести у таблиці 2.22

Таблиця 2.22

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
Нвк.р	=	2,00	2,00		
Нвк.р	=	2,00		2,00	
Нвк.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:

$$Q_{ВК.Б} = Q_{ВК.НОМ}, \text{МВт}$$

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°С}$$

$$G_{ВК.Б} = G_{ВК.НОМ}, \text{т/ч}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°С}$$

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.23

Таблиця 2.23

Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{вк.б}	=	23,26	2 котла	23,26		
t' _{вк.б}	=	70,00		70,00		
t'' _{вк.б}	=	150,00		150,00		
G _{вк.б}	=	247,00		247,00		
Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{вк.б}	=	23,26	2 котла		23,26	
t' _{вк.б}	=	70,00			70,00	
t'' _{вк.б}	=	150,00			150,00	
G _{вк.б}	=	247,00			247,00	
Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{вк.б}	=	14,57	1 котла			14,57
t' _{вк.б}	=	70,00				70,00
t'' _{вк.б}	=	150,00				150,00
G _{вк.б}	=	156,10				156,10

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.24.

Таблиця 2.24

Визначення результата			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{ВК.3}$	=	18,06	18,06		
$\sum Q_{ВК.3}$	=	5,76		5,76	
$\sum Q_{ВК.3}$	=	0,00			0,00

2.3.25. Визначаю теплове навантаження кожного котла, що несе змінну складову теплового навантаження – $Q_{ВК.3}$, МВт, за формулою:

$$Q_{ВК.3} = \sum Q_{ВК.3} / N_{ВК.3}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.25.

Таблиця 2.25

Визначення результата			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ВК.3}$	=	18,06	18,06		
$Q_{ВК.3}$	=	5,76		5,76	
$Q_{ВК.3}$	=	0,00			0,00

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:

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

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

$$G_{ВК.3} = G_{ВК.НОМ}$$

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

$$G_{ВК.3} = 0,0$$

Результати визначення навести у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ВК.3}$	=	193,45	193,45		
$G_{ВК.3}$	=	247,00		247,00	
$G_{ВК.3}$	=	0,00			0,00

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.27.

Таблиця 2.28

Визначення результата		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum G_{ВК}$	=	440,45		
$\sum G_{ВК}$	=		494,00	
$\sum G_{ВК}$	=			156,10

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		
$t''_{ВК.З}$	=		89,99	
$t''_{ВК.З}$	=			

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.30

Таблиця 2.30

Визначення результата		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{рец}$	=	92,63		
$G_{рец}$	=		134,21	
$G_{рец}$	=			24,30

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.31

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						42
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.31

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t_{BK\Sigma}$	=	150,00	150,00		
$t_{BK\Sigma}$	=	84,72		84,72	
$t_{BK\Sigma}$	=	150,00			150,00

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{пер}$	=	0,00	0,00		
$G_{пер}$	=	101,52		101,52	
$G_{пер}$	=	42,30			42,30

2.3.30. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні за формулою:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результата			Значення для режимів, %		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Delta G\%$	=	2,91	2,91		
$\Delta G\%$	=	4,29		4,29	
$\Delta G\%$	=	0,91			0,91

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

2.4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНІ

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

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

Результати визначення наводжу у табл. 2.34.

Таблиця 2.34

Визначення результату			Значення для режимів, тис м3/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Вкот	=	4,83	4,83		
Вкот	=	3,39		3,39	
Вкот	=	1,70			1,70

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:

$$\Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} = W_{\text{нас.реци}} + W_{\text{нас.т/м}} + W_{\text{нас.підж}} + W_{\text{техн.води}} + W_{\text{нас.св}} + W_{\text{нас.хв}} + \Sigma W_{\text{ВД}} + \Sigma W_{\text{Д}} + W_{\text{освітл}} = 11+90+2,2+22+2,2+2,2+2*55+2*30=300 \text{ кВт}$$

де:

$W_{\text{нас.реци}}$ – 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 сирої води, кВт.

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

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

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

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

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:

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{год}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 1 \cdot K_{\tau}^{\text{год}} = 300 \cdot 1 \cdot 0,8 = 240 \text{ кВт·год/год}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 24 \cdot K_{\tau}^{\text{доб}} = 300 \cdot 24 \cdot 0,75 = 5400 \text{ кВт·год/добу}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 8760 \cdot K_{\tau}^{\text{рік}} = 300 \cdot 8760 \cdot 0,65 = 1708200 \text{ кВт·год/рік}$$

де:

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

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

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

2.4.4. 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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						44
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.35

Визначення результата				Значення для режимів, кг у.п./МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
(bТвідп)газ	=	33,31	м3/ГДж	33,31	33,69	32,71
(bТвідп)у.п.	=	38,31	кг у.п./ГДж	38,31	38,75	37,62

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:

$$e_{e/e}^{\text{відп}} = \Sigma W^{\text{доб}} / (\Sigma Q_{T/\Phi} \cdot 24) = 5130 / (33,72 + 12) \cdot 24 = 4,9$$

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

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

$$C_Q = (38,31 / 1,15) \cdot 8000 \cdot 10^{-3} + 4,9 \cdot 2,64 + 30,0 = 306,25 \text{ грн/ГДж}$$

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	-24	+3,1	+15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	28,24	15,94	2,45
3	$Q_{\text{П.П}}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	12	12	12
4	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	41,32	29,02	14,57
5	t_1	Температура мережної води в “прямій” магістралі на виході з котельні	°С	150°	70°	70°
6	t_2	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°С	35,84	27,62	30,00

7	$T_{звор}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°C	48,70	40,16	55,25
8	G_1	Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні	т/год	202,24	307,37	50,10
9	$G_{убут}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15	15	2
10	G_2	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	187,24	292,37	48,10
11	$G_{рец}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	92,63	134,21	24,30
12	$G_{пер}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	0	101,52	42,30
13	$N_{ВК.ВСТ}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	2	2	1
14	$N_{ВК.Р}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	2	2	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	1	1	0
17	$V_{КОТ}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м ³ / год	4,83	3,39	1,70
18	$(b_{т\text{ відп}})_{газ}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м ³ /ГДж	33,31	33,69	32,71
19	$(b_{т\text{ відп}})_{у.п}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п /ГДж	38,31	38,75	37,62
20	$\Sigma W_{ВК}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	300	300	276
21	$e_{e/e\text{ доб}}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	4,9	4,9	3,2
22	$\text{Ц}_{Палив}$	Вартість природного газу	грн./ тис. м ³	8000	8000	8000
23	$\text{Ц}_{Е/Е}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт.год	2,64	2,64	2,64
24	C_Q	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./ГДж	306,25	306,25	294,5

Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ

Арк.
46

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-20
2	$Q_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна теплова потужність котла	МВт(т)	З паспорта котла	23,26
3	$G_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна витрата води на котел	т/год	«--»	247
4	$V_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна витрата природного газу на котел	тис. м ³ /год	«--»	2,53
5	$\Delta p'_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальний гідравлічний опір котла	атм	«--»	2,5
6	$\Delta p''_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальний аеродинамічний опір котла	мм.вд.ст	«--»	57
7	$t'_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна температура води на вході в котел	°С	«--»	70
8	$t''_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна температура води на виході з котла	°С	«--»	150
9	$\eta_{\text{ВК.НОМ}}$	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 максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції – $G_{\text{РЕЦ}}=134,21$ т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції – $\Delta H_{\text{РЕЦ}}$.

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

$$N_{\text{нас.реци}}^{\text{роб}} = G_{\text{РЕЦ}}^{\text{ТЗ}} / Q_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}} = 134,21/135 = 0,99$$

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.

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

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						47
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Характеристика насосів рециркуляції

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	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	$Q_{н. рец}^{ном}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	135		19
3	$H_{н. рец}^{ном}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	20		20
4	$N_{н. рец}^{ном}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	11		2,2
5	$\eta_{н. рец}^{ном}$	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” – $G_1=307,37$ 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 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						48
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	310	55	
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 – $G_{\text{с.в}}=16,67$ 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:

$$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}} = 16,67 / 20 = 0,88$$

*) 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 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						50
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.

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 заводу-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.

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 заводу-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

Загальноприйнятим рішенням для водогрійних котельних є встановлення для деаерації води не менше двох деаераторів вакуумного типу з охолодником випару для кожного. До встановлення обираємо 2 деаератори ДВ-25. Блок параметрів наводжу в таблиці 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 $Q_{\text{ПСВ}}=0,19$ 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:

$$F = Q_{\text{ПСВ}} / \Delta t \cdot K = 190000 / 105 \cdot 2500 = 0,72 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо секційний підігрівник ПВ-89х4. Площа поверхні теплообміну однієї секції — $F=1,2 \text{ м}^2$, 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 $Q_{\text{тех}}=12$ 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:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 1200000 / 57,46 \cdot 2500 = 8,35 \text{ м}^2$$

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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
						54
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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.

Таблиця 2.45

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 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Кривий Ріг</i> Охорона праці	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Журавльов О.О.						56
Перевірив		Бойко В.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

Періодичність контролю вмісту шкідливих речовин складає:

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

Методи визначення шкідливих речовин у повітрі:

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

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

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

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.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		57

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		58

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

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

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

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

3.5. 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		59

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.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		60

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.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		61

РОЗДІЛ 4. Опалення приміщень за допомогою відновлюваних джерел енергії в Європейському Союзі

На опалення приміщень та водопостачання припадає майже третина кінцевого споживання енергії в Європі. Таким чином, цей сектор потребує особливої уваги в процесі декарбонізації.

Опалення приміщень та водопостачання в ЄС: Дані про споживання та технології

У ЄС-28 на кінцеву енергію для опалення приміщень та водопостачання припадає близько 47% загального кінцевого попиту на енергію у секторах домогосподарств, промисловості, комерційних та комунальних послуг. Серед цих секторів домогосподарства є найбільшим споживачем кінцевої енергії для опалення приміщень та водопостачання (67%), за ними йдуть комерційні та комунальні послуги (26%) і промисловість (7%).

У загальній структурі палива для опалення приміщень та водопостачання в ЄС-27 переважають природний газ (43%), біомаса (16%) та мазут (15%). На викопні види палива припадає близько 62% кінцевого енергопостачання в ЄС-27.

Нові енергоносії, такі як тепло навколишнього середовища (теплові насоси), сонячна та геотермальна енергія можуть розглядатися як нішеві варіанти, із загальною часткою приблизно 3,6% у кінцевому попиті на енергію для опалення приміщень та водопостачання.

Беручи до уваги структуру паливного балансу для виробництва електроенергії та централізованого теплопостачання, частка відновлюваних джерел енергії у структурі первинної енергії в ЄС-27 оцінюється на рівні 23%.

На ринку ЄС існує величезна кількість різноманітних технологій та систем опалення приміщень, які можна виразити через п'ять загальних технологічних кластерів:

- Індивідуальні теплові насоси (кімнатні та комбіновані обігрівачі, повітря-повітря, повітря-вода, вентиляція (для рекуперації тепла), теплові сонячні та прямі електричні нагрівачі;
- Індивідуальні котли (опалювальні та комбіновані) та мікроТЕЦ;
- Індивідуальні спеціалізовані водонагрівачі (електричні, сонячні, масляні, газові та теплові насоси);

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Кривий Ріг</i> <i>Опалення приміщень за допомогою відновлюваних джерел енергії в Європейському Союзі</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Журавльов О.О.						62
Перевірив		Бойко В.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

- Централізовані теплові насоси, геотермальне та сонячне опалення;
- Теплоцентралі опалюють лише котельні та ТЕЦ.

При цьому використовуються відповідні енергоносії для кожної технології: Природний газ, біогаз, синтетичний природний газ, зріджений вуглеводневий газ, газойль, біомасло, мазут важкий, вугілля, деревна тріска, деревні пелети, дерев'яні колоди, сонячна енергія, електроенергія, водень, тепло навколишнього середовища, геотермальна енергія, вентиляційне повітря, морська вода, відпрацьоване тепло.

Послідовне визначення енергоносіїв має важливе значення для калібрування розроблених балансів кінцевого використання з офіційними енергетичними балансами Євростат. Сам Євростат використовує 63 різні енергоносії, починаючи від викопних видів палива та відновлюваних джерел енергії і закінчуючи електроенергією та теплом як вторинними енергоносіями.

Крім того, енергоносії позначені як відновлювані або невідновлювані. Для електроенергії та централізованого теплопостачання як кінцевих енергоносіїв частка відновлюваних джерел розраховується на основі структури первинного енергобалансу.

Що стосується визначення енергоносіїв, то особливу увагу необхідно приділити відновлюваним енергоносіям, які збираються на місці і не є об'єктом комерційної торгівлі - зокрема, теплу навколишнього середовища, геотермальній енергії та сонячній тепловій енергії. Регламент Комісії (ЄС) 2017/2010 про енергетичну статистику надає чіткі визначення з цього приводу:

- Тепло навколишнього середовища (теплові насоси) охоплює не лише тепло навколишнього середовища, що уловлюється тепловими насосами повітряного джерела, а й ґрунтовими та іншими тепловими насосами, визначеними в Регламенті як "теплова енергія на корисному рівні температури, що видобувається (уловлюється) за допомогою теплових насосів, які потребують електроенергії або іншої допоміжної енергії для функціонування. Ця теплова енергія може зберігатися в навколишньому повітрі, під поверхнею твердої землі або в поверхневих водах".

- Геотермальна енергія - яку можна сплутати з теплом навколишнього середовища, що уловлюється тепловими насосами з ґрунтових джерел - чітко визначається як "енергія, доступна у вигляді тепла, що виділяється з земної кори, зазвичай у вигляді гарячої води або пари; за винятком тепла навколишнього середовища, що уловлюється тепловими насосами з ґрунтових джерел".

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		63

□ Сонячна теплова енергія включає лише сонячну теплову енергію і не включає сонячні фотоелектричні установки (які відображаються в розділі "Трансформація" енергетичних балансів). Сонячна енергія визначається як "тепло сонячного випромінювання (сонячне світло), що використовується для корисних енергетичних цілей. Наприклад, сюди відносяться сонячні теплоелектроцентралі та активні системи для виробництва гарячої води для санітарно-гігієнічних потреб або для опалення приміщень будівель". Це визначення стосується кінцевих енергоносіїв представлений вище. Зауважте, однак, що первинний енергоносіє "сонячна енергія" включає сонячну фотоелектричну енергію, оскільки ці енергоносії відображають первинне споживання енергії для виробництва електроенергії та централізованого теплопостачання як вторинних енергоносіїв.

Основною перевагою розрахованих балансів кінцевого споживання порівняно з енергетичними балансами Євростату за замовчуванням є врахування конкретних технологій для кожного виду кінцевого споживання (наприклад, електричний тепловий насос на основі повітря для опалення приміщень). У табл.1 перелічені технології опалення, що розглядаються в розроблених балансах кінцевого споживання. Теплові насоси враховуються як з точки зору використання електроенергії, так і з точки зору уловлювання тепла навколишнього середовища.

Визначення технологій, що розглядаються в балансах кінцевого використання

Кінцевий енергоносіє Опалювальні технології
Тепло навколишнього середовища Тепловий насос (повітря-повітря)
Тепловий насос (повітря-вода)
Тепловий насос (земля-вода)
Тепловий насос (середній)
Біомаса Піч/котел на біомасі
Вугілля Вугільна піч/котел
Централізоване опалення Підстанція централізованого опалення
Електроенергія Тепловий насос (повітря-повітря)
Тепловий насос (повітря-вода)
Тепловий насос (земля-вода)
Тепловий насос (середній)
Пряме електричне опалення
Мазут Мазутний котел

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		64

Геотермальний	Геотермальна установка
Природний газ	Газовий котел (середній)
Газовий котел (конденсаційний)	
Газовий котел (неконденсаційний)	
Тепловий насос (середній)	
Інше викопне паливо	Типовий котел/піч на викопному паливі
Інші ВДЕ	Типовий котел/піч на ВДЕ
Сонячна енергія	Сонячний тепловий колектор
Відходи не-ВДЕ	Типовий котел/піч на відходах
Відходи ВДЕ	Типовий котел/піч на відходах

Варто зазначити, що цей загальний вибір технологій в першу чергу обумовлений наявністю технологічних даних, насамперед, про запаси по країнах та секторах, а також про типovu/середню ефективність конверсії.

Частка відновлюваної енергії в опаленні

На основі факторів первинної енергії та структури первинної енергії, пов'язаної з цим кінцевим енергетичним балансом, можна розрахувати частку відновлюваної енергії в опаленні приміщень та водопостачанні в країнах і в трьох секторах. Загалом, існують різні показники, що стосуються частки ВДЕ в опаленні та пов'язаному з ним енергоспоживанні. База даних SHARES Євростату використовує три метрики, які є релевантними в цьому контексті:

□ Електроенергія (RES-E): Валове кінцеве споживання електроенергії з відновлюваних джерел, поділене на валове кінцеве споживання електроенергії. Гідроенергетика, вітроенергетика та інші технології підпадають під правила нормалізації. Значення у 2017 році становить 31,09% для ЄС-27.

□ Опалення та охолодження (RES-H&C): Валове кінцеве споживання енергії з відновлюваних джерел для опалення та охолодження, поділене на валове кінцеве споживання енергії для опалення та охолодження. Включає всі сектори попиту, крім транспорту. Чисельник не включає електроенергію, тепло та біологічні рідини. Знаменник не включає електроенергію. Значення у 2017 році становить 20,95% для ЄС-27.

□ Загальна частка ВДЕ (RES): Валове кінцеве споживання енергії з відновлюваних джерел, поділене на валове кінцеве споживання енергії. Включає електроенергію, опалення та охолодження і транспорт. Підлягає статистичним перерахункам та коригуванням на авіацію. Значення у 2017 році становить 18,47% для ЄС-27.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		65

В дослідженні Renewable space heating under the revised Renewable Energy Directive [] визначені сценарії декарбонізації для опалення та підігріву води до 2050 року: сценарій прямого використання ВДЕ (з акцентом на індивідуальні теплові насоси, котли на біомасі та сонячну енергію), сценарій електрифікації, один сценарій з акцентом на електронні види палива, інший - на водень і, нарешті, сценарій централізованого теплопостачання. Була проведена порівняльна оцінка і виведений "найкращий" сценарій.

Для цього було застосовано три моделі: модель будівельного фонду Invert, модель оптимізації енергетичної системи Enertile та модель централізованого теплопостачання Hotmaps. Результати моделювання дозволяють порівняти сценарії з точки зору додаткових витрат, скорочення викидів парникових газів, попиту на енергію та енергозбереження.

Загальна логіка розробки сценаріїв полягає у визначенні меж доцільності використання певних енергоносіїв для опалення приміщень та підігріву води в будівлях, включаючи обмеження щодо їх потенціалу. В рамках цих обмежень алгоритм визначає мінімально затратні варіанти використання енергоносіїв та технологій у різних частинах житлового фонду, а також оптимальний рівень реновації. Це призводить до сценаріїв, які не розглядаються як екстремальні, а скоріше як реалістичні реалізації шляхів розвитку, причому кожен зі сценаріїв показує поєднання систем, енергоносіїв, що відображає також придатність у різних частинах будівельного фонду, а також кліматичні та регіональні констеляції.

В цілому, було виявлено, що електронне паливо і водень дуже близькі до мінімальних визначених меж. Це свідчить про те, що ці енергоносії є більш дорогими, ніж інші системи. Що стосується теплових насосів, то це скоріше залежить від типу будівлі, чи вважається ефективно використання теплового насосу економічно вигідним. Загалом, модель має тенденцію рухатися до верхньої межі, і теплові насоси отримують найбільшу частку в усіх сценаріях.

Системи опалення на біомасі, як правило, є економічно життєздатними в рамках розглянутого моделювання та сценарних припущень щодо кліматичної нейтральності. Тут обмеження потенціалу біомаси та основні припущення щодо більш доцільного використання потенціалу біомаси в інших секторах кінцевого споживання є основними факторами, що стримують подальше розгортання теплопостачання на основі біомаси.

Економічна життєздатність централізованого теплопостачання в моделі варіюється між країнами. Через те, що використання централізованого

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

теплопостачання було обмежено районами з високою щільністю попиту на тепло та відповідними низькими витратами на розподіл тепла, централізоване теплопостачання, як правило, обирається за допомогою алгоритму оптимізації в рамках встановлених обмежень.

З моделювання можна зробити наступні основні висновки.

По-перше, якщо заходи та система в цілому оптимізовані (як передбачається в підході до моделювання), то витрати, зокрема для сценаріїв водню, прямих ВДЕ, централізованого теплопостачання та електронних видів палива, не є чітким критерієм для прийняття рішення. Більш важливими є бар'єри та політичні наслідки для прийняття рішення щодо того чи іншого шляху.

По-друге, деякі заходи можна розглядати як варіанти, про які можна не шкодувати, оскільки вони є ідентичними для всіх сценаріїв: високий рівень реновації будівель, широке розповсюдження теплових насосів та централізованого теплопостачання у відповідних районах. Більше того, навіть у сценаріях Н2 та електронного газу частину газової мережі потрібно буде виводити з експлуатації, оскільки існують більш економічні рішення з декарбонізації.

По-третє, найкращий сценарій - з найнижчими витратами - близький до сценарію електрифікації, але з дещо вищим рівнем проникнення сонячного тепла та централізованого теплопостачання.

Для того, щоб сценарії декарбонізації стали реальністю, необхідно усунути безліч бар'єрів за допомогою узгодженого набору політичних заходів. Методологічний підхід до розробки рекомендацій щодо технологічних, економічних та регуляторних умов включає наступні чотири кроки:

- (1) аналіз бар'єрів для впровадження різних варіантів опалення приміщень,
- (2) аналіз політичних інструментів, доступних для подолання бар'єрів, визначених на першому кроці,
- (3) визначення наборів політик для різних кластерів країн і шляхів трансформації
- (4) рекомендації для політик на рівні ЄС, національному та місцевому рівнях.

З аналізу бар'єрів випливають наступні висновки:

Кожен з варіантів декарбонізації стикається з неоднорідним набором бар'єрів. Це вимагає поєднання різних політик для підтримки трансформації.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

Економічні бар'єри для декарбонізації опалення в будівлях пов'язані, головним чином, з інвестиціями в енергоефективність та технології відновлюваної енергетики, а також з експлуатаційними витратами. Високі інвестиційні витрати порівняно з опалювальним обладнанням, що працює на викопних видах палива, є бар'єром для всіх розглянутих технологічних шляхів, включаючи інвестиції власників будівель у кінцеве обладнання, а також інвестиції в інфраструктуру (наприклад, у мережі централізованого теплопостачання). Економічні бар'єри на етапі використання переважають, зокрема, для шляху електрифікації (низькі ціни на викопне паливо порівняно з електроенергією), а також для водневого та електронного палива.

Бар'єри, пов'язані з технологічною зрілістю, виникають там, де необхідні технології декарбонізації не є повністю розробленими. Такі бар'єри особливо яскраво виражені на шляхах (зеленого) водню та електронних видів палива, де великомасштабне виробництво, розподіл і зберігання наразі обмежується пілотними проектами. На всіх цих шляхах зрілість технологій є бар'єром для впровадження нових підходів до модернізації, заснованих на серійній реновації, що сприяє економічно ефективному та швидкому впровадженню енергоефективності в будівлях. Крім того, брак цифрових рішень для підтримки впровадження є бар'єром для деяких технологій декарбонізації: Для широкомасштабного впровадження теплових насосів брак цифрових технологій для підтримки використання гнучких опцій та управління попитом, а також для безперервного контролю за ефективною роботою є необхідною умовою. Аналогічно, для централізованого теплопостачання перехід до високоефективних систем на основі відновлюваних джерел енергії вимагає цифрових технологій.

Бар'єри, пов'язані зі зрілістю ринку (включаючи ринки технологій, палива та інсталляторів), є особливо вираженими у сценаріях Н2 та електронних видів палива, де поки що не існує ринків. Однак зрілість ринку також виступає бар'єром на шляху електрифікації, оскільки в більшості країн-членів ЄС теплові насоси наразі мають низьку частку ринку. У сфері централізованого теплопостачання недостатня зрілість ринку для великомасштабного виробництва тепла з відновлюваних джерел є бар'єром у більшості країн-членів ЄС.

Вплив на електроенергетичну систему є бар'єром на всіх шляхах декарбонізації, що покладаються на виробництво тепла, яке передбачає споживання електроенергії. Сюди входять децентралізовані теплові насоси,

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		68

великі теплові насоси для централізованого теплопостачання, а також водень та електронне паливо. У той же час, ці технології надають переваги у вигляді гнучкості для електроенергетичної системи.

Доступність ресурсів є ключовим бар'єром на більшості шляхів і охоплює доступність енергоносіїв (особливо сильний бар'єр для біомаси, водню та електронних видів палива), доступність джерел тепла (особливо виражена для геотермальних установок, а також теплових насосів на водних джерелах) і доступність простору (особливо сильний бар'єр для великомасштабних сонячних теплових установок, а також установок з ВДЕ-Е).

Регуляторні бар'єри та ліцензування є особливо вираженими для технологій з низьким рівнем впровадження, для яких ще не розроблені кодекси і стандарти, а також процедури ліцензування (особливо для водню). Регуляторні бар'єри також актуальні для впровадження теплових насосів на основі ґрунту, а також використання ґрунту або водоносних горизонтів для зберігання тепла. Для централізованого теплопостачання регуляторні бар'єри включають планування та ліцензування об'єктів виробництва тепла, а також доступ третіх сторін до тепломереж.

Придатність будівельного фонду є бар'єром для впровадження більшості технологій відновлюваного опалення: Для теплових насосів, а також для централізованого теплопостачання на основі ВДЕ, ефективне впровадження вимагає низькотемпературних систем опалення. Для сонячних теплових установок дахи можуть бути непридатними для встановлення. Що стосується водню та електронних видів палива, то через високу вартість енергоносіїв їх застосування в неефективних будівлях призводить до високих витрат.

Бар'єри для кінцевих споживачів та інвесторів охоплюють різноманітні перешкоди для інвестицій у технології декарбонізації. Такі бар'єри включають відсутність доступу до капіталу, недосконалу інформацію, обмежену раціональність та роздвоєння стимулів.

Водень для опалення стикається з ключовими бар'єрами: По-перше, з економічної точки зору, використання водню для індивідуального опалення приміщень вимагатиме значних інвестицій у розподільчі мережі. По-друге, існує велика невизначеність щодо того, чи буде "зелений" водень доступний для опалення будівель, і якщо так, то в яких кількостях і за якою ціною. По-третє, водень як варіант декарбонізації стикається з ризиком блокування, якщо інвестиції в інфраструктуру та побутову техніку здійснюватимуться, незважаючи на значну невизначеність. З цих причин в дослідженні дійшли

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		69

висновку, що пріоритет слід надавати іншим варіантам декарбонізації опалення в будівлях.

Найефективніший спосіб узгодити інвестиції в будівельні компоненти та системи опалення з метою декарбонізації - це створити потужну нормативно-правову базу, яка б обмежувала використання технологій, що не відповідають поставленій меті.

Для подолання економічних бар'єрів інструменти економічної політики сприяють фінансово доступному переходу та забезпечують рівні умови для відновлюваних технологій. Ключові економічні інструменти включають субсидії та пільгові кредити для інвестицій у технології відновлюваного опалення, а також ціноутворення на енергію та вуглецеві викиди.

Для підтримки ринкової і технологічної зрілості та усунення регуляторних бар'єрів необхідний комплекс допоміжних додаткових заходів, що сприятимуть переходу. Сюди входять заходи з підтримки НДДКР, заходи з трансформації ринку, такі як колективні закупівлі програми, розбудова спроможності та навчання монтажників, розбудова спроможності для підтримки навичок планування в місцевих адміністраціях.

Оскільки трансформація сектору теплопостачання впливає на використання ключових інфраструктур (централізованого теплопостачання, газових мереж та електромереж), для координації розширення, модернізації та виведення з експлуатації таких інфраструктур необхідні підходи до планування теплопостачання та залучення громадськості.

Що стосується розвитку відновлювальної енергетики в окремих країн ЄС, то громади відновлюваної енергетики (REC- Renewable energy community) переважають у країнах Північно-Західної Європи з високим рівнем наявного доходу, оскільки для інвестування в енергетичну ініціативу громади необхідна як купівельна спроможність, так і достатній соціальний капітал.

Зокрема виділяють наступні бар'єри для відновлюваного теплопостачання в Південно-Східній Європі:

- Економічно слабша, ніж у Центральній Європі, нестача капіталу для покриття вищих початкових інвестиційних витрат на чисті та сучасні технології опалення.
- Субсидовані низькі ціни на викопне паливо та електроенергію.
- Обмежена політична підтримка.
- Низькі регуляторні вимоги (стандарти викидів).

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		70

Підтримка REC нещодавно була включена до законодавчої бази різних країн-членів ЄС у Південно-Східній Європі, і повідомляється про зростання кількості ВДЕ (наприклад, в Іспанії, Португалії, Італії, Греції). Однак, в цих країнах ПВК працюють переважно в електроенергетичному секторі, ймовірно, частково через те, що опалення відіграє меншу роль у цих країнах.

В Іспанії нещодавно зростає як кількість, так і розмір REC після запровадження більш сприятливої політичної бази для розвитку відновлюваних джерел енергії, визначають загалом 12 REC в Іспанії.

Уряд Іспанії нещодавно ініціював заходи з підтримки ВДЕ, включаючи посібник з розвитку місцевих енергетичних спільнот (Guide for the Development of Instruments for the Promotion of Local Energy Communities | IDAE 2020), а також розробку лінії фінансування для ВДЕ (Local Energy Communities 2020).

При цьому усі визначені REC Іспанії зосереджені на виробництві електроенергії, в той час як жодного REC для опалення не відомо. Som Energia є першою та найбільшою REC в Іспанії, яка з моменту свого заснування у 2009 році залучила понад 42 000 членів (Gancheva та ін. 2018; Sifakis та ін. 2019).

Хоча наразі Агентство з відновлювальної енергетики відіграє незначну роль в Іспанії, в літературі висвітлюється потенціал АВЕ в Іспанії. Структура управління енергетичними проектами громад, що поєднує в собі риси як бізнесу, так і громадського руху, а також здатність АВЕ адаптуватися до політичних змін, налагоджувати зв'язки з іншими кооперативами та підвищувати рівень сприйняття відновлюваних джерел енергії - все це було названо факторами, що сприяють підвищенню потенціалу АВЕ. Південне розташування країни, великий потенціал сонячної енергії та відновлювані джерела енергії також є передумовами для розвитку REC. Дослідження, що охопило 499 сільських муніципалітетів Іспанії, показує, що впровадження систем централізованого теплопостачання на біомасі може призвести до подолання енергетичної бідності, стимулювання бізнесу та скорочення викидів CO₂. В Іспанії ВДЕ вважаються обґрунтованими заміниками існуючої енергетичної системи для досягнення цілей збереження клімату в країні.

З іншого боку, в літературі згадуються перешкоди для розгортання REC в Іспанії:

- Зростання кількості членів та територіальне поширення, що призводить до більшої потреби в експертах та ноу-хау
- Незначна присутність в енергетичній системі Іспанії через правові, економічні, технічні та когнітивні бар'єри

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		71

- Високий фінансовий ризик
- Недостатні стимули для виробництва електроенергії з ВДЕ
- Брак фінансових ресурсів у громадян
- Менша чутливість до екологічних проблем.

Нещодавнє дослідження енергетичного сектору громад в Італії визначило 17 енергетичних проектів громад в Італії, з особливим акцентом на секторі електроенергетики. Дослідження підкреслює, що фінансова підтримка через "зелені" тарифи є основною рушійною силою розвитку місцевої енергетики, показуючи, що більшість проектів у сфері місцевої енергетики були розроблені в період 2008-2013 років, що відповідає періоду дії необмежених "зелених" тарифів.

Що стосується правової структури, то 60% проектів громадської енергетики в Італії є кооперативами, інші підходи включають товариства з обмеженою відповідальністю та неприбуткові асоціації.

Останнім часом Італія зробила різні кроки на підтримку місцевої енергетики. Енергетична стратегія Італії, опублікована у 2017 році, а також Національний план з енергетики та клімату (НПЕК) згадують енергетичні громади. У 2018 році регіон П'ємонт реалізував першу законодавчу ініціативу, безпосередньо присвячену енергетичному сектору італійських громад. Однак нещодавні законодавчі дії щодо енергетичних спільнот в основному зосереджені на електроенергетиці.

Скандинавські країни мають давні традиції використання енергії громади для опалення (кооперативи та ЦТ, що належать муніципалітетам), причому Данія є країною з найвищою часткою енергії громади для опалення серед країн-членів ЄС.

У 2019 році у Швеції діяло 140 ініціатив у сфері комунальної енергетики, серед яких 78 вітроенергетичних кооперативів, 32 екопоселення, 10 малих теплопостачальних організацій та дев'ять сонячних фотоелектричних спільнот.

Для сектору теплопостачання актуальними є такі типи громадських енергетичних проектів:

- Екологічні села, як правило, спрямовані на соціальну, екологічну та економічну стійкість, часто з інноваційними системними рішеннями для енергоефективності, включаючи такі приклади: ресурсоефективні та/або повторно використовувані будівельні матеріали, енергоефективне житло, виробництво енергоефективних будівельних матеріалів, енергоефективне

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		72

житло, виробництво відновлюваної енергії для опалення та/або електроенергії. Еко-села, як правило, невеликі, від кількох домогосподарств до 50.

□ Малі системи теплопостачання, як правило, розташовані в невеликих сільських селах та громадах і працюють від невеликих систем централізованого теплопостачання з центральною станцією виробництва та розподілу гарячої води. Вони часто організовані як корпорації з обмеженою відповідальністю, однак, окрім фінансових стимулів, важливими цілями є місцевий аспект постачання громадам, а також акцент на використанні місцевої біомаси.

На додаток до вищезгаданих енергетичних спільнот, керованих громадянами, існують також системи централізованого теплопостачання, що належать муніципалітетам. Однак, на відміну від Данії, де ціноутворення регулюється відповідно до правила неприбутковості, у Швеції така вимога не застосовується. Якщо у 1990 році практично всі системи централізованого теплопостачання перебували у власності муніципалітетів, і до них застосовувалася вимога неприбутковості, передбачена Законом про муніципалітети, то після дерегуляції ринку в середині 1990 року багато систем було придбано не муніципальними власниками, а ціни на тепло значно зросли після зняття вимоги неприбутковості.

Кілька західноєвропейських країн-членів ЄС мають давні традиції у сфері ВДЕ, як для тепло-, так і для електроенергетики.

Бельгія

Енергія громади не є новою концепцією для Бельгії, де за останні 30 років було створено багато енергетичних кооперативів, таких як Escorpower, що налічує 55 000 членів, - один з найуспішніших кооперативів у Європі, а також BeauVent, Соорет та EnerGent. Хоча вони зазвичай охоплюють кілька муніципалітетів і регіонів, а отже, їхня класифікація як "спільнот відновлюваної енергетики" відповідно до статті 22 ДВДЕ II є сумнівною, вони все ж таки мають багато спільних рис з АВЕ. Вони включають, серед іншого, відкриту участь для всіх фізичних та юридичних осіб, виробництво енергії з відновлюваних джерел та фінансові інвестиції в подальші проекти ВДЕ. Загалом, електроенергія з відновлюваних джерел енергії, а також підключення та використання її мережі є пріоритетними у Бельгії.

Нещодавній звіт визначив 34 REC у Бельгії. Більшість громадських енергетичних проєктів у Бельгії ініційовані Федерацією груп та кооперативів міст з відновлюваної енергетики Бельгії (REScoop.be). До них належать

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		73

Vlaanderen та Wallonie (обидва об'єднують 16 кооперативів), які в основному виробляють електроенергію з енергії вітру, а також тепло з біомаси).

Енергетика в Бельгії розділена на кілька рівнів управління, і для приватних користувачів це в основному питання регіональної компетенції. Найважливішими рамками підтримки відновлюваної теплоенергетики та REC у Бельгії є наступні:

□ Муніципальна підтримка: бельгійське місто Гент надає фінансову, технічну та планувальну підтримку громадянам, які хочуть інвестувати в енергоефективність та відновлювані джерела енергії;

□ Система квот на опалення та охолодження з відновлюваних джерел енергії, що надається фламандськими муніципалітетами та операторами мереж, відповідальними за організацію преміальних схем;

□ У 2018 році фламандський уряд запровадив різні політики, що стосуються сертифікації монтажників, НДДКР та енергоефективності.

□ Поняття "REC" було запроваджено Постановою уряду регіону Валлонія у квітні 2019 року. Правова концепція та рамки Указу майже ідентичні до статті 22 ДВДЕ-II, хоча бельгійський закон накладає суворіші географічні обмеження на REC, оскільки споживачі повинні знаходитися в "локальному периметрі" енергетичної мережі, і оскільки він стосується лише електроенергетичного сектору. Закон також передбачає можливість застосування тарифу, заснованого на енергоспоживанні громади, що дозволяє знизити плату за електроенергію;

□ Підтримка виробництва тепла з відновлюваних джерел через енергетичні субсидії, інвестиційні стимули та кредит з нульовою відсотковою ставкою для користувачів, які бажають підвищити енергоефективність свого будинку;

□ Присутні ті ж самі стимули, що і у Фландрії, а також будівельне зобов'язання щодо використання відновлюваного опалення, яке зобов'язує певні нові та існуючі будівлі (залежно від площі) встановлювати теплові сонячні колектори або установки з аналогічною енергозберігаючою здатністю.

Франція

За даними веб-сторінки Французької асоціації громадської енергетики (Énergie Partagée, Energy by citizens, for citizens 2020), наразі у Франції діють або перебувають на стадії розробки 277 громадських енергетичних проєктів (станом на травень 2020 року). Хоча більшість з цих проєктів працюють у сфері виробництва електроенергії (фотоелектрична, вітрова та гідроенергетика), на

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

веб-сторінці перелічено шість проєктів з використанням біомаси для опалення та п'ять проєктів, пов'язаних з метанізацією (три з яких наразі перебувають на стадії розробки).

Французький закон про енергетику та клімат (проект закону про енергетику та клімат 2019 року) запроваджує структуру для "Communauté d'Energie Renouvelable" (CER) або "Співтовариств відновлюваної енергетики", однак основна увага приділяється власному споживанню електроенергії з відновлюваних джерел.

У контексті REC для електроенергії Франція запровадила бонус за участь громадян у 2016 році відповідно до статті 119 Закону про енергетичний перехід для зеленого зростання (LTECV) від 2015 року як стимул для розробників проєктів залучати представників громадськості до фінансування проєктів ВДЕ.

Данія

Данія має давню традицію централізованого теплопостачання, що перебуває у власності громади. Централізоване теплопостачання охоплює близько 65% опалення приміщень та гарячого водопостачання в Данії. Понад 60% виробляється з відновлюваних джерел з тенденцією до зростання. Кооперативи з централізованого теплопостачання та централізоване теплопостачання, що належить муніципалітетам, є найбільш поширеними моделями власності в Данії.

Данський регулятор комунальних послуг (DUR) публікує інформацію про кількість об'єктів централізованого теплопостачання, що перебувають у власності споживчих кооперативів та муніципалітетів. У країні налічується 388 об'єктів ЦТ, що належать громадянам, з яких 47 належать муніципалітетам, а 341 - кооперативам. Муніципальні мережі централізованого теплопостачання зазвичай розташовані у великих містах, тоді як кооперативи обслуговують тепломережі у сільській місцевості. Більшість кооперативів з централізованого теплопостачання можна вважати REC. Однак тепло для централізованого теплопостачання зазвичай виробляється з комбінації викопних та відновлюваних джерел тепла, а в деяких випадках можуть використовуватися переважно викопні види палива, що суперечить вимозі щодо (переважно) відновлюваних джерел тепла. Крім того, щодо визначення ВДЕ в ДВДЕ II, данський підхід частково відрізняється від визначення у випадках, коли існують зобов'язання для кінцевих споживачів підключатися до мережі централізованого теплопостачання.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

У Данії затвердження проектів теплопостачання та планів теплопостачання належить до компетенції муніципалітетів (закон про теплопостачання), які співпрацюють з комунальними підприємствами та іншими зацікавленими сторонами, наприклад, кооперативами.

Міська рада приймає рішення щодо планування опалення та розширення теплопостачання на місцевому рівні. У районах з газовим або централізованим теплопостачанням існує зобов'язання підключитися до тепломережі та сплатити теплопостачальній компанії плату за підключення. При затвердженні проектів інфраструктури теплопостачання необхідно враховувати фактори економічної життєздатності, обґрунтованих споживчих цін та соціально-економічних вигод.

До централізованого теплопостачання в Данії застосовується принцип неприбутковості (закон про теплопостачання), який гарантує, що споживачі платять лише за визначені "необхідні витрати". Муніципалітети не мають права опосередковано оподатковувати споживачів, збільшувати свої доходи за рахунок послуг теплопостачання або надавати субсидії користувачам комунальних послуг.

Високі ставки оподаткування викопних видів палива та відсутність оподаткування біомаси як джерела тепла стимулюють централізоване теплопостачання і роблять його привабливим і для кооперативів. Не існує спеціальних програм підтримки для кооперативів з виробництва тепла з відновлюваних джерел.

Комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (ТЕЦ) тісно пов'язане з централізованим теплопостачанням, оскільки отримана тепла енергія часто використовується в мережі централізованого теплопостачання. Когенераційні установки отримують фінансову підтримку, що в кінцевому підсумку також приносить користь кооперативам централізованого теплопостачання.

Обмін знаннями є важливим аспектом для енергетичних кооперативів, який підтримується в Данії. Данська асоціація централізованого теплопостачання (Dansk Fjernvarme⁶⁴) пропонує семінари та тренінги з питань виробництва, управління та юридичних питань, що стосуються централізованого теплопостачання. Взаємодія та обмін досвідом є особливо важливими для невеликих кооперативів, де в управлінні задіяна обмежена кількість або взагалі відсутні штатні фахівці.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		76

**Економіко-правові засади формування та розвитку
європейського ринку відновлюваних джерел енергії
Економічні основи формування ринку відновлюваних джерел
енергії**

Відновлювальна енергетика (англ. renewable energy) – це галузь енергетики, метою якої є пошук, отримання та використання енергії з відновлюваних джерел енергії [1]. Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) здатні поновлюватися самостійно [2]. Відбувається таке поновлення природним шляхом. До природних джерел енергії відносять: сонячну енергію, енергію води, вітру, органічну біомасу та ін. Тобто, суть полягає в тому, що відновлювальну енергію неможливо використати повністю в довгостроковій перспективі. Як приклад, можна порівняти нафту з енергією сонця. Нафта – це корисні копалини, які формуються під землею протягом багатьох століть, в той же час сонце – це космічне тіло, яке щосекунди випромінює колосальну кількість енергії, а в космічних масштабах зірка нашої сонячної системи вважається молодою, тож випромінювання енергії буде тривати ще багато мільйонів років. Тобто, нафта – сировина, яка в довгостроковій перспективі може закінчитись, а для її поновлення знадобиться час. Сонце – джерело енергії, яке неможливо вичерпати так, як нафту, або інші види традиційних джерел енергії (газ, вугілля).

Існує декілька видів відновлювальних джерел електроенергії: сонячна енергія; енергія вітру; води (гідроенергетика); геотермальна енергія; розсіяна теплова енергія та енергія біомаси [3]. Традиційно у наукових джерелах виділяють три види: енергія сонця; енергія землі та енергія, яку можна отримати за допомогою руху планети [4]. Для практичних цілей відновлювальні джерела енергії поділяють на дві групи:

1. Нетрадиційні відновлювані джерела енергії 1-ї групи (НВДЕ-1), до складу якої відносять енергію сонця, води, геотермальну, вітру тощо;
2. Нетрадиційні відновлювані джерела 2-ї групи (НВДЕ-2) поєднують енергію, отриману з біомаси, продуктів її переробки, побутових відходів тощо [5].

Тобто, існує значна кількість видів та підвидів відновлювальних джерел енергії. Слід зазначити, що відновлювана енергетика має і позитивні, і негативні риси. До негативних можна віднести те, що густина енергетичного потоку від ВДЕ є малою та неоднаковою для різних видів енергії. Наприклад, густина

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		77

енергетичного потоку сонячної енергії складає $1,36 \cdot 10^{-3}$ МВт/м², геотермальної $3 \cdot 10^{-8}$ МВт/м², густина вітрової енергії при швидкості вітру в 10 м/с складає $6 \cdot 10^{-4}$ МВт/м², в той час, коли цей же показник у АЕС складає 0,2 МВт/м². Тобто, існує дисбаланс та залежність від природи між можливостями генерувати енергію для життєдіяльності та постійно зростаючими потребами людства. Але з кожним кроком розвиток технологій виробництва, накопичення (збирання) відновлюваної енергії збільшує можливості споживання.

Ціна на ринку ВДЕ формується під впливом ринкових та неринкових факторів, залежить від попиту, пропозиції, витрат на виробництво, кон'юнктури ринку, тощо. Попит на товари визначає максимальну ціну, яку можуть встановити фірми. Валові виробничі витрати визначають їх мінімальне значення. Діяльність конкурентів і ціна їх продукції істотно впливають на ціну.

Державне регулювання ціноутворення передбачає прямі та непрямі методи впливу. Прямі (адміністративні) методи - встановлення певного порядку ціноутворення; непрямі (економічні) \square орієнтовані на зміну ринкових умов, створення певної позиції в області фінансів, валютних та податкових операцій, оплати праці.

Цінова політика держави \square це діяльність центральних і місцевих органів виконавчої влади, спрямована на досягнення трьох основних цілей: послідовного проведення цінової лібералізації, державного регулювання цін (тарифів) на окремі види товарів (послуг), здійснення контролю за їх дотриманням. Державне регулювання ринку \square сукупність методів, способів, засобів впливу держави на економіку для забезпечення нормальних умов роботи ринкового механізму та підтримки тих сфер економіки, де ринкові механізми недосконалі. Державне втручання у функціонування ринкової економіки реалізується через державне регулювання економіки.

Державне регулювання економіки \square це вплив держави на діяльність господарюючих суб'єктів і ринкову кон'юнктуру з метою забезпечення нормальних умов функціонування ринкового механізму. Воно реалізується шляхом проведення економічної політики. Економічна політика система заходів, сукупність дій з управління економікою, що включає певний набір елементів, основними з яких є: антициклічна політика, галузева політика; грошово-кредитна політика, соціальна політика, задоволення попиту на послуги і товари колективного користування, боротьба з безробіттям, тощо [6].

Загальна функція держави в процесі регулювання економіки полягає в тому, що держава намагається забезпечити всі можливі умови для пом'якшення

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

впливу на економіку механізмів циклічного розвитку. Для цього вводиться антициклічна політика, яка включає в себе законодавчі акти, адміністративні заходи дії на попит та пропозицію, для виведення економіки з кризового стану, а також підтримання економічного буму.

Забезпечуючи нормальне функціонування національних ринків, держава проводить відповідну зовнішньоторговельну політику, контроль за міжнародною міграцією капіталу і робочою силою, впливає на валютні курси, управляє платіжними балансами тощо.

Державне регулювання ринку
 Напрями Спосіб реалізації
 Стабілізація виробництва Податкова й інвестиційна політика
 Вирівнювання рівнів економічного розвитку регіонів Регіональна економічна політика
 Підтримка конкуренції Антимонопольна політика
 Фінансування науково-технічного прогресу Здійснення науково-технічних цільових програм
 Дотація соціально значущих галузей Інвестиційна політика
 Стабілізація і оздоровлення грошової Фінансова і антиінфляційна політика системи
 Напрями Спосіб реалізації
 Подолання надмірної майнової диференціації населення Політика регулювання доходів
 Соціальна захищеність населення Зовнішньоторговельна політика
 Контроль за міжнародною міграцією капіталу і робочою силою
 Зовнішньоторговельна політика

Система ринкових відносин висуває до державного регулювання низку вимог. Недопустимими є будь-які дії держави, що деформують внутрішні взаємозв'язки елементів ринку. Необхідно зменшити адміністративний контроль з боку держави над цінами. Економічні стимулятори, які застосовуються державою, не повинні ослабляти або підміняти собою ринкові стимули.

На ринках ВДЕ державне регулювання цілком виправдано, у тому числі застосування адміністративних методів регулювання. Наприклад, виправданим є жорсткий державний контроль за монопольними ринками, контроль за екологічною безпекою, підтримка мінімальних параметрів добробуту населення

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		79

(гарантованого мінімуму заробітної плати, доплат з безробіття тощо), захист національних інтересів у системі світового господарства тощо.

У Паризькій угоді встановлюються глобальні рамки для уникнення небезпечної зміни клімату шляхом обмеження глобального потепління значно нижче 2°C і продовження зусиль щодо його обмеження до 1,5°C. Угода ставить за мету зміцнення спроможності країн справлятися з наслідками зміни клімату і надавати їм підтримку в їх зусиллях. Паризька угода є першою в історії універсальною, юридично зобов'язуючою глобальною угодою зі зміни клімату, прийнятим на Паризькій кліматичній конференції (COP21) в грудні 2015 року. ЄС офіційно ратифікував Угоду 5 жовтня 2016 року, вона набула чинності 4 листопада 2016 року. Для вступу угоди в силу щонайменше 55 з майже 190 країн світу, на частку яких припадає не менше 55% світових викидів, повинні здати на зберігання свої ратифікаційні грамоти [7]. Організаційно-правові засади переходу до «зеленої» економіки відображають стратегічні документи ЄС – «The Europe 2020 Strategy»[8] та «The Circular Economy package» [9], спрямовані на збільшення частки використання ВДЕ та зниження рівня викидів парникових газів. За оцінками Єврокомісії (ЄК) «зелена» економіка, еко- дизайн, еко-інновації, запобігання утворенню відходів і повторне використання сировини можуть принести підприємствам ЄС чисту економію до 600 мільярдів євро. Додаткові заходи щодо збільшення продуктивності ресурсів на 30% до 2030 р. можуть збільшити ВВП майже на 1%, створюючи при цьому 2 мільйони додаткових робочих місць [10].

Зелена економіка – концепція, яка базується на тому, що економіка має пряму залежність від природного середовища, в межах якого вона існує та є невід'ємною його частиною. Теорія зеленої економіки базується на 3 аксіомах:

1. Неможливо нескінченно розширювати сферу впливу в обмеженому просторі;
2. Неможливо вимагати задоволення постійно зростаючих потреб в умовах обмеженості ресурсів;
3. Все на поверхні Землі є взаємопов'язаним.

Зелене зростання – це стимулювання економічного зростання при збереженні природних активів. Необхідність зеленого зростання полягає в тому, що з плином часу знищується природний капітал. Якщо цю тенденцію не вдасться побороти, то це призведе до таких негативних наслідків як: нестача питної води та інших ресурсів, забруднення, зміна клімату та зникнення різних видів тварин та організмів. Концепція «Зеленого зростання» ґрунтується на

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		80

чотирьох принципах: принципі екоефективності; ресурсозбереження; єдності; міжсекторального об'єднання. Вказані принципи інтегруються в процес стратегічного планування розвитку національних економік за допомогою наступних механізмів:

- реформування системи бюджетних відносин за допомогою введення екологічних податків;
- впровадження моделей сталого виробництва та споживання;
- розвитку «зеленого бізнесу»;
- формування стійкої інфраструктури.

Зелене зростання може відкрити нові джерела зростання за рахунок зростання продуктивності, поширення інновацій, формування нових ринків та зростання зайнятості, довіри, стабільності.

Європейські засади формування ринку відновлюваних джерел енергії

ЄС поступово та послідовно формував нормативно-правову базу переходу на засади зеленого розвитку. У Маастрихтському договорі (the Treaty on European Union) [12], підписаному в 1992 році, поставлена мета сприяння стабільному зростанню при одночасній охороні навколишнього середовища. Амстердамський договір 1997 року до цілей ЄС додав принцип сталого розвитку. З 1997 року ЄС ставив за мету до 2010 року довести частку ВДЕ в загальному енергоспоживанні до 12%. Зустріч на вищому рівні в Йоганнесбурзі у 2002 році не внесла радикальні зміни до домовленостей у Ріо-де-Жанейро. Для енергетичного сектору ЄС не було поставлено конкретних цілей.

На Європейській конференції з відновлюваних джерел енергії, що відбулася в Берліні в 2004 році [13], ЄС визначив власні амбітні цілі. Був зроблений висновок, що до 2020 року ЄС буде прагнути задовольнити 20% загальних потреб в енергії за рахунок ВДЕ. До цього моменту ЄС встановлював цільові показники тільки до 2010 року, і ця пропозиція була першою пропозицією, що відображає зобов'язання ЄС до 2020 року.

Стаття 4 Директиви з ВДЕ [14] вимагала від держав-членів представити національні плани дій з переходу до відновлюваних джерел енергії до 30 червня 2010 року. Ці плани містять докладні «дорожні карти» того, як кожна держава-член ЄС розраховує досягти до 2020 року свого цільового показника. Держави-члени повинні визначити частку відновлюваних джерел енергії в їх кінцевому споживанні енергії, секторальні цільові показники, набір технологій, які вони планують використовувати, траєкторію розвитку, а також заходи і реформи, які

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

вони будуть проводити для подолання перешкод на шляху переходу до ВДЕ. Плани публікуються ЄК після отримання на мові оригіналу, що дозволяє громадськості ознайомитися з ними. Комісія проведе оцінку, визначає їх повноту і достовірність. Крім того, Європейське агентство з навколишнього середовища уклало контракт з Центром енергетичних досліджень Нідерландів на створення загальноєвропейської бази даних і підготовку кількісного звіту про отримані до теперішнього часу доповіді.

30 листопада 2016 року ЄК представила пропозицію про перегляд Директиви з ВДЕ для забезпечення досягнення до 2030 року цільового показника використання відновлюваних джерел енергії в ЄС на рівні не менше 27% і забезпечення того, щоб ЄС став світовим лідером у галузі відновлюваних джерел енергії.

«European Green Deal» встановлює основні цілі зеленого зростання та досягнення кліматичного нейтралітету ЄС до 2050 року. В документі акцентовано увагу на розвиток ринку ВДЕ як пріоритетного. Одна з умов регламентує підтримку державами розвитку ринку, а також закріплює тезу про розширення цього ринку для домогосподарств, які не можуть дозволити собі енергетичні ресурси для забезпечення базового рівня життя. Основні вимоги до трансформації економік держав-членів ЄС також стосуються сфери транспорту, промисловості, сільського господарства тощо. У документі зазначено, що інвестиційні проекти будуть спрямовані на розвиток зеленої енергетики, а поставлені цілі будуть досягнуті лише у разі об'єднання зусиль та підтримки всіх учасників на всіх рівнях, бо кліматичні зміни не мають кордонів, тож ЄС згоден надавати підтримку та передавати досвід своїм сусідам та партнерам.

Відповідно до «Щорічної стратегії стійкого розвитку до 2020 року» (Annual Sustainable Growth Strategy 2020) основний напрям розвитку ЄС –

«Європейська Зелена угода». Нова стратегія «зеленого» зростання зорієнтована на сталий розвиток у всіх його проявах та добробут громадян. Пріоритетними напрямками стратегії виступають: навколишнє середовище, продуктивність, стабільність та справедливість. Економічні завдання – діджиталізація, технологічний розвиток, посилення валюти “євро” для захисту європейських фірм, споживачів та держав у разі сильного економічного шоку. Пункти 2 та 3 Щорічної стратегії декларують, що екологічна стійкість, зростання виробництва, справедливість та макроекономічна стабільність є основними завданнями європейської політики в наступні роки.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		82

ЄС послідовно будує «циркулярну» економіку, в якій ВДЕ, енергоефективні будівлі, транспорт з низьким рівнем викидів вуглецю стають нормою, а не виключенням. Промисловість ЄС є однією з найбільш енергоефективних у світі. ЄС має отримати вигоду з цього і надати додаткові стимули для бізнесу та інвесторів, щоб держави-члени могли досягти амбітних кліматичних цілей. Підтримка людей, секторів і регіонів, на які найбільше вплинула трансформація, повинна бути включена в реформи. Подальше поглиблення акценту в політиці зближення на зелених і цифрових інвестиціях сприятиме реалізації стратегії.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		83

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. European Commission, Directorate-General for Energy, Kranzl, L., Fallahnejad, M., Büchele, R.et al., Renewable space heating under the revised Renewable Energy Directive – ENER/C1/2018-494 : final report, Publications Office of the European Union, 2022, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/525486>

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.192030.2023.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №1 в м. Кривий Ріг</i> Список використаної літератури	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Журавльов О.О.					84	84
Перевірив		Бойко В.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						