

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)

«__» _____ 2024 р.

«__» _____ 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА

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

освітньо-професійної програми _____
Теплоенергетика та енергоефективні технології

на тему: _____ Проект системи тепlopостачання житлово-промислового _____
району №2 в місті Миргород

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

Кузьменко Максим Вікторович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник доц. Прядко Микола Олексійович _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Рецензент Володимир Бойко _____
(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 — 2024 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

“5” квітня 2024року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Кузьменко Максим Вікторович

(прізвище, ім'я, по батькові)

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

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

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “5”04.2024 року № 256-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 08.06.2024 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 10,0 МВт; температура теплоносія 95 °С; розрахункова температура -23 °С; температура зовнішнього повітря -1,9 °С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду 175 днів; 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 “ Основні технічні напрямки модернізації та розвитку систем централізованого теплопостачання.”

5. Перелік графічного матеріалу

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

2. Теплова схема котельні.

3. Компановка обладнання.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 13.04.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломний проект	5.04-7.04.2024	Виконано
2	Аналіз літературних джерел	08.04-11.04.2024	Виконано
3	Виконання розділу №1 КР	12.04-28.04.2024	Виконано
4	Виконання розділу №2 КР	29.04-10.05.2024	Виконано
5	Виконання розділу №3 КР	11.05-16.05.2024	Виконано
6	Виконання розділу №4 КР	17.05-29.05.2024	Виконано
7	Оформлення ПЗ, креслень	30.05-08.06.2024	Виконано

Здобувач _____
(підпис)

Максим КУЗЬМЕНКО
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Микола ПРЯДКО
(ім'я та прізвище)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. Розрахунок теплових навантажень житлово – промислового району міста.....	8
1.1. Вихідні дані до проекту.....	8
1.2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району... ..	10
1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях	15
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія	24
1.5. Вихідні дані до розділу 2.....	26
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами	28
2.1.Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами	28
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні	31
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами ...	32
2.4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні	43
2.5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	47
РОЗДІЛ 3. Охорона праці	56
РОЗДІЛ 4. Основні технічні напрямки модернізації та розвитку систем централізованого теплопостачання.....	72
Список використаної літератури.....	94

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200333.2024.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<p><i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №5 в м. Дніпро</i></p> <p>ЗМІСТ</p>						
Розробив	Кузьменко М.В.								Літера	Аркушів	Аркуш
Перевірив	Прядко М.О.									95	4
Рецензув.									ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив	Петренко В.П.										

АНОТАЦІЯ

Кузьменко М.І. Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №5 в місті Дніпро - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

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

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

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

Четверта частина – основні технічні напрямки модернізації та розвитку систем централізованого тепlopостачання.

Графічна частина виконана на 4 листах формату А1.

Ключові слова: тепловий розрахунок, котельня, графіки навантажень, теплове обладнання, схема абонентського приєднання, водогрійна котельня, систем централізованого тепlopостачання.

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200333.2024.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №5 в м. Дніпро АНОТАЦІЯ</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Кузьменко М.В.					95	5
Перевірив		Прядко М.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

ABSTRACT

Kuzmenko M.V. Project of heat supply system of residential-industrial district №5 in the city of Dnipro - qualification work on the rights of the manuscript.

This project contains the calculation of heat loads in the heating system of a residential area for 20 quarters, found graphs of dependence of heat loads of heating, ventilation and hot water supply of the area on the outside air temperature, graph of temperature and network water consumption from outside air temperature, schedule of annual total heat consumption.

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

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

The fourth section is the current state and prospects for the development of renewable energy in Ukraine and the world

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, renewable energy.

					КР 144ОПТЕ00.008.200333.2024.ПЗ	Арк.
						6
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ВСТУП

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

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

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

Для реалізації цього виконані такі задачі :

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.008.200333.2024.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №5 в м. Дніпро ВСТУП</i>			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив		Кузьменко М.В.							95	7	
Перевірив		Прядко М.О.						ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ			
Рецензув.											
Затвердив		Петренко В.П.									

РОЗДІЛ І. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

1.1 ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Дніпро.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №5 (20 житлових кварталів).
3. Структура теплового навантаження:
 - 3.1. Опалення житлових кварталів;
 - 3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів;
 - 3.3. Вентиляція громадських будівель;
 - 3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства 10,0 МВт (Теплоносій – гаряча вода $t_2'' = 95\text{ }^\circ\text{C}$, степінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення $t_{3,0} = (-23)\text{ }^\circ\text{C}$.
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – $t_{3,сер.оп} = (-1)\text{ }^\circ\text{C}$.
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції – $-10\text{ }^\circ\text{C}$.
7. Температура початку опалювального періоду, $t_{зпк}\text{ }^\circ\text{C}$
8. Температура точки “зламу”, $t_{3,3}$ (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:
 - максимально зимового;
 - точки “зламу” температурного графіка опалення;
 - літнього.
10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
11. Тривалість опалювального періоду – $n_o = 175$ діб.
12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього повітря, діб

Таблиця 1.1

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, $^\circ\text{C}$							
	-30...-25	-25...-20	-20...-15	-15...-10	-10...-5	-5...0	0...+5	+5...+8
у вказанному інтервалі	0,0	0,0	5,1	12,5	25,9	48,0	60,4	23,1
Нижче даної	0,0	0,0	5,1	17,6	43,5	91,5	151,9	175,0
годин	0	0	122,2	422,2	1043,8	2195,8	3645,4	4200

00КРБ 144ОПТЕ00.008.200333.2024.ПЗ									
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №5 в м. Дніпро РОЗДІЛ І	Літера	Аркушів	Аркуш	
		Кузьменко М.В.						95	8
		Прядко М.О.				ТЕ4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ			
		Рецензув.							
		Затвердив	Петренко В.П.						

- 13. Розрахункові температури мережної води ' ' °C/ 0°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.

					КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

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:

$$q_0 \cdot f_i \cdot K_{zp} \quad \text{МВт}$$

де q_0 - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1м² загальної площі житлових споруд, Вт/м² (Додаток 9 [1]); K_{zp} - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд, $K_{zp} = 0,25$.

1.2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

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

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

де n - норма загальної площі на одного мешканця (людину), приймається м²/люд.

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

де q_g - 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 квартала	Площа квартала, га	Густина (щільність) житлового фонду, м ² /га	Житлова площа кварталу, м ²	Кількість мешканців, люд.	Теплові потоки, МВт			
					Опалення Q'о max	Вентиляція Q'в max	ГВП Q'ГВ П	Всього : 6+7+8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,83	7700	6402,872	256	0,60	0,07	0,08	0,75
2	2,55	4000	10209,60	408	2,17	0,26	0,13	2,56
3	1,11	5900	6541,92	262	0,77	0,09	0,08	0,94
4	1,48	5500	8118,00	325	0,95	0,11	0,10	1,17
5	1,19	7700	9147,60	366	0,86	0,10	0,12	1,08
6	0,89	8500	7558,20	302	0,71	0,08	0,10	0,89
7	0,95	8500	8047,80	322	0,75	0,09	0,10	0,95
8	0,74	8500	6303,60	252	0,59	0,07	0,08	0,74
9	0,16	8100	1312,20	52	0,12	0,01	0,02	0,15
10	1,07	8500	9118,80	365	0,85	0,10	0,12	1,07
11	0,54	8100	4403,16	176	0,41	0,05	0,06	0,52
12	1,07	7500	8046,00	322	0,75	0,09	0,10	0,95

КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ

Арк.

11

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

13	0,97	7200	6972,48	279	0,65	0,08	0,09	0,82
14	1,07	7500	8046,00	322	0,75	0,09	0,10	0,95
15	1,07	7200	7724,16	309	0,72	0,09	0,10	0,91
16	1,25	6800	8494,56	340	0,83	0,10	0,11	1,00
17	1,07	7800	8367,84	335	0,78	0,09	0,11	0,98
18	1,07	7500	8046,00	322	0,75	0,09	0,10	0,95
19	1,20	7800	9322,56	373	0,87	0,10	0,12	1,10
20	1,07	7500	8046,00	322	0,75	0,09	0,10	0,95
Всього:	24,31		170928	6009	15,62	1,87	1,92	19,41

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

$$Q'_{ГВП\max} = 2,4Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 1,92 = 4,62 \text{ МВт}$$

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

$$Q_{ГВП\text{Л}}^{\text{сеп}} = Q'_{ГВП} \frac{55-t_{x.6\text{Л}}}{55-t_{x.6\text{З}}} \beta = 1,92 \cdot \frac{55-15}{55-5} \cdot 0,8 = 1,23 \text{ МВт}$$

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

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

$$Q_{ГВП\max\text{Л}}^{\text{сеп}} = Q'_{ГВП\max} \frac{55-t_{x.6\text{Л}}}{55-t_{x.6\text{З}}} \beta = \frac{55-15}{55-5} \text{ МВт}$$

1.2.12. Визначаємо теплові навантаження на опалення Q_0 та вентиляцію $Q_{в}$ для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{3.0}$, t_3 , $t_3^{\text{сеп.опал}}$, $t_{3.3}$, $t_{3\text{ПК}}$:

$$Q_0 = Q'_{0\max} \bar{Q}_0 = Q'_{0\max} \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3.0}} = \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} \text{ МВт}$$

$$Q_{в} = Q'_{в\max} \bar{Q}_0 = Q'_{в\max} \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3.0}} = \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} \text{ МВт}$$

де $t_{в.р}$ - температура повітря 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.

					КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ	Арк.
						12
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при tз					
			tз.о.	tз	tз сер.Опал	tз.з.	tзпк	літо
			-23,00	-10	-1,00	3,4	8	
1	Q _o	МВт	1,00	0,68	0,46	0,36	0,24	
2	Q _o	МВт	15,62	10,66	7,24	5,56	3,81	
3	Q _в	МВт	1,87	1,28	0,87	0,67	0,46	
4	Q'ГВП	МВт	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,23
5	Q'ГВП max	МВт	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	2,95
6	Всього: 2+3+4	МВт	19,41	13,87	10,03	8,15	6,19	1,23
7	Всього: 2+3+5	МВт	22,10	16,56	12,72	10,84	8,88	2,95

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти:

- на опалення:

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

$$= 15,62 \cdot 175 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-1,00)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 109446,67 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

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

$$= 1,87 \cdot 175 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-1,00)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 8735,18 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

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

$$= (1,92 \cdot 175 \cdot 24 + 1,23 \cdot (8400 - 175 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 47628 \text{ ГДж/рік}$$

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

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

$$\Sigma Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 109446,67 + 8735,18 + 47628 =$$

$$= 165809,85 \text{ ГДж/рік}$$

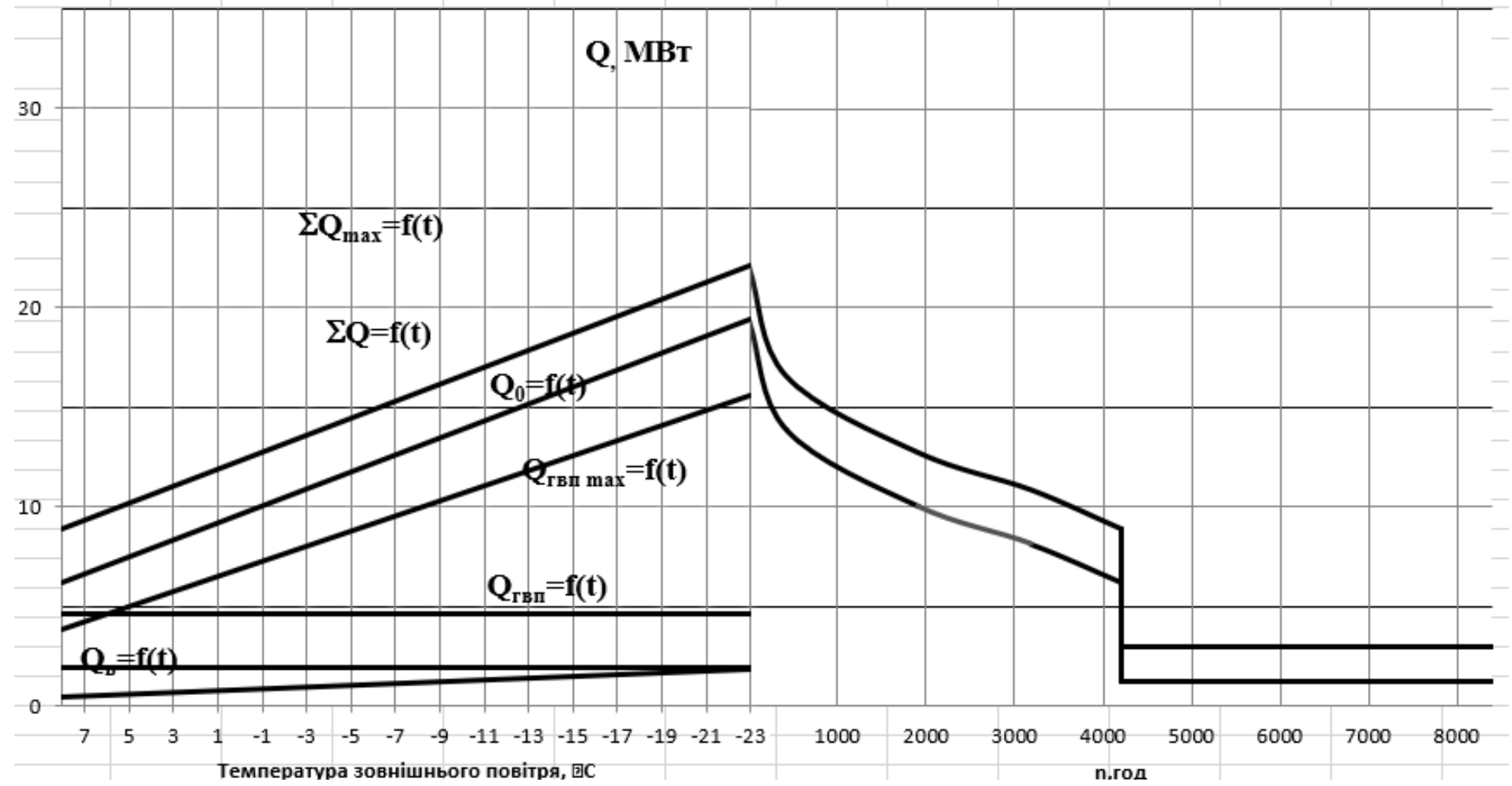
$$\Sigma Q^{річн} 46053,56 \text{ МВт-год/рік}$$

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.

					КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ	Арк.
						13
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Эм	
Архив	
№ докум.	
Підпис	
Дата	

КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ



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

- в подавальному трубопроводі:

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{в.п} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o (\delta \tau'_o - 0,5\theta') = \\ &= 18 + \left(\frac{95+70}{2} - 18\right) \cdot \left(\frac{18-(-23)}{18-(-23)}\right)^{0,8} + \frac{18-(-23)}{18-(-23)} (80 - 0,5 \cdot 25) = 150 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після вузла змішування:

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{в.п} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{18-(-23)}{18-(-23)}\right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \frac{18-(-23)}{18-(-23)} = 95 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{в.п} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{18-(-23)}{18-(-23)}\right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \frac{18-(-23)}{18-(-23)} = 70 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

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

$\bar{Q}_o = \frac{t_{в.п} - t_3}{t_{в.п} - t_{3.0}} = \frac{18-(-23)}{18-(-23)} = 1$; $\delta \tau'_o = \tau'_{o1} - \tau'_{o2} = 150 - 70 = 80 \text{ }^\circ\text{C}$;

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

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 ($t_{зпк} \dots t_{3.3}$):

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{3,1 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 41,79)} = 26,19 \text{ кг/с}$$

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):

$$G'_{o \max} = \frac{Q'_{o \max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{15,62 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 46,59 \text{ кг/с}$$

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				
		$t_{3.0}$	t_3	$t_3^{сеп.Опал}$	$t_{3.3}$	$t_{зпк}$
		-23,00	-10	-1	3,4	8
τ_{o1}	°С	150	111,64	84,14	70	70
τ_{o2}	°С	70	57,00	47,07	41,79	41,79
τ_{o3}	°С	95	74,08	58,65	50,69	50,69
G_o	кг/с	46,59	46,59	46,59	46,59	32,22

						Арк.
						15
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ	

1.3.1.5. Будемо 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

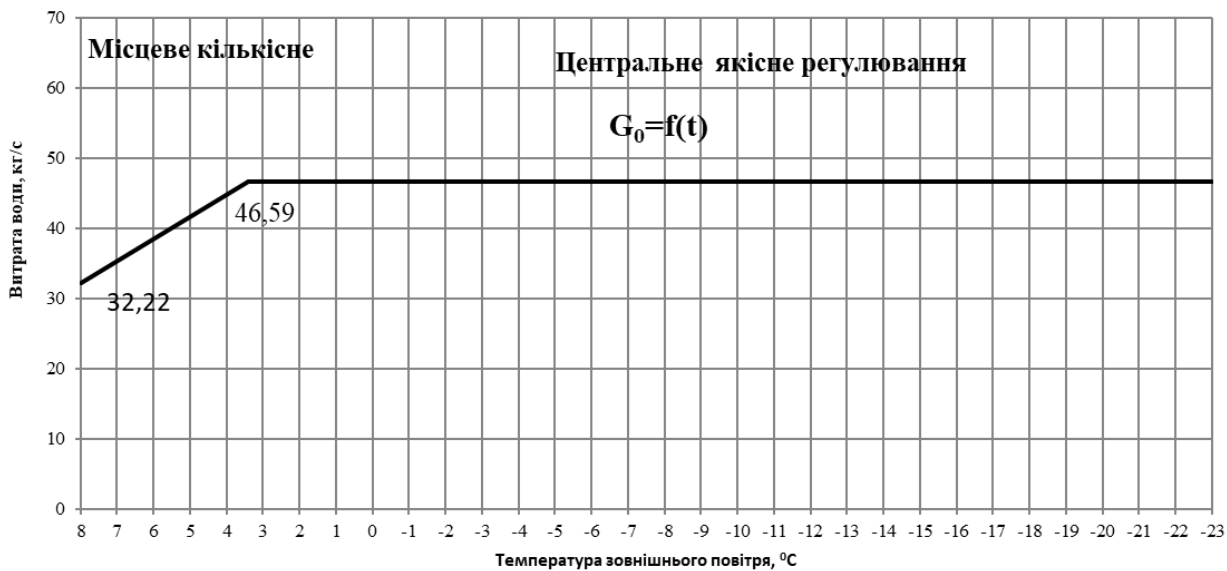
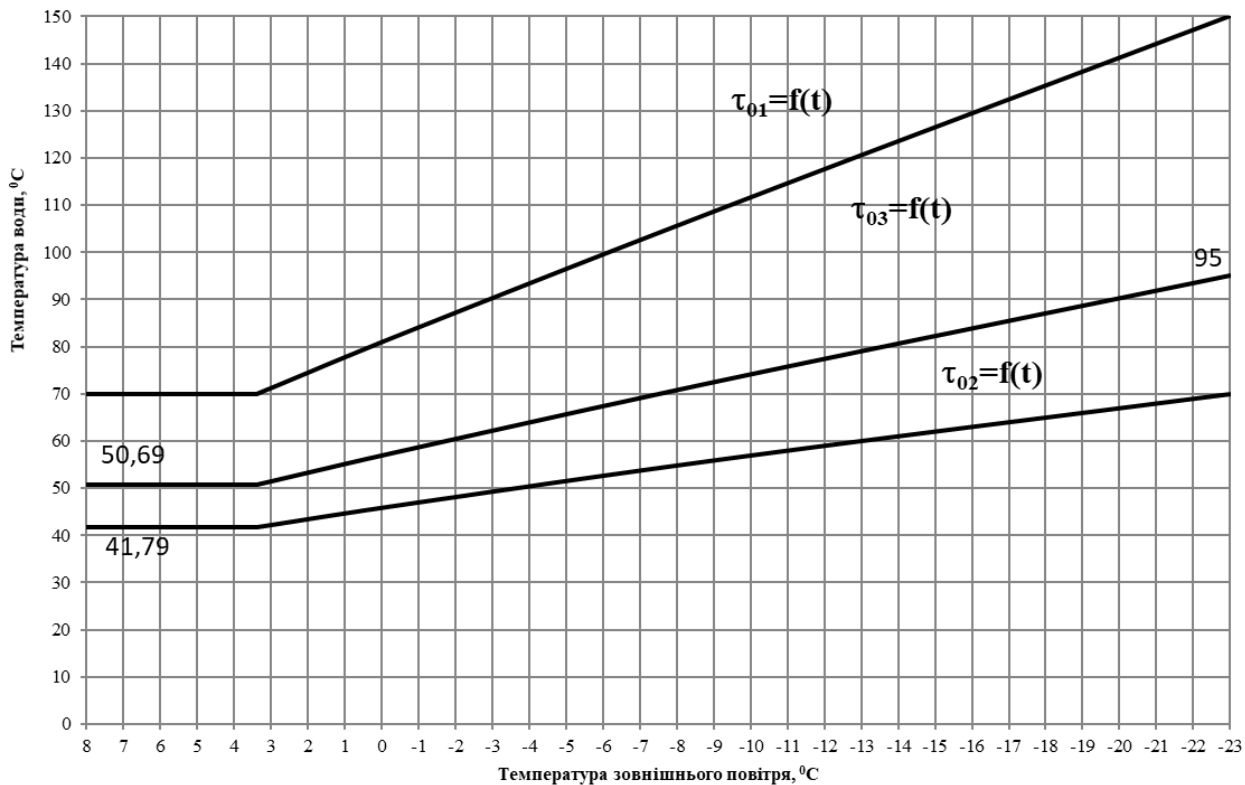


Рис. 1.3 Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{ГВП\max} \frac{Q_{ГВП\max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{4,62 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,79)} \frac{60 - (41,79 - 5)}{60 - 5} = 16,48 \text{ кг/с}$$

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

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

$$= 41,79 - 4,62 \cdot 10^3 \cdot \frac{(41,79 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19(46,59 + 16,48)} = 31,69 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

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

$$\Delta t_I = \frac{\frac{\Delta t_{\delta I} - \Delta t_{mI}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta I}}{\Delta t_{mI}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(28 - 5) - (41,79 - 36,79)}{\ln \frac{31,69 - 5}{41,79 - 36,79}} = 10,74 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\frac{\Delta t_{\delta II} - \Delta t_{mII}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta II}}{\Delta t_{mII}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_2 - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_2 - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (41,79 - 36,79)}{\ln \frac{70 - 60}{41,79 - 36,79}} = 7,21 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{2M} = \frac{Q_{ГВП\max} 10^3}{c(t_n - t_{x.3})} = \frac{4,62 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 20,04 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_I = cq_{2M}(t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 20,04 \cdot (36,79 - 5) = 2,66 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = cq_{2M}(t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 20,04 \cdot (60 - 36,79) = 1,96 \text{ МВт}$$

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,:

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 21,49 + 46,59 = 68,08 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП\max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 4,62 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 41,79)} = 21,49 \text{ кг/с}$$

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

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M_I} G_{\delta I}}} = \frac{2,66 \cdot 10^3}{10,74 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{20,04 \cdot 68,08}} = 1,6$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{1,96 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{20,04 \cdot 21,49}} = 3,12$$

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

$$Q_I = c \epsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,82 \cdot 20,04 \cdot (48,11 - 5) = 2,96 \text{ МВт}$$

					КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ	Арк.
						17
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де ε_I визначаю за формулою:

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

$$= \left(0,35 \frac{20,04}{46,59} + 0,65 + \frac{1}{1,6} \sqrt{\left[\frac{20,04}{46,59} \right]} \right)^{-1} = 0,82$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{2,96 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 20,04} = 45,01 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 4,62 - 2,96 = 1,66 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{22})} = \frac{1,66 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (84,14 - 45,01)} = 12,27 \text{ кг/с}$$

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]:

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 12,27 + 46,59 = 56,71 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{22} = \frac{46,59}{56,71} 41,79 + \frac{12,27}{56,71} 45,01 = 45,66 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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} .

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,84 \cdot 20,04 \cdot (45,66 - 5) = 2,867 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{20,04}{50,13} + 0,65 + \frac{1}{1,6} \sqrt{\left[\frac{20,04}{50,13} \right]} \right)^{-1} = 0,84$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{2,867 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 20,04} = 39,14 \text{ } ^\circ\text{C}$$

					КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 4,62 - 2,867 = 1,753 \text{ МВт}$$

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

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,12^2 \cdot 20,04}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,12^2 \cdot \left(\frac{(84,14 - 45,01) \cdot 4,19 \cdot 20,04}{1,753 \cdot 10^3} - 0,35\right)}\right]^2} = 12,27 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2\epsilon} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 84,14 - \frac{1,753 \cdot 10^3}{12,27 \cdot 4,19} = 48,57 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 12,27 + 46,59 = 58,43 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2\epsilon} = \frac{46,59}{58,43} 45,66 + \frac{12,27}{58,43} 48,57 = 46,24 \text{ }^\circ\text{C}$$

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:

$$Q_I = \epsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.z}) = 4,19 \cdot 0,83 \cdot 20,04 \cdot (46,24 - 5) = 2,87 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{20,04}{48} + 0,65 + \frac{1}{1,6} \sqrt{\left[\frac{20,04}{48} \right]} \right)^{-1} = 0,83$$

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

$$t_n = t_{x.z} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{\epsilon M}} = 5 + \frac{2,87 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 20,04} = 39,17 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 4,62 - 2,87 = 1,75 \text{ МВт}$$

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

					КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,12^2 \cdot 20,04}{\left[-1 + \sqrt{1 + 1,75 \cdot 3,12^2 \cdot \left(\frac{(84,14 - 39,17) \cdot 4,19 \cdot 20,04}{1,75 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 11,88 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (12,27 \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} = 11,88)$$

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

$$\tau_{22} = \tau_1 - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 84,14 - \frac{1,75 \cdot 10^3}{11,88 \cdot 4,19} = 45,66 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 11,88 + 46,59 = 58,47 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{22} = \frac{46,59}{58,47} 47,07 + \frac{11,88}{58,47} 45,66 = 47,45 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,88 \cdot 20,04 \cdot (47,45 - 5) = 3,13 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 \frac{20,04}{58,47} + 0,65 + \frac{1}{1,6} \sqrt{\left[\frac{20,04}{58,47} \right]} \right)^{-1} = 0,88$$

Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{3,13 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 20,04} = 42,27 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 4,62 - 2,66 = 1,96 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 47,45 - \frac{2,49 \cdot 10^3}{58,47 \cdot 4,19} = 33,89 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.24. Здійснюємо перевірку, за формулою (4.30) [1] $^\circ\text{C}$

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 $t_3 = t_3'''$.

1.3.2.25. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП}^{сер} 10^3}{(\tau_{01}''' - 30) c} = \frac{1,23 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 7,34 \text{ кг/с}$$

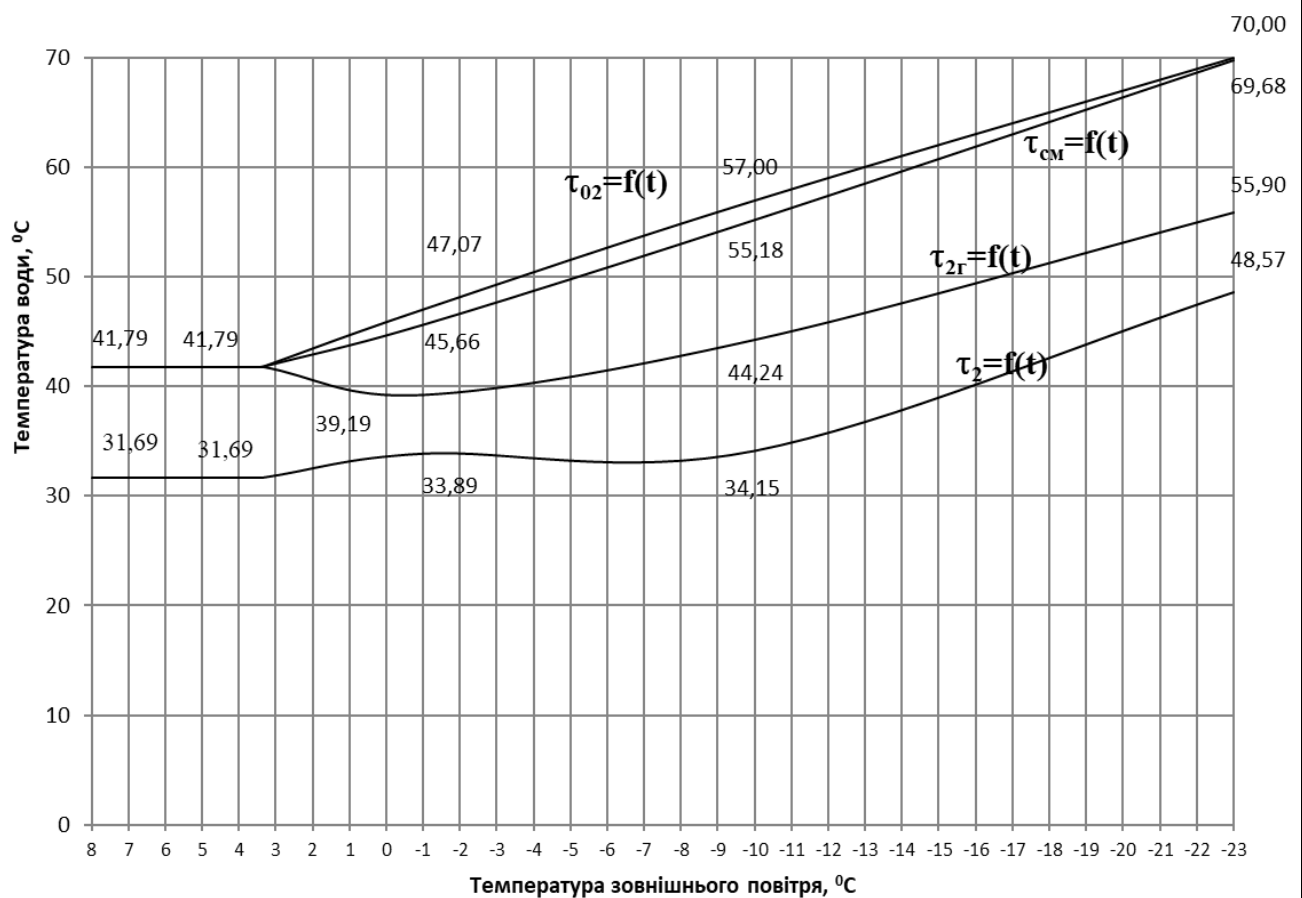
1.3.2.26. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.5.

					КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче
ВОДОПОСТАЧАННЯ

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					
		tз.о.	tз	tз сер.Опал	tз.з.	tзпк	літо
		-23,00	-10	-1	3,4	8	
то2	°C	70,00	57,00	47,07	41,79	41,79	70
т2г	°C	55,90	44,24	39,19	41,79	41,79	30
тп	°C	55,25	43,86	38,33	36,79	36,79	60
тсм	°C	69,68	55,18	45,66	41,79	41,79	-
т2	°C	48,57	34,15	33,89	31,69	31,69	-
ГВП	кг/с	1,01	7,04	9,65	16,48	16,48	7,34

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



					КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

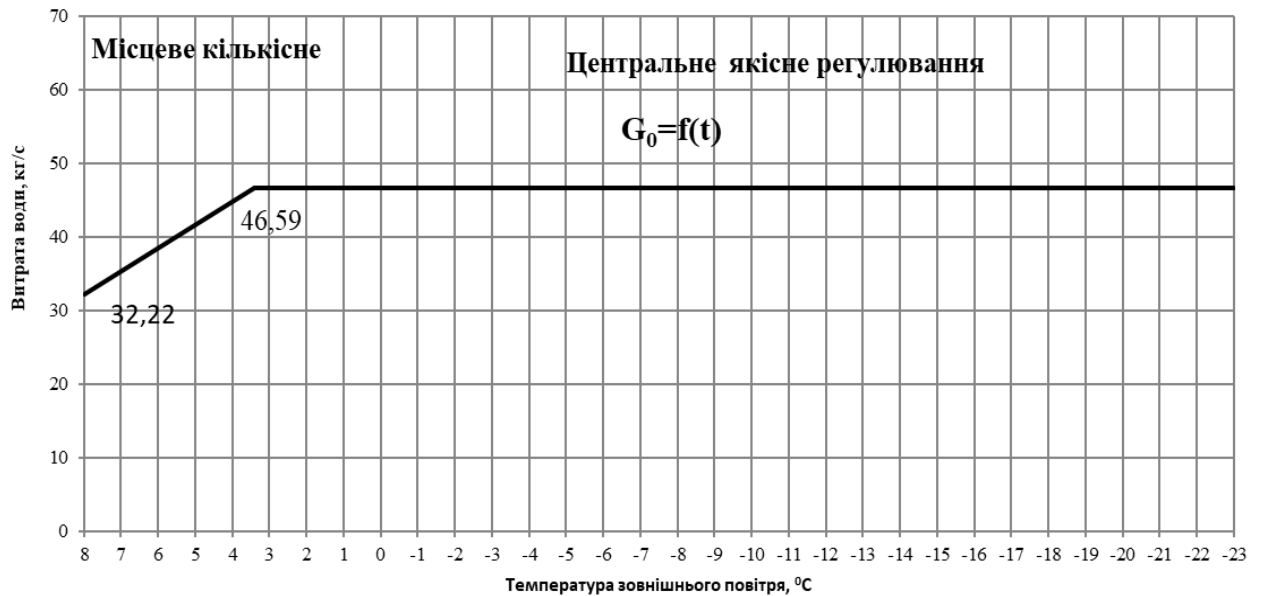


Рис. 1.5 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря

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

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

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

$$\frac{(\tau_{o1} + \tau_{2\theta}) - (t_{\theta,p} + t_3)}{(\tau_{o1}'' + \tau_{2\theta}'') - (t_{\theta,p} + t_{3,\theta})} \left(\frac{\tau_{o1}'' - \tau_{2\theta}''}{\tau_{o1} - \tau_{2\theta}} \right)^{0,15} = 1,$$

$$\frac{(150 + \tau_{2\theta}) - (18 + (-23))}{(111,64 + 57) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{111,64 - 57}{150 - \tau_{2\theta}} \right)^{0,15} = 1$$

де τ_{o1}'' - температура мережної води у подавальному трубопроводі при $t_{зовн.вент.}$; $\tau_{2\theta}''$ - температура води після калориферів при $t_{3,\theta}$, °C.

Методом підбору знаходимо $\tau_{2\theta} = 27$ °C.

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

$$G_{\theta} = \frac{Q_{\theta} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2\theta})} = \frac{1,87 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 27)} = 3,64 \text{ кг/с}$$

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

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

$$\tau_{2\theta} = \tau_{o1} - (\tau_{o1}'' - \tau_{2\theta}'') \frac{t_{\theta,p} - t_3}{t_{\theta,p} - t_{3,\theta}} = 70 - (111,64 - 57) \cdot \frac{18 - 0,0}{18 - (-10)} = 41,5 \text{ °C}$$

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

$$G_{\theta}'' = \frac{Q_{\theta} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2\theta})} = \frac{1,87 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (111,64 - 57)} = 5,59 \text{ кг/с}$$

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

					КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ	Арк.
						22
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

$$\frac{(70 + \tau_{2\theta}) - (18 + 8)}{(111,64 + 57) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{111,64 - 57}{70 - \tau_{2\theta}} \right)^{0,15} = 1$$

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

Методом підбору знаходимо $\tau_{2\theta} = 21,8 ^\circ\text{C}$.

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

$$G_6 = \frac{Q_6 \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\theta})} = \frac{1,87 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 21,8)} = 2,27 \text{ кг/с}$$

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 мережної води при				
		tз.о.	tз	tз сер.Опал	tз.з.	tзпк
		-23,00	-10	-1	3,4	8
t1	°C	150,00	111,64	84,14	70,00	70,00
to2	°C	70,00	57,00	47,07	41,79	41,79
t2в	°C	27,00	57,00	47,07	41,79	22,00
Gв	кг/с	3,64	5,59	5,59	5,59	2,27

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

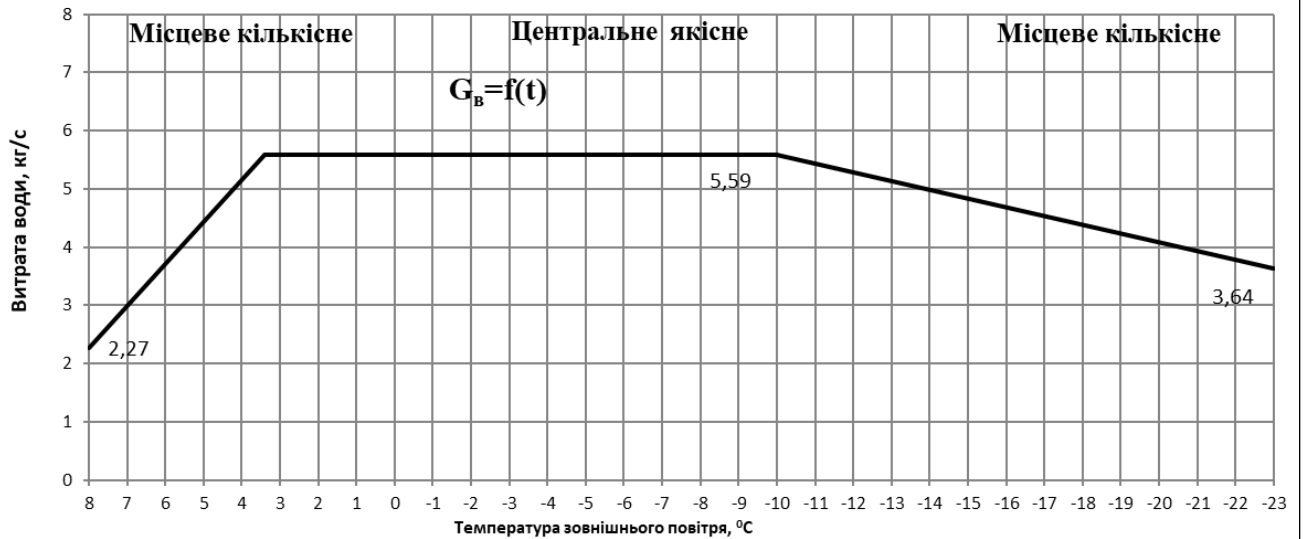
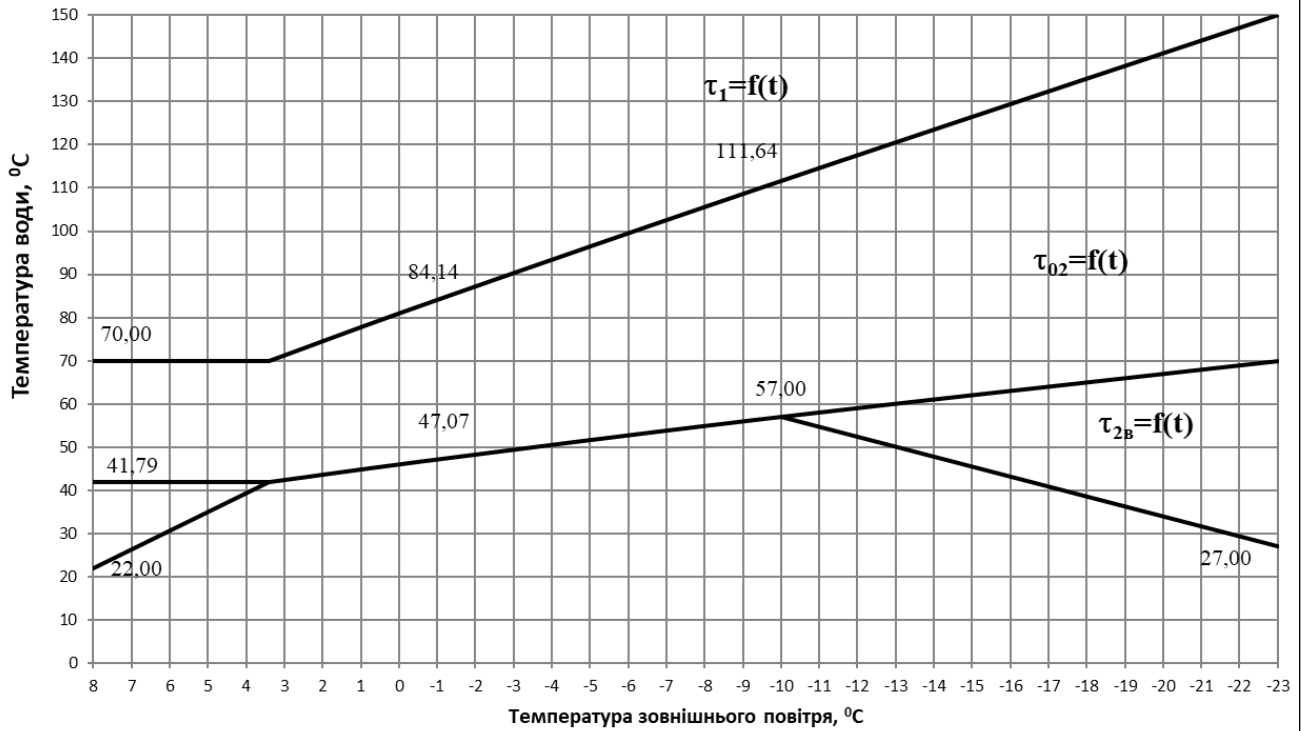


Рис. 1.6 Графіки залежності витрати мережної води на вентиляцію і температури мережної води після калориферів від температури зовнішнього повітря

1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{o\ max} = \frac{Q'_{o\ max} \cdot 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{15,62 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 46,59 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

					КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ	Арк.
						24
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$G'_{\text{сmax}} = \frac{Q'_{\text{сmax}} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{1,87 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 27)} = 2,94 \text{ кг/с}$$

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

$$G'_{\text{ГВП}}^{\text{ср}} = \frac{Q'_{\text{ГВП}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{1,753 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,79)} \cdot \frac{55 - (41,79 - 5)}{55 - 5} = 6,5 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G'_{\text{ГВП}}^{\text{max}} = \frac{0,55 Q'_{\text{ГВПmax}} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 4,62 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,79)} = 21,49 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{o\text{max}} + G'_{\text{сmax}} + K_3 G'_{\text{ГВП}}^{\text{ср}} = 46,59 + 2,94 + 1,2 \cdot 6,5 = 57,33 \text{ кг/с}$$

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):

$$G'_n = \frac{Q'_{\text{ГВПл}}^{\text{ср}} 10^3}{(\tau'''_{o1} - 30)c} = \frac{1,23 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 7,34 \text{ кг/с}$$

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

Таблиця 1.7

Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер квартала	Розрахункова витрата теплоносія, кг/с						Gmax ГВП
	G'o _{max}	G'в _{max}	G'с _{ср} ГВП	K ₃ *G'с _{ср} ГВП	G' (2+3+5)	G'л	
1	2	3	4	5	6	7	
1	1,79	0,14	0,25	0,30	2,23	0,31	0,9152
2	6,48	0,51	0,40	0,48	7,47	0,50	1,4592
3	2,29	0,18	0,26	0,31	2,78	0,32	0,935
4	2,85	0,22	0,32	0,38	3,45	0,40	1,1602
5	2,55	0,20	0,36	0,43	3,18	0,45	1,3074
6	2,11	0,16	0,30	0,36	2,63	0,37	1,0802
7	2,24	0,18	0,32	0,38	2,80	0,39	1,1502
8	1,76	0,14	0,25	0,30	2,19	0,31	0,9009
9	0,37	0,03	0,05	0,06	0,46	0,06	0,1875
10	2,54	0,20	0,36	0,43	3,17	0,45	1,3033
11	1,23	0,10	0,17	0,21	1,53	0,22	0,6293
12	2,24	0,18	0,32	0,38	2,80	0,39	1,1499
13	1,94	0,15	0,28	0,33	2,43	0,34	0,9965
14	2,24	0,18	0,32	0,38	2,80	0,39	1,1499
15	2,15	0,17	0,30	0,37	2,69	0,38	1,1104
16	2,37	0,18	0,34	0,40	2,96	0,42	1,2141

17	2,33	0,18	0,33	0,40	2,91	0,41	1,1959
18	2,24	0,18	0,32	0,38	2,80	0,39	1,1499
19	2,60	0,20	0,37	0,44	3,24	0,46	1,3324
20	2,24	0,18	0,32	0,38	2,80	0,39	1,1499
Всього:	46,59	3,64	5,93	7,11	57,33	7,34	21,47

1.5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЧАСТИНИ 2 ПРОЄКТА

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

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

$$= \frac{46,59+1,01}{46,59+1,01+3,64} \cdot 57 + \frac{3,64}{46,59+1,01+3,64} \cdot 27 = 47,04^\circ\text{C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{46,59+16,48}{46,59+16,48+5,59} \cdot 31,69 + \frac{5,59}{46,59+16,48+5,59} \cdot 41,79 = 32,51^\circ\text{C}$$

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 проєкта

№ п/п	Назва параметра	Ум. Познач.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	2	3	4	5	6	7
1	Місто розташування котельні			Дніпро		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	t1/t2	°C/°C	150 /70		
4	Температура зовнішнього повітря	tзовн	°C	-23,00	3,4	15
5	Теплове навантаження системи опалення	Qоп	МВт	15,62	5,56	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	QГВП	МВт	4,62	4,62	1,23

					КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ		Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			26

7	Теплове навантаження системи вентиляції	Qвент	МВт	1,87	0,67	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	QЖР річ	ГДж/рік	165853,56		
9	Тепло-технологічне навантаження промислового підприємства (теплоносій - горяча вода)	Qп.п.	МВт	10	10	10
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	t техн.в	°С	95		
11	Річне теплове навантаження промислового району	Qп.п. рік	МВт*год/рік	70000		
12	Температура "прямої" мережної води на виході з котельні	t1	°С	150,00	70,00	70,00
13	Температура "зворотної" мережної води на вході в котельню	t2	°С	47,04	32,51	30,00
14	Витрата "прямої" води на виході з котельні	G1	кг/с	51,23	68,65	7,34
			т/год	184,44	247,16	26,43
15	Убуток води в тепломережі	Губ.тм.	т/год	15	15	2
16	Витрата "зворотної" води на вході в котельню	G2	кг/с	169,44	232,16	24,43
			т/год			
17	Втрата тиску в тепломережі	Δртм	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір тепломережі	Hстат.тм	м.вд.ст	40	40	40

					КР 000.144.008.200333.2024.ПЗ		Арк.
							27
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

**РОЗДІЛ II. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ
КОТЕЛЬНІ
З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ**

**2.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ТЕПЛООВОГО РОЗРАХУНКУ КОТЕЛЬНІ 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 I 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	22,10	=	22,16
ТЗ	10,84	=	10,81
Л	1,23	=	1,23

(Висновок – результати для режиму МЗ, ТЗ, Л - взаємоузгоджені)

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

Таблиця 2.1

Вихідні дані для теплового розрахунку котельні

№ п.п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.	Характерні режими експлуатації			Джерело інформації
				МЗ	ТЗ	Л	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вид палива для котельні		—	Природний газ			Засади паливо-постачання міста
2	Теплота згорання палива	Q_n^p	кДж/ m^3	33730			Сертифікат палива
3	Температура в деаераторі	$t_{ДА}$	°C	65	65	65	Е.Р: 70 °C – 60 °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	$t'_{ВК.НОМ}$	°C	70	70	70	Е.Р. для водогрійних котлів

6	Номинальна температура води на виході з котла	$t''_{\text{ВК.НОМ}}$	$^{\circ}\text{C}$	150	150	150	“—“
7	Температура сирієї води	$t'_{\text{с.в}}$	$^{\circ}\text{C}$	5	5	5	Е.Р: -5°C для МЗ та ТЗ режимів, 15°C – для режима Л
8	Температура сирієї води перед станцією хімічного очищення	$t''_{\text{с.в}}$	$^{\circ}\text{C}$	15	15	15	Е.Р: $15^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}$
9	Температура хімічної води на виході зі станції ХВО	$t'_{\text{хов}}$	$^{\circ}\text{C}$	20	20	20	Е.Р: $15^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}$
10	Температура хімічної води перед деаератором	$t''_{\text{хов}}$	$^{\circ}\text{C}$	55	55	55	Е.Р: $50^{\circ}\text{C} - 65^{\circ}\text{C}$
11	Температура технологічної води на вході в котельню	$t'_{\text{техн.в}}$	$^{\circ}\text{C}$	5	5	15	Е.Р: 8°C для МЗ та ТЗ режимів, 15°C для режима Л
12	Температура технологічної води на виході з котельні	$t''_{\text{техн.в}}$	$^{\circ}\text{C}$	95	95	95	Технологічний регламент промислового підприємства
13	Температура грієної води на вході у внутрішньокотельні підігрівники та на вході в деаератор	$t'_{\text{ТОА}}$	$^{\circ}\text{C}$	150	150	150	Е.Р: $t'_{\text{ТОА}} = t''_{\text{ВК.НОМ}}$
14	Температура грієної води на виході з внутрішньокотельних підігрівників	$t''_{\text{ТОА}}$	$^{\circ}\text{C}$	65	65	65	Е.Р: $t''_{\text{ТОА}} = 65^{\circ}\text{C}$
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 хімічного очищення	$K_{\text{ХВО}}$	од.	1,1	1,1	1,1	Е.Р: 1,05 – 1,10

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 – $\sum Q_{\text{ЖР}}$, МВт, за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{жр}}$	=	23,21	23,21		
$\sum Q_{\text{жр}}$	=	11,39		11,39	
$\sum Q_{\text{жр}}$	=	1,29			1,29

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Визначення результату			Значення для режимів, °С		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{\text{вк.б}}$	=	150,00	150,00	150,00	150,00

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

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

2.3.7. Визначаю витрату води з деаератора на компенсацію втрат в тепломережі – $G_{ДА}^{підж}$, 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
$Q_{ДА}$	=	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:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 17

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 – $G_{\text{хов}}$, 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
$G_{\text{хов}}$	=	15,15	15,15		
$G_{\text{хов}}$	=	15,15		15,15	
$G_{\text{хов}}$	=	2,02			2,02

2.3.11 Визначаю витрату сирі води для підживлення – $G_{\text{с.в.}}$, 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
$G_{\text{с.в.}}$	=	16,67	16,67		
$G_{\text{с.в.}}$	=	16,67		16,67	
$G_{\text{с.в.}}$	=	2,22			2,22

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

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

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Визначення результату					Значення для режимів, МВт		
					МЗ	ТЗ	Л
QПКСВ	=	0,19			0,19		
QПКСВ	=	0,19				0,19	
QПКСВ	=	0,03					0,03
ГПКСВ гр.в.	=	1,96			1,96		
ГПКСВ гр.в.	=	1,96				1,96	
ГПКСВ гр.в.	=	0,26					0,26

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

- за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.13.

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
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 – $G_{\text{техн.в.}}$, т/год, теплову потужність ПТВ – $Q_{\text{ПТВ}}$, МВт та витрату грійної води – $G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в.}}$, т/год, відповідно,

- за формулою:

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ			Арк.
								34
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				

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

- за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14

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

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

Визначення результата					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	112,59			112,59		
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	112,59				112,59	
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	102,41					102,41

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

$$t_{звор} = (G_2 \cdot t_2 + G_{ПТВ}^{гр.в} \cdot t''_{ТОА} + G_{ПХВ}^{гр.в} \cdot t''_{ТОА} + G_{ПЦВ}^{гр.в} \cdot t''_{ТОА} + G''_{ДА} \cdot t''_{ДА}) / (G_2 + G_{ПТВ}^{гр.в} + G_{ПХВ}^{гр.в} + G_{ПЦВ}^{гр.в} + G''_{ДА})$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.16.

Таблиця 2.16

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	54,75	54,75		
Тзвор	=	44,03		44,03	
Тзвор	=	58,36			58,36

2.3.17. Визначаю загальну теплову потужність котельні (т. зв. потужність з виробленої теплоти) – $\sum Q_{КОТ}$, т/год, з урахуванням теплоти, що внесена водою підживлення, за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.17.

Таблиця 2.17

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{КОТ}$	=	34,29	34,29		
$\sum Q_{КОТ}$	=	22,46		22,46	
$\sum Q_{КОТ}$	=	11,41			11,41

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.18.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						36
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.18

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результату
ТИП		КВ-ГМ-10
Q вк. ном.	МВт	11,6
G вк. ном	т/год	123,5
η вк. ном	%	92,3
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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	2,96	3,00		
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	1,94		2,00	
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	0,98			1,00

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

$$N_{\text{ВК.Б}} = 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.21

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						37
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.21

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
N _{ВК.З}	=	2,00	2,00		
N _{ВК.З}	=	1,00		1,00	
N _{ВК.З}	=	0,00			0,00

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

$$N_{ВК.Р} = N_{ВК.Б} + N_{ВК.З}$$

Результати визначення навести у таблиці 2.22.

Таблиця 2.22

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
N _{ВК.Р}	=	3,00	3,00		
N _{ВК.Р}	=	2,00		2,00	
N _{ВК.Р}	=	1,00			1,00

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

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

$$Q_{ВК.Б} = Q_{ВК.НОМ}, \text{МВт}$$

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

$$G_{ВК.Б} = G_{ВК.НОМ}, \text{т/ч}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.23

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		38

Таблиця 2.23

Визначення результата				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{вк.б}	=	11,60	3 котла	11,60		
t' _{вк.б}	=	70,00		70,00		
t'' _{вк.б}	=	150,00		150,00		
G _{вк.б}	=	123,50		123,50		
Визначення результата				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{вк.б}	=	11,60	2 котла		11,60	
t' _{вк.б}	=	70,00			70,00	
t'' _{вк.б}	=	150,00			150,00	
G _{вк.б}	=	123,50			123,50	
Визначення результата				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q _{вк.б}	=	11,41	1 котла			11,41
t' _{вк.б}	=	70,00				70,00
t'' _{вк.б}	=	150,00				150,00
G _{вк.б}	=	122,28				122,28

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

$$\sum Q_{\text{вк.з}} = \sum Q_{\text{кот}} - Q_{\text{вк.}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.24.

Таблиця 2.24

Визначення результата				Значення для режимів, МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{вк.з}}$	=	22,69		22,69		
$\sum Q_{\text{вк.з}}$	=	10,86			10,86	
$\sum Q_{\text{вк.з}}$	=	0,00				0,00

2.3.25. Визначаю теплове навантаження кожного котла, що несе змінну складову теплового навантаження – $Q_{\text{вк.з}}$, МВт, за формулою:

$$Q_{\text{вк.з}} = \sum Q_{\text{вк.з}} / N_{\text{вк.з}}$$

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк. 39
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Результати визначення наводжу у таблиці 2.25.

Таблиця 2.25

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
Q _{ВК.З}	=	11,34	11,34		
Q _{ВК.З}	=	10,86		10,86	
Q _{ВК.З}	=	0,00			0,00

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

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

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

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

$$G_{ВК.З} = G_{ВК.НОМ}$$

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

$$G_{ВК.З} = 0,0$$

Результати визначення навести у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G _{ВК.З}	=	121,54	121,54		
G _{ВК.З}	=	123,50		123,50	
G _{ВК.З}	=	0,00			0,00

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.27.

Таблиця 2.27

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum G_{ВК}$	=	366,58	366,58		
$\sum G_{ВК}$	=	247,00		247,00	
$\sum G_{ВК}$	=	122,28			122,28

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.28.

Таблиця 2.28

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{\text{ВК.З}}$	=	150,00	150,00		
$t''_{\text{ВК.З}}$	=	145,39		145,39	
$t''_{\text{ВК.З}}$	=	#ДЕЛ/0!			0

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

$$G_{\text{РЕЦ}} = \sum G_{\text{ВК}} \cdot (t'_{\text{ВК}} - \tau_{\text{ЗВОР}}) / (t''_{\text{ВК.Б}} - \tau_{\text{ЗВОР}})$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.29

Таблиця 2.29

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{РЕЦ}}$	=	58,70	58,70		
$G_{\text{РЕЦ}}$	=	60,54		60,54	
$G_{\text{РЕЦ}}$	=	15,53			15,53

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.30

Таблиця 2.30

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t_{\text{ВК}}^{\Sigma}$	=	150,00	150,00		
$t_{\text{ВК}}^{\Sigma}$	=	142,29		142,29	
$t_{\text{ВК}}^{\Sigma}$	=	150,00			150,00

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{пер}$	=	0,00	0,00		
$G_{пер}$	=	181,83		181,83	
$G_{пер}$	=	23,08			23,08

2.3.32. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні за формулою:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результата			Значення для режимів, %		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Delta G\%$	=	2,96	2,96		
$\Delta G\%$	=	3,46		3,46	
$\Delta G\%$	=	0,80			0,80

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

2.4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

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

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

Результати визначення наводжу у табл. 2.32.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						42
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.33

Визначення результата			Значення для режимів, тис м3/год		
			МЗ	ТЗ	Л
ВКОТ	=	4,00	4,00		
ВКОТ	=	2,62		2,62	
ВКОТ	=	1,33			1,33

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

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

де:

$W_{нас.реци}$ – встановлена потужність робочих насосів рециркуляції, кВт.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

де:

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

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

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

						КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			43

4.4. Визначаю для **МЗ** режиму середньогодинні питомі витрати природного газу – $(b_T^{відп})_{газ}$, м³/МВт, та умовного в палива – $(b_T^{відп})_{у.п}$, кг у.п./МВт в котельній з відпущеної теплової енергії за формулами:

$$(b_T^{відп})_{газ} = V_{КОТ} \cdot 10^3 / (\Sigma Q_{ЖР} + Q_{П.П})$$

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

Результати визначення навести у таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результата				Значення для режимів, кг у.п./МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$(b_{Твідп})_{газ}$	=	33,42	м ³ /ГДж	33,42	34,00	32,72
$(b_{Твідп})_{у.п.}$	=	38,43	кг у.п./ГДж	38,43	39,10	37,62

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

$$e_{e/e}^{відп} = \Sigma W^{доб} / (\Sigma Q_{Т/Ф} \cdot 24) = 5400 / (23,21 \cdot 24) = 9,69$$

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

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

$$C_Q = (38,43 / 1,15) \cdot 8200 \cdot 10^{-3} + 9,69 \cdot 2,68 + 30,0 = 329,99 \text{ грн/ГДж}$$

2.4.7 Формую висновок щодо енергоефективності проектної котельні.

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

Основні результати розрахунку зводжу в таблицю 2.34.

Таблиця 2.34

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	$t_{зовн}$	Температура зовнішнього повітря	°С	-23	0	+15
2	$\Sigma Q_{ЖР}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	23,21	11,39	1,29

20	ΣW_{BK}	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	300		
21	$\epsilon_{e/\epsilon}^{доб}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	9,69		
22	$\Pi_{Палив}$	Вартість природного газу	грн./ тис. м ³	11800	11800	11800
23	$\Pi_{E/E}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт.год	0,9	0,9	0,9
24	C_Q	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./ГДж	329,99		

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		46

2.5. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНИ 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 2.35.

Таблиця 2.35

№ п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	Тип ВК	Типорозмір водогрійного котла		За інформаційними листами заводів виробників	КВ-ГМ-10
2	$Q_{ВК.НОМ}$	Номінальна теплова потужність котла	МВт(т)	З паспорта котла	11,6
3	$G_{ВК.НОМ}$	Номінальна витрата води на котел	т/год	«--»	123,5
4	$V_{ВК.НОМ}$	Номінальна витрата природного газу на котел	тис. м ³ /год	«--»	1,29
5	$\Delta p'_{ВК.НОМ}$	Номінальний гідравлічний опір котла	атм	«--»	2,5
6	$\Delta p''_{ВК.НОМ}$	Номінальний аеродинамічний опір котла	мм.вд.ст	«--»	57
7	$t'_{ВК.НОМ}$	Номінальна температура води на вході в котел	°С	«--»	70
8	$t''_{ВК.НОМ}$	Номінальна температура води на виході з котла	°С	«--»	150
9	$\eta_{ВК.НОМ}$	Номінальний ККД котла	од.	«--»	0,925

2.5.2. Вибір рециркуляційних насосів

5.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної подачі – $Q_{нас.реци}^{ном}$, м³/год, та напору – $H_{нас.реци}^{ном}$, м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції – $G_{РЕЦ}=121$ т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції – $\Delta H_{РЕЦ}$.

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

$$N_{нас.реци}^{роб} = G_{РЕЦ}^{Т.З} / Q_{нас.реци}^{ном} = 67/100 = 0,67$$

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.

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

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

5.2.4. Блок параметрів по насосам рециркуляцій наводжу в табл. 2.36.

									Арк.
									47
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ				

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	---	3 інформаційного листа заводу-виробника	NBE 100-80-150/177		NBE 32-125.1/140
2	$Q_{н. рец}^{ном}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	100	11,3	
3	$H_{н. рец}^{ном}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	32	5,3	
4	$N_{н. рец}^{ном}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	15	1,5	
5	$\eta_{н. рец}^{ном}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,82	0,77	

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 “Котельня – Тепломережа” – $G_1=247,16$ 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. 2.37.

									Арк.
									48
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ				

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 50-160/165 A-F-A-BAQE		NKG 200-150-400/435 A2-F-A-E-NAQK
2	$Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	94,69	57,3	
3	$H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	38,64	60,3	
4	$N_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	15	16	
5	$\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,9	0,7	

2.5.4. Вибір внутрішньо-котельних насосів

2.5.4.1. Вибір насосів сирової води

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

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

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в.}}^{\text{ном}} = 16.67/19=0,87$$

*) 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 сирової води наводжу в табл. 2.38.

									Арк.
									49
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ				

Характеристика насосів сирії 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 AF2KBQQE		
2	$Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /ГОД	З паспорта насоса	26,4		
3	$H_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	42,6		
4	$N_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	4		
5	$\eta_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,55		

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 трубопровідної 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:

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} = G_{\text{під}} / Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}} = 15/17=0,97$$

*) 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. 2.39.

									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	NK 32-160.1/167 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	7,5		
3	$H_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м	“ – “	4,3		
4	$N_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	0,25		
5	$\eta_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,64		

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 – $G_{\text{тех}}=107.14$ т/год та опору трубопровідної системи – ΔH .

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

$$N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}} = G_{\text{тех}} / Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}} = 107.14/115=0,94 \quad *)$$

*) 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. 2.40.

									Арк.
									51
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					

Характеристика насосів технологічної води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 50-160/165 D-F-A-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	115		
3	$H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	40		
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		

5.4.4. Вибір насосів хімоочищеної води

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 трубопровідної системи – ΔH .

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

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{хов}} / Q_{\text{нас.реци}}^{\text{ном}} = 15,15/17=0,95$$

*) 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. 2.41.

									Арк.
									52
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ				

Таблиця 2.41

Характеристика насосів хімоочищеної води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформ. листа заводу-виробника	NKE 32-160.1/175		
2	$Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /ГОД	З паспорта насоса	15,9		
3	$H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м	“ – “	19,4		
4	$N_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	1,5		
5	$\eta_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,89		

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 1 деаератор ДВ-15. Блок параметрів наводжу в таблиці 2.42

Таблиця 2.42

Характеристика деаераторів водогрійної котельні

№ п.п	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	Типорозмір деаератора		За інформ. листами заводів виробників	ДВ-15
2	Номінальна продуктивність	т/год	«--»	5
3	Діапазон продуктивності	т/ГОД	«--»	4,5...18
4	Тем-ра 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-10

2.5.6. Вибір підігрівників

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

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		53

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:

$$F=Q_{\text{псв}}/\Delta t\cdot K=190000/105\cdot 2500=0,723\text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник ПВ 36х4. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F=0,9\text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,04\text{ м}^2$, кількість пластин — 10 шт.

2.5.6.2. 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 пластинчастий підігрівник ПВ 114х4. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F=8,9\text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,09\text{ м}^2$, кількість пластин — 10 шт.

2.5.6.3. Підігрівник технологічної води

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

2.5.6.3.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

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

2.5.6.3.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F=Q_{\text{тех}}/\Delta t\cdot K=100000/57,46\cdot 2500=6,8\text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник ПВ 168х4. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F=6,9\text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,2\text{ м}^2$, кількість пластин — 37 шт.

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 2.43

Рекомендоване тягодуттєве обладнання

№ п/п	Найменування	Димосос	Вентилятор
1	Тип обладнання	ДН-12,5уІ	ВДН-10у
2	Потужність, кВт	55	30
3	Частота обертання, об/хв	1500	1000

						КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			54

РОЗДІЛ 3. Охорона праці

У даному дипломному проєкті розглядається розрахунок і проектування обладнання водогрійної котельні згідно рекомендацій [12].

Впровадження нового більш досконалого обладнання, оснащеного сучасними системами автоматизації та управління, дозволить знизити ступінь впливу на людину шкідливих і небезпечних факторів та підвищити безпеку експлуатації та обслуговування, що значно покращить умови роботи котельні.

При проектуванні врахувати вимоги охорони праці щодо організації та забезпечення здорових і безпечних умов праці на робочих місцях операторів котелень.

3.1 Вимоги до улаштування приміщень і обладнання котельні

Загальні положення

1. Стационарні котли повинні встановлюватись в будівлях і приміщеннях, що відповідають вимогам СНиП 11-35-76 “Котельні установки”, СНиП 11-58 75 „Електростанції теплові” і даним правилам.

Установка котлів поза приміщенням допускається в тому випадку, якщо котел запроектований для роботи в даних кліматичних умовах.

1. Обладнання приміщень і дахових перекриттів над котлами не допускається. Дані вимоги не розповсюджуються на котли, встановлені в промислових приміщеннях у відповідності зі статтею 7.1.3.

2. В середині промислових приміщень допускається установка:

- а) прямоточних котлів паропродуктивністю не більше 4 т/год кожний;
- б) котлів, що задовольняють умову $(t-100) V \leq 100$ (для кожного котла), де t – температура насиченої пари при робочому тискові, °С, V – водяний об’єм котла, м³;
- в) водогрійних котлів (теплопродуктивністю кожного не більше 9,69 ГДж/год , 2,5 Гкал/год), що не мають барабанів;
- г) котлів-утилізаторів – без обмежень.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ				
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи		Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Кузьменко М.В.			теплопостачання житлово-промислового району №4 в м. Дніпро			95	55
Перевірив		Бойко В.О.							
Рецензув.							ТЕ4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив		Петренко В.П.			РОЗДІЛ 3				

3. Місце встановлення котлів в середині промислових приміщень повинно бути відокремлено від іншої частини приміщення незгораючими перегородками по всій висоті котла, але не нижче 2 м, з установкою дверей. Відкриття дверей визначаються проектною організацією, виходячи з місцевих умов.

В приміщеннях котельні не дозволяється розміщувати побутові і службові приміщення, які не призначені для персоналу котельні, а також майстерні, не призначені для ремонту котельного обладнання.

4. Рівень підлоги нижнього поверху котельного приміщення не повинен бути нижче запланованої відмітки землі, прилеглої до будівлі котельні.

Установка прямиків в котельнях не допускається. В окремих випадках, обумовлених технологічною необхідністю, щодо вирішення проектною організацією (вузлів вводу і виводу теплотрас) можуть встановлюватись прямики.

5. Вихідні двері із котельного приміщення повинні відкриватися назовні і мати таблички “Стороннім вхід заборонено”. Двері із службових, побутових, а також допоміжних приміщень в котельню повинні обладнуватись пружинами і відкриватися в сторону котельні.

Освітлення

Приміщення котельні повинні бути забезпечені денним освітленням, а в нічний час – електричним освітленням. Місця, які по технічним причинам не можна забезпечувати денним світлом, повинні мати електричне освітлення.

Окрім робочого освітлення в котельнях повинно бути аварійне електричне освітлення.

Підлягають обов’язковому обладнанню аварійним освітленням наступні місця:

- а) фронт котлів, а також проходи між котлами, ззаду котлів і над котлами;
- б) щити і пульти управління;
- в) водовказівні і вимірювальні прилади;
- г) зольні приміщення;
- д) вентиляторні площадки;
- е) димососні площадки;
- є) приміщення для баків і деаераторів.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						56
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Розміщення котлів і допоміжного обладнання

1. Відстань від фронту котлів і виступаючих частин топок до протилежної стіни котельні повинно складати не менше 3 м, при цьому для котлів, що працюють на газоподібному або рідкому паливі, відстань від виступаючих частин пальникових пристроїв до стіни котельного приміщення повинна бути не менше 1 м, а для котлів, обладнаних механізованими топками, відстань від виступаючих частин топок повинна бути не менше 2 м.

Для котлів паропродуктивністю 2,5 т/год і меншої відстані від фронту котлів і виступаючих частин топок до стінки котельної може бути зменшено до 2 м, в інших випадках:

а) якщо топка з ручним завантаженням твердого палива, обслуговується з фронту і має довжину не більше 1 м;

б) при відсутності необхідності обслуговування топки з фронту;

в) якщо котли працюють на газоподібному або рідкому паливі.

2. Відстань між фронтом котлів і виступаючими частинами топок, розміщених один навпроти одного, повинні складати:

а) для котлів, обладнаних механізованими топками, не менше 4 м;

б) для котлів, що працюють на газоподібному або рідкому паливі, не менше 4 м, при цьому відстань між пальниковими пристроями повинна бути не менше 2 м;

в) для котлів з ручним завантаженням твердого палива, не менше 5 м.

3. Перед фронтом котлів допускається встановлення котельного допоміжного обладнання і щитів управління, при цьому ширина вільних проходів вздовж фронту повинна бути не менше 1,5 м і встановлене обладнання не повинно заважати обслуговуванню котлів.

4. При установці котлів, для яких потрібне бокове обслуговування топки або котла (обдувка, очистка газоходів, барабанів і колекторів, обслуговування топкових пристроїв, реперів, елементів топки), ширина бокового проходу повинна бути достатньою для обслуговування і ремонту, але не менше 1,5 м для котлів паропродуктивністю 4 т/год, не менше 2 м для котлів паропродуктивністю 4 т/год і більше.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

5. В тих випадках, коли не потрібно бокового обслуговування топок і котлів, обов'язковим являється те, щоб прохід між крайніми котлами і задньою стінкою котельного приміщення складав не менше 1 м.

Ширина проходу між окремими виступаючими із обмурівки частинами котлів, а також цими частинами і виступаючими частинами будівлі, повинна складати не менше 0,7 м.

6. Проходи в котельні повинні мати вільну висоту не менше 2 м. При відсутності необхідності переходу через барабан, сухопарник або економайзер, відстань від них до нижніх конструктивних частин покриття котельні повинна бути не менше 0,7 м.

7. Забороняється установка в одному з приміщень з котлами і економайзерами обладнання, що не має прямого відношення до обслуговування і ремонту котлів до технології одержання пари або гарячої води.

Котли і турбогенератори електростанцій можуть встановлюватись в загальному приміщенні без влаштування розподільчих стін між котельнею і машинним залом.

3.2 Заходи з охорони праці

Обов'язки оператора котлів

Перед розпаленням ретельно перевірити:

- а) справність топки і газоходів, запірних і регулюючих приладів;
- б) справність контрольно-вимірювальних приладів, арматури, гарнітури, живильних приладів, димососів і вентиляторів, а також наявність природної тяги;
- в) справність устаткування для спалювання відповідного виду палива;
- г) заповнення котла водою до відмітки нижчого рівня;
- д) чи тримається рівень води в котлі чи немає пропускання води через лючки, фланці та арматуру;
- е) чи немає заглушок перед і після запобіжних клапанів, на живильній спускній і продувній лініях;
- ж) відсутність в топці і газоходах людей чи сторонніх предметів.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Провентилувати топку і газоходи протягом 10-15 хвилин (залежно від конструкції котла) шляхом відкриття дверей топки, піддувала, шиберів для регулювання подачі повітря, заслонок природної тяги, а при наявності димососів і вентиляторів – шляхом їх включення. До включення димососа для вентиляції топки і газоходів у котлів, працюючих на газоподібному паливі, необхідно переконатися, що ротор не торкається корпусу димососа, для чого ротор прокручується вручну. Включення димососів у вибухонебезпечному виконанні допускається тільки після провітрювання котлів природною тягою і після перевірки справності димососа.

Для котла, працюючого на газоподібному паливі:

а) перевірити справність газопроводу і встановлених на ньому кранів і засувок (вся запірна арматура на газопроводах повинна бути закрита, а крани на продувальних газопроводах - відкриті);

б) продути газопровід через продувальну свічку, поступово відкриваючи засувку на відгалуженні газопроводу до котла. Якщо після перевірки газоаналізатором (або іншим надійним засобом) виявиться, що в газопроводі відсутня вибухонебезпечна газоповітряна суміш, свічку треба закрити;

в) переконатися у відсутності витікання газу з газопроводу, газового обладнання й арматури шляхом омилування нарізних і фланцевих з'єднань.

Користування відкритим вогнем при виконанні цієї роботи категорично забороняється.

г) перевірити за манометрами відповідність тиску газу, а при двопровідних пальниках, крім того, - відповідність тиску повітря перед засувками пальників при працюючому дуттьовому вентиляторі, встановленому тиску;

д) відрегулювати тягу котла, що розпалюється, встановивши розрідження в топці 2-3 мм водяного стовпчика.

Переконавшись у справності устаткування за змінним журналом, оператор (старший оператор) повинен зробити запис про здавання і прийняття зміни.

Якщо при перевірці буде виявлена несправність устаткування, то приймаючий зміну оператор (старший оператор) повинен зробити про це запис у змінному журналі і сповістити про це особу, відповідальну за справний стан і безпечну

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						59
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

експлуатацію котлів для прийняття відповідного рішення з цього питання і надання необхідної вказівки операторові.

Операторові забороняється залишати робоче місце за відсутності змінного. У випадку відсутності останнього це необхідно довести до відома особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію котлів (начальника котельної), керуватися його вказівками.

Не дозволяється приймати та здавати зміну під час ліквідації аварії в котельній.

Оператор під час зміни не повинен ухилятися від виконання обов'язків, покладених на нього виробничою інструкцією.

Операторові забороняється залишати котли без нагляду до повного припинення горіння в топці, вилучення з неї решток палива і зниження тиску до нуля. Котли, які не мають цегляної кладки, допускається залишати в закритому на замок приміщенні, не очікуючи на зниження тиску до атмосферного, якщо після припинення горіння в топці і вилучення решток палива з неї, а також шлаку і золи із бункера, тиск в котлі почав знижуватися.

Оператор не повинен допускати в котельню сторонніх осіб. Вони можуть бути допущені тільки з дозволу адміністрації та у супроводі її представника.

Приміщення котельні, котли і все устаткування повинні утримуватись в справному стані і належній чистоті. Забороняється завалювати приміщення котельні чи зберігати в ньому матеріали і предмети. Проходи в котельному приміщенні і виходи з нього мають бути завжди вільними. Двері для виходу з котельні повинні легко відчинятися назовні.

3.3 Заходи з охорони довкілля

Забруднення шкідливими домішками атмосфери, землі і води погіршує санітарно-гігієнічне становище міст, селищ, полів, лісів, водойм, шкідливо впливаючи на організм людини і рослинність, погіршує якість продукції підприємств, підвищує знос механізмів і порушує будівельні конструкції споруд. До надзвичайно шкідливих відносяться V_2O_5 і бензопирен. Перші з'єднання утворюються в невеликій кількості при спалювання мазуту. Бензопирен може утворюватись при спалюванні будь-якого палива при нестачі кисню.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Високошкідливими являються NO_2 і SO_3 . Оксиди азоту NO_x утворюються в зоні великих температур факелу при 1600°C . Вихід NO_3 складає приблизно 10 %. SO_3 утворюється на кінцевому етапі згорання палива із SO_2 при втратах кисню за рахунок каталізу на відкладеннях в пароперегрівнику. Його вихід складає 2-5 % SO_2 . В зоні низькотемпературних поверхонь нагріву SO_3 перетворюється в пари H_2SO_4 і витрачається в процесі низькотемпературної корозії. Ступінь небезпеки впливу шкідливого середовища на живий організм визначається відношенням його концентрації до гранично допустимої (ГДК), мг/м^3 , в повітрі на рівні дихання людини: $k_i = c_i / \text{ГДК}$. Значення k_i повинно бути менше 1. При одночасному вмісті в повітрі декількох шкідливих речовин ступінь небезпеки оцінюють шляхом складання токсичних кратностей.

Однією із актуальних сучасних задач являється забезпечення чистоти повітряного басейну. Для цього необхідна очистка продуктів згорання палива, що видаляються із котлів після охолодження в атмосферу, від шкідливих речовин.

В продуктах згорання, що видаляються в атмосферу із котлів, працюючих на паливах, що містять органічну сірку, існують оксиди сірки. В основному вони знаходяться в вигляді SO_2 і в невеликій кількості, до 1-2 %, в вигляді SO_3 .

Система очистки газів від оксидів сірки повинна забезпечувати достатньо повне їх видалення із газів, можливість використання одержаних в процесі сіркоочистки кінцевих продуктів і не збільшити собівартість виробляючої пари. Можливо використання наступних методів очистки газів від SO_2 SO_3 :

- 1) абсорбція рідкими розчинами різних речовин;
- 2) адсорбція з використанням в якості адсорбенту твердої речовини;
- 3) поглинання SO_2 і SO_3 різними засобами з утворенням при цьому інших сполук.

Вказані методи очистки звичайно комбінують. Наприклад, адсорбція і абсорбція часто супроводжуються переводом сорбованого газу в інші сполуки. Розрізняють методи мокрої і сухої очистки газів.

Відомо два метода мокрої очистки. Перший полягає в утворенні процесів, при яких спочатку проходить видалення SO_2 за рахунок його фізичного поглинання, потім поглинаючий SO_2 виділяється із розчинника шляхом його нагріву, а

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						61
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

розчинник може бути знову використаний для очистки. Найбільш зручним і дешевим поглинанням являється вода, однак вона малоефективна при низьких концентраціях SO_2 , і тому доводиться використовувати більш ефективні і дорогі засоби поглинання.

До другої групи методів мокрої очистки, більш розповсюдженої, в якості засобу поглинання використовують водяні розчини, що переводять оксиди сірки в сульфати і сульфіти. При цьому одним із найбільш ефективних абсорбентів виявився аміак. В такій сіркоуловлювальній установці аміак вступає у взаємодію із сірчистим ангідридом з утворенням сульфіту амонію. Розчин бісульфіту амонію, що утворився, може бути потім перероблений в товарну продукцію.

Методи сухої очистки зосереджені на властивостях неорганічних солей металів, в основному оксидів і карбонатів, при високій температурі адсорбувати оксиди сірки з утворенням сульфідів і сульфатів цих металів. В присутності кисню окислення проходить практично до утворення сульфатів. Адсорбентами можуть бути оксиди алюмінію, марганцю, заліза, калію, натрію і ін.

Зменшення викидів в атмосферу оксидів азоту димовими газами може бути виконано наступними основними напрямками:

- 1) використання технології спалювання палива, що запобігає значному окисленню азоту повітря і палива, в тому числі використання для горіння в якості окислювача кисню;
- 2) використання рідких або твердих сорбентів, що поглинають із димових газів з послідовною регенерацією і отриманням товарних форм зв'язаного азоту;
- 3) каталітичне розкладання оксиду азоту на елементарний азот і кисень.

Практично зменшення викидів оксидів азоту в атмосферу котлами найбільш реально в даний час досягти шляхом використання раціональною технологією спалювання палива.

3.4. Основи пожежної безпеки та профілактики на виробничих об'єктах [12]

Основні терміни та визначення

Вогонь, що вийшов з-під контролю, здатний викликати значні руйнівні та смертоносні наслідки. До таких проявів вогняної стихії належать пожежі.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Пожежа – неконтрольоване горіння поза спеціальним вогнищем, що розповсюджується у часі і просторі.

Залежно від розмірів матеріальних збитків пожежі поділяються на особливо великі (коли збитки становлять від 10000 і більше розмірів мінімальної заробітної плати), великі (збитки сягають від 1000 до 10000 розмірів мінімальної заробітної плати) та інші. Проте наслідки пожеж не обмежуються суто матеріальними втратами, пов'язаними зі знищенням або пошкодженням основних виробничих та невиробничих фондів, товарно-матеріальних цінностей, особистого майна населення, витратами на ліквідацію пожежі та її наслідків, на компенсацію постраждалим і т. п. Найвідчутнішими, безперечно, є соціальні наслідки, які, передусім, пов'язуються з загибеллю і травмуванням людей, а також пошкодженням їх фізичного та психологічного стану, зростанням захворюваності населення, підвищенням соціальної напруги у суспільстві внаслідок втрати житлового фонду, позбавленням робочих місць тощо.

Не слід забувати й про екологічні наслідки пожеж, до яких, у першу чергу, можна віднести забруднення навколишнього середовища продуктами горіння, засобами пожежогасіння та пошкодженими матеріалами, руйнування озонового шару, втрати атмосферою кисню, теплове забруднення, посилення парникового ефекту, тощо.

Цілком природно, що існує безпосередня зацікавленість у зниженні вірогідності виникнення пожеж і зменшенні шкоди від них. Досягнення цієї мети є досить актуальним і складним соціально-економічним завданням, вирішенню якого повинні сприяти системи пожежної безпеки.

Пожежна безпека об'єкта – стан об'єкта, за яким з регламентованою імовірністю виключається можливість виникнення і розвитку пожежі та впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

Основними напрямками забезпечення пожежної безпеки є усунення умов виникнення пожежі та мінімізації її наслідків. Об'єкти повинні мати системи пожежної безпеки, спрямовані на запобігання пожежі, дії на людей та матеріальні цінності небезпечних факторів пожежі, в тому числі їх вторинних проявів. До

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

таких факторів, згідно ГОСТ 12.1.004-91, належать: полум'я та іскри; підвищена температура навколишнього середовища; токсичні продукти горіння й термічного розкладу матеріалів, речовин; дим; знижена концентрація кисню.

Вторинними проявами небезпечних факторів пожежі вважаються: уламки, частини зруйнованих апаратів, агрегатів, установок, конструкцій; радіоактивні та токсичні речовини і матеріали, викинуті із зруйнованих апаратів та установок; електричний струм, пов'язаний з переходом напруги на струмопровідні елементи будівельних конструкцій, апаратів, агрегатів внаслідок пошкодження ізоляції під дією високих температур; небезпечні фактори вибухів, пов'язаних з пожежами; вогнегасні речовини.

Система пожежної безпеки та профілактики – це комплекс організаційних заходів і технічних засобів, спрямованих на запобігання пожежі та збитків від неї.

Відповідно до ГОСТ 12.1.004-91 пожежна безпека об'єкта повинна забезпечуватися системою запобігання пожежі, системою протипожежного захисту і системою організаційно-технічних заходів.

Потрібний рівень пожежної безпеки людей за допомогою вказаних систем, згідно з ГОСТ 12.1.004-91, не повинен бути меншим за 0,999999 відвернення впливу небезпечних факторів на рік із розрахунку на кожну людину, а допустимий рівень пожежної небезпеки для людей має бути не більше 10⁶ впливу небезпечних факторів пожежі, що перевищують гранично допустимі значення, на рік із розрахунку на кожну людину.

Рівень забезпечення пожежної безпеки являє собою також кількісну оцінку запобігання збиткам при можливій пожежі.

Об'єкти, пожежі на яких можуть призвести до загибелі або масового ураження людей небезпечними факторами пожежі та їх вторинними проявами, а також до значного пошкодження матеріальних цінностей, повинні мати системи пожежної безпеки, що забезпечують мінімальну можливу ймовірність виникнення пожежі конкретні значення такої ймовірності визначаються проектувальниками та технологами.

Метою пожежної безпеки об'єкта є попередження виникнення пожежі на визначеному чинними нормативами рівні, а у випадку виникнення пожежі –

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

обмеження її розповсюдження, своєчасне виявлення, гасіння пожежі, захист людей і матеріальних цінностей.

Основними вихідними даними при розробці комплексу технічних і організаційних рішень щодо забезпечення потрібного рівня пожежної безпеки в кожному конкретному випадку є чинна законодавча і нормативно-технічна база з питань пожежної безпеки, вибухопожежонебезпечні властивості матеріалів і речовин, що застосовуються у виробничому циклі, кількість вибухопожежонебезпечних матеріалів і речовин і особливості виробництва. На основі цих вихідних даних визначаються такі критерії вибухопожежонебезпечності об'єкта, як категорії приміщень і будівель за вибуховою і пожежною небезпекою, а також класи вибухонебезпечних зон в приміщеннях і поза ними. Саме залежно від категорії приміщень і будівель, та класу зон за вибухопожежною небезпекою, відповідно до вимог чинних нормативів, розробляються технічні та організаційні заходи і засоби забезпечення вибухопожежної безпеки об'єкта.

Загальна характеристика законодавчої і нормативно-правової бази України про пожежну безпеку

Забезпечення пожежної безпеки – невід'ємна частина державної діяльності щодо охорони життя та здоров'я людей, національного багатства і навколишнього природного середовища. Правовою основою діяльності в галузі пожежної безпеки є Конституція, Закон України «Про пожежну безпеку» та інші закони України, постанови Верховної Ради України, укази і розпорядження Президента України, декрети, постанови та розпорядження Кабінету Міністрів України, рішення органів державної виконавчої влади, місцевого та регіонального самоврядування, прийняті в межах їх компетенції.

Відповідно до Державної програми забезпечення пожежної безпеки на 1995 – 2000 роки, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 03.04.95 №238, та згідно з Положенням про порядок розроблення, затвердження, перегляду, скасування та реєстрації нормативних актів з питань пожежної безпеки, затвердженим наказом МВС України 04.12.96 №833, створено Державний реєстр нормативних актів з питань пожежної безпеки, до якого включено біля 360

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

найменувань документів різних рівнів та видів. За рівнем прийняття і дії реєстр виділяє 8 груп таких актів:

1. **Загальнодержавні акти.** До них відносяться: "Закон України про пожежну безпеку", від 17.12.93; НАПБ А.01.001–95 "Правила пожежної безпеки в Україні", від 14.06.95, та "Правила пожарной безопасности в лесах СССР", від 18.06.71.

2. **Міжгалузеві.** До документів цього типу віднесено 42 нормативні акти з пожежної безпеки. До цих актів, зокрема, увійшли НАПБ Б.02.001–94 "Положення про державну пожежну охорону", НАПБ Б.07.001–94 "Перелік посад, при призначенні на які особи зобов'язані проходити навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки та порядок його організації", а також інші правила, положення інструкції та настанови, що окреслюють загальні вимоги пожежної безпеки, обов'язкові для виконання в усіх галузях виробничого та невиробничого середовища. До цієї ж групи входить дуже важливий нормативний акт, який використовується для визначення рівня пожежної небезпеки об'єкта НАПБ Б.07.005–86 "Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности" ОНТП 24–

Галузеві нормативні акти. Вимоги цієї групи документів з пожежної безпеки розповсюджуються на окрему галузь. В реєстрі нараховується 109 таких нормативних актів.

Серед них:

- НАПБ В.01.033–86/140 "Правила пожежної безпеки для підприємств електронної промисловості";
- НАПБ В.01–034–99/111 "Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України";
- НАПБ В.01.047–95/930 "Правила пожежної безпеки для закладів, підприємств та організацій культури".

4. **Нормативні акти міністерств, інших центральних органів виконавчої влади,** дія яких поширюється на підпорядковані їм підприємства, установи, організації. У цьому розділі 102 документи.

5. **Міждержавні стандарти з питань пожежної безпеки.** До них відносяться деякі стандарти системи стандартів безпеки праці СРСР, а також галузеві

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						66
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

стандарти СРСР (ГОСТы), які стосуються пожежної безпеки. Всього до цієї групи належать 46 стандартів, серед яких:

- ГОСТ 12.004 – 91 ССБТ "Пожарная безопасность. Общие требования";
- ГОСТ 12.1.010 – 76 ССБТ "Взрывобезопасность. Общие требования";
- ГОСТ 12.4.009 – 83 ССБТ "Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание";
- ГОСТ 12.1.044–89 "Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения", положення якого безпосередньо використовується при аналізі рівня пожежної небезпеки об'єкта (див. блок 2 мал.4.1).

6. Державні стандарти України (ДСТУ) з питань пожежної безпеки. Ця група нараховує біля 20 стандартів, у тому числі ДСТУ 2272-93 "Пожежна безпека. Терміни та визначення", а також стандарти на окремі види обладнання для пожежогасіння.

7. Галузеві стандарти з питань пожежної безпеки (усього 22 найменування) містять вимоги та технічні умови щодо окремих видів обладнання, яке застосовується для попередження, перешкоди розповсюдженню, а також гасіння пожеж, які виникають у специфічних умовах конкретної галузі.

8. Нормативні документи в галузі будівництва з питань пожежної безпеки. Група нараховує 18 документів, серед яких: СніП 2.01.02–85 "Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений"; СніП 2.04.05–86 "Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха"; СніП 2.04.09–84 "Противопожарная автоматика зданий и сооружений";

- СТСЭВ 5062 – 85 "Пожарная безопасность в строительстве. Предел огнестойкости конструкций. Технические требования к печам" і т. ін. Окрім документів, що увійшли до вище згаданого реєстру нормативних актів з питань пожежної безпеки і безпосередньо стосуються тільки цих питань, існує ряд нормативних актів спеціального призначення, окремі розділи яких регламентують вимоги пожежної безпеки. Серед таких документів слід особливо відзначити ДНАОП 0.00-1.32-01 "Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок", які визначають класи пожежонебезпечних і

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

вибухонебезпечних зон та вимоги до типу виконання електрообладнання, що має використовуватись у відповідних умовах.

Сутність та види горіння. Класи пожеж

Для кращого розуміння умов утворення горючого середовища, джерел запалювання, оцінки та попередження вибухопожежонебезпеки, а також вибору ефективних заходів і засобів систем пожежної безпеки, треба мати уявлення про природу процесу горіння, його форми та види.

У відповідності з ГОСТ 12.1.044-89 (2001 р.) ССБТ «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»: „**Горіння** – екзотермічна реакція, яка протікає в умовах її прогресивного самоприскорення”.

Горіння, як екзотермічна реакція окислення речовини, супроводжується виділенням диму та виникненням полум'я або світінням.

Для виникнення горіння необхідна одночасна наявність трьох чинників – горючої речовини, окисника та джерела запалювання. При цьому, горюча речовина та окисник повинні знаходитися в необхідному співвідношенні один до одного і утворювати таким чином горючу суміш, а джерело запалювання повинно мати певну енергію та температуру, достатню для початку реакції. Горючу суміш визначають терміном «горюче середовище». Це – середовище, що здатне самостійно горіти після видалення джерела запалювання. Для повного згорання необхідна присутність достатньої кількості кисню, щоб забезпечити повне перетворення речовини в його насичені оксиди. При недостатній кількості повітря окислюється тільки частина горючої речовини. Залишок розкладається з виділенням великої кількості диму. При цьому також утворюються токсичні речовини, серед яких найбільш розповсюджений продукт неповного згорання – оксид вуглецю (СО), який може призвести до отруєння людей. На пожежах, як правило, горіння відбувається за браком окисника, що серйозно ускладнює пожежогасіння внаслідок погіршення видимості або наявності токсичних речовин у повітряному середовищі.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						68
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Слід відмітити, що горіння деяких речовин (ацетилену, оксиду етилену тощо), які здатні при розкладанні виділяти велику кількість тепла, можливе й за відсутності окисника.

Горіння може бути гомогенним та гетерогенним.

При гомогенному горінні речовини, що вступають в реакцію окислення, мають однаковий агрегатний стан – газо- чи пароподібний. Якщо початкові речовини знаходяться в різних агрегатних станах і існує межа поділу фаз в горючій системі, то таке горіння називається гетерогенним. .

Пожежі, переважно, характеризуються гетерогенним горінням.

У всіх випадках для горіння характерні три стадії: виникнення, поширення та згасання полум'я. Найбільш загальними властивостями горіння є здатність осередку полум'я пересуватися по всій горючій суміші шляхом передачі тепла або дифузії активних часток із зони горіння в свіжу суміш. Звідси виникає й механізм поширення полум'я, відповідно тепловий та дифузний. Горіння, як правило, проходить за комбінованим теплодифузним механізмом.

За швидкістю поширення полум'я горіння поділяється також на дефлаграційне, вибухове та детонаційне.

Дефлаграційне горіння – швидкість полум'я в межах декількох м/с.

Вибухове – надзвичайно швидке хімічне перетворення, що супроводжується виділенням енергії і утворенням стиснутих газів, здатних виконувати механічну роботу.

Ця робота може призводити до руйнувань, які виникають під час вибуху у зв'язку з утворенням ударної хвилі – раптового скачкоподібного зростання тиску. При цьому швидкість полум'я досягає сотень м/с.

Детонаційне – це горіння поширюється з надзвуковою швидкістю, що сягає кількох тисяч метрів за секунду.

Виникнення детонацій пояснюється стисненням, нагріванням та переміщенням незгорілої суміші перед фронтом полум'я, що призводить до прискорення поширення полум'я і виникнення в суміші ударної хвилі, завдяки якій і здійснюється передача теплоти в суміші.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

За походженням та деякими зовнішніми особливостями розрізняють такі форми горіння:

спалах – швидке загоряння горючої суміші без утворення стиснутих газів, яке не переходить у стійке горіння;

займання – горіння, яке виникає під впливом джерела запалювання;

спалахування – займання, що супроводжується появою полум'я;

самозаймання – горіння, яке починається без впливу джерела запалювання;

самоспалахування – самозаймання, що супроводжується появою полум'я;

тління – горіння без випромінювання світла, що, як правило, розпізнається за появою диму.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4. ОСНОВНІ ТЕХНІЧНІ НАПРЯМКИ МОДЕРНІЗАЦІЇ ТА РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

4.1.Удосконалення структури СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ (СЦТ).

На даний момент часу в Україні стоїть велика проблема що до старих труб теплопостачання, які не тільки працюють неефективно, ще й багата кількість людей переходить на індивідуальне опалення, що призводить до недозавантаження систем. Проблематикою є ще й завищений діаметр трубопроводів, відносно довжини труби, що погано впливає на витрату витрату води та економічну сторону питання. Ще проблемою є зношеність труб, які з кожним роком збільшують вероїдність поламки. Дивлячись на статистичні данні одного з населених пунктів України, можна побачити, що 60% труб мають вік понад 15 років, а інші 40% - більше 25 років, що вказують на велику кількість поломок, що можуть статися. Отже, основними проблемами пов'язані з трубами систем централізованого теплопостачання на сьогоднішній день є:

Старіння та зношеність: Багато труб СЦТ в Україні старі та зношені, що призводить до втрат тепла, витоків та аварій.

Недостатнє обслуговування та ремонт: Недостатнє обслуговування та ремонт можуть призвести до пошкоджень труб і втрати ефективності системи.

Відсутність модернізації: Багато систем СЦТ в Україні потребують модернізації для підвищення ефективності та надійності.

Проблеми з ізоляцією: Недостатня теплоізоляція труб може призвести до значних втрат тепла.

Проблеми з регулюванням та контролем: Відсутність ефективних систем регулювання та контролю може призвести до неефективного використання енергії.

Фінансові проблеми: Фінансування ремонту та модернізації систем СЦТ може бути важким через обмежені бюджети місцевих урядів.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Проблеми з постачанням: Нестабільність постачання енергії може призвести до перебоїв у роботі систем СЦТ.

Проблеми з енергоефективністю: Багато систем СЦТ в Україні не є енергоефективними, що призводить до високих витрат на опалення.

Проблеми з впровадженням нових технологій: Впровадження нових технологій, таких як теплові насоси або когенераційні установки, може бути складним через високі витрати та недостатню технічну підготовку.

Проблеми з законодавством: Недостатність та неясність законодавчих норм може ускладнити процес модернізації та ремонту систем СЦТ.

Для вирішення проблем, пов'язаних з трубами систем централізованого тепlopостачання (СЦТ) в Україні, можна вжити наступні заходи:

Модернізація та ремонт: Одним з найважливіших кроків є модернізація та ремонт існуючих систем СЦТ. Це може включати заміну старих та зношених труб на нові, більш ефективні та довговічні.

Покращення ізоляції: Покращення ізоляції труб може допомогти зменшити втрати тепла та підвищити ефективність системи.

Впровадження нових технологій: Впровадження нових технологій, таких як теплові насоси або когенераційні установки, може допомогти підвищити ефективність системи та зменшити її вплив на навколишнє середовище.

Забезпечення адекватного фінансування: Забезпечення достатнього фінансування для ремонту та модернізації систем СЦТ є важливим кроком. Це може включати залучення інвестицій або використання державного фінансування.

Вдосконалення законодавчої бази: Вдосконалення законодавчої бази може допомогти створити сприятливе середовище для модернізації та ремонту систем СЦТ. Це може включати розробку нових законів або поліпшення існуючих.

Покращення систем регулювання та контролю: Покращення систем регулювання та контролю може допомогти забезпечити ефективне використання енергії та запобігти втратам тепла.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		72

Розвиток інфраструктури: Розвиток інфраструктури, включаючи будівництво нових теплових мереж та модернізацію існуючих, може допомогти підвищити ефективність системи та забезпечити стабільне постачання тепла.

Освіта та підвищення обізнаності: Освіта та підвищення обізнаності громадськості про важливість енергоефективності та модернізації систем СЦТ може допомогти забезпечити підтримку цих заходів.

Партнерство з приватним сектором: Партнерство з приватним сектором може допомогти забезпечити необхідне фінансування та технології для модернізації систем СЦТ.

Розвиток місцевого виробництва: Розвиток місцевого виробництва труб та іншого обладнання може допомогти знизити вартість модернізації та ремонту систем СЦТ.

Також, під час заміни теплотрас, більш ефективно буде використовувати попередньо ізольовані пінополіуретенові труби (ПІТ), які теж позитивно вплинуть на втрати теплоти та зменшать їх. Для того, щоб розуміти, чи є економічно вигідним вихід заміни труб на ПІТ, треба зрозуміти, які є втрати на сьогоднішній день, та як вони зміняться після всіх робіт. Отже, в наступній таблиці наведені данні, які показують теплові втрати, економію коштів та води на підживлення:

Таким чином, ми розуміємо, що з урахуванням витрат на проєктні роботи, окупність становить 2 роки. Що на сьогоднішній день дасть змогу зекономити приблизно 20 мільйонів гривень, зменшить кількість поломок у тепловій системі, що в свою чергу збільшить надійність централізованої системи тепlopостачання, зменшить втрати теплоти в навколишнє середовище та зменшить витрати води на підживлення. Це важливо, оскільки зменшення втрат теплоти і води може привести до значного зниження витрат на опалення для кінцевих користувачів, а також до зменшення впливу на навколишнє середовище. Крім того, це може сприяти покращенню якості послуг та збільшенню задоволеності користувачів.

Наступною проблемою є відсутність потреби великої кількості людей у послугах СЦТ, це підтверджується тим, що багато хто відмовляється від цього у

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		73

користь індивідуального опалення (газове опалення, електричне опалення, повітряний тепловий насос, сонячний колектор, твердопаливні котли). Але цим займаються не всі, а певна кількість споживачів, що призводить до масового безсистемного відключення окремих квартир. Це має вплив на ціну ТЕ, так як збільшуються втрати теплової енергії, а також це призводить до порушення до порушення теплового режиму та гідравлічного режиму.

Проблеми віддалених будівель:

Віддалені будівлі можуть стикатися з рядом проблем, пов'язаних з енергозабезпеченням. Ось декілька з них:

Висока вартість: Постачання енергії до віддалених будівель може бути дорогим, особливо якщо вони знаходяться далеко від мережі.

Нестабільність постачання: Віддалені будівлі можуть стикатися з проблемами нестабільного постачання енергії, особливо в умовах конфлікту або війни.

Потреба в модернізації: Багато віддалених будівель потребують модернізації, щоб покращити енергоефективність та зменшити витрати на енергію.

Проблеми з інфраструктурою: Віддалені будівлі можуть стикатися з проблемами з інфраструктурою, такими як погані дороги або відсутність необхідних комунікацій.

Для вирішення проблеми віддалених будівель, особливо тих, які використовують індивідуальне опалення, можна розглянути наступні рішення:

Енергоефективність: Покращення енергоефективності будівель може допомогти зменшити потребу в енергії. Це може включати встановлення енергоефективного обладнання, такого як котли високого ККД, а також покращення ізоляції будівлі.

Використання відновлюваних джерел енергії: Використання відновлюваних джерел енергії, таких як сонячні панелі або вітрові турбіни, може допомогти забезпечити стабільне постачання енергії для віддалених будівель.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

Модернізація систем опалення: Модернізація існуючих систем опалення може допомогти покращити їх ефективність та надійність. Це може включати заміну старих котлів на нові, більш ефективні моделі.

Розвиток інфраструктури: Розвиток інфраструктури, включаючи будівництво нових теплових мереж та модернізацію існуючих, може допомогти підвищити ефективність системи та забезпечити стабільне постачання тепла.

Забезпечення адекватного фінансування: Забезпечення достатнього фінансування для ремонту та модернізації систем СЦТ є важливим кроком. Це може включати залучення інвестицій або використання державного фінансування.

Вдосконалення законодавчої бази: Вдосконалення законодавчої бази може допомогти створити сприятливе середовище для модернізації та ремонту систем СЦТ. Це може включати розробку нових законів або поліпшення існуючих.

Отже, одним з основних рішень цієї проблеми може бути відключення споживачів, які максимально віддалено знаходяться від системи централізованого опалення та якщо навколо них є квартири у будівлях, які теж мають індивідуальне опалення, а їх відсоток відносно всіх споживачів СЦТ. Таким чином можна вирішити одну з проблем, що займає ключову позицію у економічному чиннику, а саме – протяжність теплової мережі, що призведе до зменшення втрат теплової енергії, яка за підрахунком становить в середньому 90 Гкал/рік, а також втрати електроенергії МН, що використовується для транспортування ТЕ. Але стає ще одна проблема, яку треба вирішити, а саме, надання споживачам, що будуть відключені від СЦТ, індивідуальне опалення. Отже для облаштування однієї квартири в середньому буде потребувати коштів у розмірі 12000 грн.

Упровадження таких заходів, як відключення від СЦТ споживачів, які мають індивідуальне опалення у розмірі більше 50 відсотків та максимально віддалені від котельні, зменшать втрати теплової та електричної енергії на опалення малої кількості споживачів на віддаленій території. Це все в сукупності

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75

зменшить витрату ТЕ в ТМ. Відносно всіх вище названих параметрів у сукупності можемо отримати термін окупності такого заходу в районі 1-2 років.

4.2. Використання твердих побутових відходів як паливо в системах централізованого теплопостачання.

На сьогоднішній день одним з найперспективніших та економічних способів отримувати теплову енергію є спалювання твердих побутових відходів. У приклад можна привести Данію, де близько 60% всіх будівель опалюються за допомогою централізованого теплопостачання. Це стало можливим завдяки державній політиці, яка сприяла розвитку СЦТ з метою зменшення залежності від нафти після нафтової кризи 1970-х років. Данія також використовує високоефективне виробництво тепла та електроенергії (ВЕТЕ), що дозволяє одночасно виробляти тепло та електроенергію з одного джерела палива. Швеція також має велику мережу СЦТ, яка обслуговує більшість міських районів. Швеція почала перехід до СЦТ у 1950-х роках як частину своєї стратегії модернізації. Вона також активно використовує ВЕТЕ, а також біомасу та відходи як джерела енергії для своїх систем централізованого теплопостачання. Обидві країни використовують сучасні технології, такі як теплові насоси та теплові акумулятори, для підвищення ефективності своїх систем централізованого теплопостачання. Вони також активно працюють над інтеграцією відновлюваних джерел енергії, таких як сонячна енергія та вітрова енергія, в свої системи централізованого теплопостачання.

Ці країни демонструють, що СЦТ може бути ефективним та сталим способом забезпечення теплопостачання, особливо коли вона інтегрована з іншими системами енергопостачання та використовує відновлювані джерела енергії.

Використання твердих побутових відходів (ТПВ) як палива у системах централізованого теплопостачання (СЦТ) в Україні має багато позитивних сторін:

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		76

Зменшення обсягу захоронення ТПВ: Використання ТПВ як палива дозволяє зменшити обсяги захоронення цих відходів, що сприяє збереженню природних ресурсів та зменшенню навантаження на навколишнє середовище.

Економія енергоресурсів: Використання ТПВ як палива дозволяє зменшити залежність від імпорту енергоресурсів, що є важливим для енергетичної безпеки країни.

Енергетична утилізація ТПВ: В Україні планується досягти рівня 0% енергетичної утилізації ТПВ. Це означає, що значна частина ТПВ буде перетворена в енергію, замість того, щоб відправляти їх на звалища.

Виробництво відновлювального палива: В Україні планується забезпечити гарантований ринок збуту для відновлювального палива зі сміття (RDF/SRF). Це сприятиме розвитку відновлюваної енергетики та зменшенню впливу на навколишнє середовище.

Економічна вигода: Використання ТПВ як палива може бути економічно вигідним, оскільки воно дозволяє зменшити витрати на придбання традиційних видів палива.

Підтримка екологічної політики ЄС: Використання ТПВ як палива відповідає вимогам Європейського Союзу щодо поводження з відходами.

Стабільність процесів горіння: Наявність ТПВ як додаткового палива може забезпечити стійкість процесів горіння у топковому просторі, необхідну температуру у зоні горіння, достатню для догорання летких речовин і продуктів дисоціації ТПВ.

Очищення навколишнього середовища: Використання ТПВ як палива сприяє очищенню навколишнього середовища, зокрема шляхом зменшення викидів шкідливих речовин в атмосферу.

Підтримка безперервної роботи ТЕЦ: Використання ТПВ як палива може забезпечити безперервну роботу теплових електростанцій, що є важливим для стабільності системи тепlopостачання.

Зменшення витрат на обслуговування звалищ: Використання ТПВ як палива дозволяє зменшити витрати на обслуговування та утилізацію звалищ.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		77

Створення нових робочих місць: Впровадження технологій переробки ТПВ на паливо може створити нові робочі місця, що сприятиме економічному розвитку регіонів.

Підвищення енергоефективності: Використання ТПВ як палива дозволяє підвищити енергоефективність систем централізованого тепlopостачання.

Підтримка розвитку відновлюваної енергетики: Використання ТПВ як палива сприяє розвитку відновлюваної енергетики, що є важливим для забезпечення енергетичної безпеки та зменшення впливу на навколишнє середовище.

Зниження впливу на зміну клімату: Використання ТПВ як палива допомагає зменшити викиди парникових газів, що сприяє боротьбі зі зміною клімату.

Підтримка циркулярної економіки: Використання ТПВ як палива є важливим елементом циркулярної економіки, що сприяє збереженню ресурсів та зменшенню впливу на навколишнє середовище.

Отже, використання ТПВ як палива у системах централізованого тепlopостачання в Україні має великий потенціал та може принести значні переваги з точки зору економіки, енергетики та охорони навколишнього середовища.

В 2017 році була прийнята “Національна стратегія керування відходами до 2030 року” урядом України з метою впровадження системного підходу до поводження з відходами на державному та регіональному рівнях. Ця стратегія спрямована на зменшення обсягів утворення відходів шляхом збільшення обсягу їх переробки та повторного використання.

Стратегія передбачає реалізацію трьох етапів:

Перший етап (2017-2018 роки): Цей етап був спрямований на впровадження системного підходу до поводження з відходами на державному та регіональному рівнях. Основна мета полягала в зменшенні обсягів утворення відходів шляхом збільшення обсягу їх переробки та повторного використання.

Другий етап (2019-2024 роки): На цьому етапі планувалося продовжити роботу, розпочату під час першого етапу, з акцентом на розробку регіональних

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

планів управління відходами, будівництво регіональних полігонів відходів, що не є небезпечними, та будівництво регіональних комплексів з відновлення побутових відходів.

Третій етап (2024-2030 роки): Цей етап є поточним і триватиме до 2030 року. Стратегія передбачає впровадження інноваційної системи управління відходами, розробку відповідного законодавства та зменшення обсягу захоронення побутових відходів. До 2030 року планується створити 800 нових потужностей для переробки вторинної сировини, утилізації та компостування біовідходів. Також планується створення мережі регіональних полігонів, що відповідають європейським стандартам. Для контролю поводження з відходами буде впроваджена інформаційна система.

Щоб забезпечити моніторинг та контроль за поводженням з відходами, буде впроваджена інформаційна система. Вона буде містити дані про номенклатуру та кількість відходів, що утворюються, перероблюються, утилізуються та видаляються. Також в системі буде обліковано суб'єкти господарювання, які надають послуги з управління відходами.

Для ефективного контролю та моніторингу поводження з відходами планується створити Національний реєстр джерел утворення відходів, а також систему звітності для суб'єктів господарювання.

Таким чином, "Національна стратегія керування відходами до 2030 року" є важливим кроком на шляху до створення більш ефективних, надійних та екологічно чистих систем управління відходами в Україні.

На сьогоднішній день ситуація з використанням твердих побутових відходів (ТПВ) в Україні є досить складною²³:

Обсяги відходів: За 2020 рік в Україні утворилось понад 15 млн.м³ побутових відходів, або понад 5 млн. тонн. Це об'єм зростає щороку на 3%.

Захоронення відходів: Більше 90% побутового сміття вивозять на сміттєзвалища. Всього в Україні є 6 тис. сміттєзвалищ і полігонів загальною площею майже 9 тис. га.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		79

Переробка відходів: Тільки 4,5% відходів потрапляє на переробку. Більшість відходів – відходи видобувної промисловості (79,5%) і металургії (6%).

Спалювання відходів: Приблизно 1-2% відходів спалюють. Цей метод дозволяє скоротити об'єм відходів в 10 разів та виробляти енергію та тепло.

Проблеми з відходами: В Україні проблема збору та переробки ТПВ та ситуація з їх утилізацією залишається незадовільною. Відходи негативно впливають на навколишнє середовище і викликають негативні наслідки.

Вплив на довкілля: На звалищах розвиваються популяції щурів та комах, які можуть спровокувати різні епідемії. Території, які відведені під звалища, деградують та стають непридатними для вирощування сільськогосподарських культур.

Вплив на зміну клімату: При спалюванні сміття утворюється CO₂, збільшення вуглекислого газу в природному середовищу приведе к посиленню парникового ефекту і до потепління.

Використання твердих побутових відходів (ТПВ) для виробництва енергії може бути ефективним рішенням для багатьох міст, але це також може призвести до ряду проблем:

Нерівномірність виробництва відходів: Кожне місто або село виробляє різну кількість відходів, що може ускладнити планування та розрахунки для виробництва енергії.

Технологічні виклики: Використання ТПВ для виробництва енергії вимагає спеціального обладнання та технологій, які можуть бути дорогими та складними в обслуговуванні.

Екологічні проблеми: Спалювання ТПВ може призвести до викиду шкідливих речовин в атмосферу, що може негативно вплинути на навколишнє середовище.

Економічні виклики: Впровадження та експлуатація систем виробництва енергії з ТПВ можуть вимагати значних капіталовкладень.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		80

Соціальні виклики: Впровадження таких систем може викликати опір з боку громадськості через стурбованість щодо потенційних впливів на здоров'я та навколишнє середовище.

Щоб вирішити ці проблеми, можна вжити наступні заходи:

Проведення детальних розрахунків: Для кожного міста або села потрібно провести детальні розрахунки, щоб визначити потенційну кількість відходів, які можуть бути використані для виробництва енергії.

Впровадження новітніх технологій: Використання новітніх технологій може допомогти зменшити вплив на навколишнє середовище та забезпечити ефективне використання ТПВ.

Залучення інвестицій: Залучення інвестицій може допомогти забезпечити необхідне фінансування для впровадження та експлуатації систем виробництва енергії з ТПВ.

Проведення інформаційних кампаній: Проведення інформаційних кампаній може допомогти зменшити опір громадськості, пояснивши переваги та безпеку використання ТПВ для виробництва енергії.

Розробка ефективних систем збору та сортування відходів: Розробка та впровадження ефективних систем збору та сортування відходів можуть забезпечити стабільне постачання відходів для виробництва енергії.

Отже, хоча використання ТПВ для виробництва енергії може бути ефективним рішенням для багатьох міст, це також може призвести до ряду проблем. Однак, за допомогою правильного планування, впровадження новітніх технологій та залучення інвестицій, ці проблеми можуть бути вирішені.

Енергетичне використання харчових відходів. Харчові відходи можуть бути використані як субстрат для анаеробної ферментації. Це можуть бути відходи з фруктів, овочів, м'яса, молочних продуктів, хлібобулочних виробів та інших продуктів харчування. Вони містять велику кількість органічних речовин, які можуть бути перетворені на енергію через процес ферментації.

Ферментація - це біохімічний процес, що відбувається за допомогою мікроорганізмів (або ферментів, які вони виробляють), при якому органічні

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

речовини (наприклад, цукри) перетворюються на інші продукти, такі як етанол, вуглекислий газ, молочна кислота, оцтова кислота, етилен тощо.

Анаеробна ферментація - це тип ферментації, який відбувається без доступу кисню. Цей процес використовується для виробництва біогазу, включаючи метан, який може бути використаний як джерело енергії.

Використання відходів: Це дозволяє зменшити кількість відходів, які потрапляють на звалища, і зменшити вплив на навколишнє середовище.

Виробництво енергії: Біогаз, що виробляється в результаті ферментації, може бути використаний як джерело відновлюваної енергії.

Однак, існують і проблеми, пов'язані з використанням харчових відходів для ферментації:

Попередня обробка: Харчові відходи часто потребують попередньої обробки, наприклад, подрібнення, перед тим, як їх можна використовувати для ферментації.

Контроль за процесом: Ферментація - це біологічний процес, який потребує контролю за умовами середовища, такими як температура та рН.

Безпека: Харчові відходи можуть містити шкідливі мікроорганізми або токсини, які потребують відповідного контролю та обробки.

Також для запобігання забруднення атмосфери внаслідок життєдіяльності людини, Європейським союзом вже понад 30 років впроваджують обмеження, що стосуються забруднення атмосфери, а саме викидів забруднювальних речовин.

Директива 88/609/ЄС (1988 рік) встановлює обмеження викидів певних забруднювальних речовин в повітря з великих енергетичних установ. Основні положення:

Встановлення меж викидів окремих забруднювальних речовин (наприклад, оксидів сірки та азоту) з великих енергетичних установ.

Врахування найкращої доступної технології, яка не призводить до надмірних витрат.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		82

Застосування політики поступового адаптування існуючих установ до найкращої доступної технології.

Директива 96/61/ЄС (1996 рік) про інтегроване запобігання забрудненню та контроль над ним встановлює загальні принципи для управління забрудненням від промислових джерел. Основні положення:

Вимоги щодо інтегрованого підходу до запобігання забрудненню та контролю над ним.

Встановлення дозволів на викиди та вимог щодо найкращої доступної технології.

Директива 2001/80/ЄС (2001 рік) встановлює обмеження викидів забруднювальних речовин в повітря з великих засобів виробництва електроенергії. Основні положення:

Встановлення меж викидів окремих забруднювальних речовин з великих електростанцій.

Врахування найкращої доступної технології.

Директива 2010/75/ЄС (2010 рік) про промислові викиди (інтегроване запобігання забрудненню та контроль над ним) є переглянutoю версією Директиви про запобігання забрудненню повітря від промислових установ. Основні положення:

Встановлення загальних вимог щодо інтегрованого підходу до запобігання забрудненню та контролю над ним.

Врахування найкращої доступної технології для зменшення забруднення від промислових джерел.

Директива 2015/2193/ЄС (2015 рік) встановлює вимоги щодо обмеження викидів забруднювальних речовин в повітря з великих засобів виробництва електроенергії. Основні положення:

Встановлення меж викидів окремих забруднювальних речовин, таких як оксиди сірки, азоту та інші, з великих електростанцій.

Застосування найкращої доступної технології для зменшення забруднення від промислових джерел.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		83

Ці директиви спрямовані на забезпечення сталого розвитку та зменшення негативного впливу промисловості на навколишнє середовище. Їх виконання сприяє збереженню якості повітря та здоров'я громадян.

Також можна розглянути термінології, які були впровадженні під час цих Директив:

«Установка» - це промисловий об'єкт, який виробляє, переробляє, обробляє або зберігає продукти, матеріали або енергію. Вона може бути електростанцією, заводом, заводом з виробництва хімічних речовин тощо.

«Спалювальна установка» - це об'єкт, який використовує процес спалювання для виробництва енергії або іншої продукції. Це може бути електростанція, котельня або інше промислове підприємство, яке використовує спалювання як метод.

«Єдина димова труба» - це спільна система вентиляції для викиду забруднених газів з кількох спалювальних установок або інших промислових об'єктів. Вона дозволяє об'єднати викиди з різних джерел у одну димову трубу.

«Дозвіл» - це офіційний документ, виданий владними органами, який встановлює умови та обмеження для експлуатації промислової установки. Дозвіл визначає максимальні допустимі рівні викидів та інші вимоги щодо діяльності.

«Експлуатуюча» - це особа або організація, яка володіє або керує промисловою установкою та відповідає за її діяльність та виконання умов дозволу.

«Викид» - це викид забруднених речовин (наприклад, газів, пилу, парів) в атмосферу з промислових установок. Викиди можуть містити шкідливі речовини, які впливають на здоров'я та навколишнє середовище.

«Ефективне виконання та санкції» Держави-члени встановлюють ефективні, пропорційні та стримливі санкції у разі невиконання вимог директиви. За серйозні порушення оператори можуть бути зобов'язані сплатити штрафи, які становлять не менше 3% їхнього щорічного обороту в Європейському Союзі. Директива також надає право особам, чиє здоров'я постраждало, вимагати компенсації від тих, хто порушує вимоги.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		84

«Інформація та участь громадськості» Новий портал, який був сьогодні офіційно прийнятий, замінює існуючий Європейський реєстр викидів забруднювальних речовин та переказу (E-PRTR). Цей портал покращить доступ громадськості до інформації про промислові викиди та сприятиме участі громадськості у прийнятті рішень щодо навколишнього середовища, включаючи визначення джерел забруднення, відповідно до амбіцій Європейського зеленого курсу щодо нульового забруднення.

«Забруднення» - процес внесення в середовище нових фізичних, хімічних або біологічних агентів, які негативно впливають на біоту, включаючи людину.

«Об'єкт» - певний об'єкт, який є предметом діяльності, уваги або дослідження. Наприклад, земна кора може бути об'єктом господарської діяльності.

«Значення гранично допустимих викидів» - максимальна концентрація забруднюючих речовин, яка викидається в атмосферне повітря, віднесена до обсягу продукції підприємства або використаної ним сировини. Гранично допустимі викиди встановлюються з метою забезпечення дотримання нормативів екологічної безпеки.

«Стандарт якості довкілля» - нормативи, які встановлюють оптимальні характеристики природного середовища, що забезпечують збереження здоров'я людей та розвиток рослинного і тваринного світу.

«Загальні зобов'язальні правила» - норми цивільного права, які регулюють відносини майнового обігу. Вони визначають правила встановлення, виконання та припинення зобов'язань, а також наслідки їх порушення.

«Суттєва зміна» - зміна обставин, яка впливає на договір або інші правові відносини. Зазвичай, суттєва зміна може бути підставою для зміни або розірвання договору.

«Найкращі доступні техніки (НДТ)» - сучасні технології, які забезпечують виробництво продукції, надання послуг або виконання робіт з мінімальним впливом на довкілля.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						85
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

«Довідковий документ щодо НДТ» - справочник, який містить інформацію про найкращі доступні технології для різних галузей промисловості. В ньому описані рекомендації та практичні рішення для забезпечення ефективного впровадження НДТ.

«Висновки щодо НДТ» - повинні слугувати довідковою основою для встановлення умов дозволів. Вони можуть бути доповнені іншими джерелами.

«Рівні викидів, пов'язані з найкращими доступними техніками» - рівні емісії забруднюючих речовин, які можуть бути досягнуті при впровадженні найкращих доступних технічних методів. Вони визначають екологічну результативність, враховуючи баланс вартості та переваг методу.

«Оператор» - особа або організація, яка здійснює індустріальну діяльність, наприклад, виробництво, переробка або зберігання речовин.

«Громадськість» - широкий загальний термін, який охоплює всіх громадян, організації та інші сторони, які можуть бути зацікавлені в питаннях навколишнього середовища.

«Заінтересована громадськість» - конкретна група людей або організацій, які мають особливий інтерес у питаннях навколишнього середовища, наприклад, місцеві жителі, недержавні організації або активісти.

«Небезпечні речовини» - речовини, які можуть завдати шкоди здоров'ю людини або навколишньому середовищу. Їх класифікують за рівнем небезпеки, наприклад, отруйні, вибухонебезпечні або радіоактивні речовини.

«Базовий звіт» - документ, який містить інформацію про індустріальну діяльність, включаючи викиди, відходи та інші аспекти впливу на навколишнє середовище. Він є основою для моніторингу та звітності.

«Грунтові води» - вода, яка знаходиться в ґрунті. Вона може бути джерелом питної води та має велике значення для екосистем.

Продовжуючи цю тему, можна розібрати статтю 35 Директиви 2010/75/ЄС яка встановлює вимоги щодо моніторингу викидів відповідно до таких умов:

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		86

Моніторинг викидів: Експлуатуюча організація має проводити моніторинг викидів зі спалювальних установок. Це включає вимірювання та документування рівнів забруднювальних речовин, які викидаються в атмосферу.

Умови моніторингу: Моніторинг викидів повинен відповідати вимогам, встановленим в дозволі на експлуатацію спалювальної установки. Це включає встановлення точних методів вимірювання, частоти моніторингу та інших деталей.

Документування результатів: Експлуатуюча організація повинна документувати результати моніторингу викидів та забезпечувати доступ до цих даних компетентним органам.

Звіти та інформування: За певними інтервалами експлуатуюча організація повинна надавати звіти про моніторинг викидів та інші відповідні дані компетентним органам.

Також можна подивитися на Директиву (EU) 2015/2193 Європейського Парламенту та Ради від 25 листопада 2015 року щодо обмеження викидів певних забруднювальних речовин в атмосферу з середніх спалювальних установок.

Мета Директиви: Директива спрямована на контроль за викидами сіркового діоксиду (SO₂), оксидів азоту (NO_x) та пилу в атмосферу зі спалювальних установок середнього розміру. Метою є зменшення забруднення повітря та потенційних ризиків для здоров'я людини та навколишнього середовища, пов'язаних з такими викидами.

Ключові положення Директиви:

Моніторинг викидів: Експлуатуюча організація повинна регулярно вимірювати та документувати рівні забруднювальних речовин, які викидаються зі спалювальних установок.

Умови моніторингу: Моніторинг викидів повинен відповідати вимогам, встановленим у дозволі на експлуатацію спалювальної установки. Це включає точні методи вимірювання, частоту моніторингу та інші деталі.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		87

Документування результатів: Експлуатуюча організація повинна документувати результати моніторингу та забезпечувати доступ до цих даних компетентним органам.

Звіти та інформування: За певними інтервалами експлуатуюча організація надає звіти про моніторинг викидів та інші відповідні дані компетентним органам.

Ці вимоги сприяють контролю за викидами зі спалювальних установок та забезпечують дотримання нормативів щодо забруднення атмосфери.

Один із перших законів в Україні щодо охорони атмосферного повітря № 2707-ХІІ від 16.10.1992 “Про охорону атмосферного повітря” є важливим правовим актом, спрямованим на збереження та відновлення природного стану атмосферного повітря. Цей закон визначає правові та організаційні основи в галузі охорони атмосферного повітря, а також встановлює екологічні вимоги. Основні положення закону включають визначення термінів, мету збереження атмосферного повітря, обов’язки суб’єктів господарювання та контроль за дотриманням норм. Закон регулює вплив атмосферного повітря на здоров’я людей та навколишнє середовище. Якщо вам потрібно більше деталей, зверніться до самого закону або його офіційних джерел. Також задля забезпечення безпеки людей та атмосферне повітря, було створено список найпоширеніших і найнебезпечніших забруднюючих речовин. Ось перелік одних з найпоширеніших:

Сірководень ($H_2 S$): Викиди сірководню від промислових джерел можуть спричиняти неприємний запах, а також впливати на здоров’я людей та рослин.

Оксиди азоту (NO_x): Викиди NO_x від автотранспорту та промисловості сприяють смогу, кислотному дощу та забрудненню водою.

Вуглеводні (наприклад, бензол, толуол): Ці речовини можуть бути канцерогенними та впливати на якість повітря.

Аміак (NH_3): Викиди аміаку можуть спричиняти забруднення ґрунту та водою.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		88

Озон (O₃): Викиди озону від автотранспорту та промисловості можуть призвести до забруднення повітря та погіршення здоров'я.

Свинець (Pb): Викиди свинцю можуть впливати на нервову систему та розвиток дітей.

Формальдегід (НСНО): Ця речовина може бути канцерогенною та впливати на якість повітря в приміщеннях.

Діоксини: Викиди діоксинів можуть мати серйозний вплив на здоров'я та навколишнє середовище.

Фтор: Викиди фтору можуть впливати на рослини та ґрунт.

Ртуть (Hg): Викиди ртуті можуть накопичуватися в водоймах та впливати на рибу та людей.

Дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами є офіційним документом, який надає підприємствам, установам, організаціям та громадянам-підприємцям право експлуатувати об'єкти, з яких надходять в атмосферне повітря забруднюючі речовини або їх суміші. Це можливо за умови дотримання встановлених нормативів гранично допустимих викидів та вимог до технологічних процесів. Для отримання дозволу суб'єкт господарювання подає заяву та обґрунтовує обсяги викидів забруднюючих речовин.

Дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами надається різним групам об'єктів. Ось деталі:

Об'єкти першої групи: Для об'єктів, які належать до першої групи, а також об'єктів, що знаходяться на території зони відчуження або зони безумовного (обов'язкового) відселення, дозвіл подається до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони навколишнього природного середовища. Об'єкти другої та третьої груп: Для об'єктів, які належать до другої або третьої групи, дозвіл подається до обласних, Київської, Севастопольської міських державних адміністрацій або органу виконавчої влади Автономної Республіки Крим з питань охорони навколишнього природного

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		89

середовища. Дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами в Україні має різні строки дії в залежності від групи об'єкта, для об'єктів, які належать до першої групи (наприклад, ті, що знаходяться на території зони відчуження після Чорнобильської катастрофи), строк дії дозволу складає 7 років. Для об'єктів, які належать до другої групи, строк дії дозволу становить 10 років. Для об'єктів, які належать до третьої групи, дозвіл має необмежений строк дії.

Україна активно бере участь у міжнародному співробітництві в галузі охорони атмосферного повітря. Згідно зі статтею 35 Закону України "Про охорону атмосферного повітря", наша країна співпрацює з іншими державами та міжнародними організаціями для забезпечення ефективності заходів щодо захисту атмосфери. Це включає обмін досвідом, розробку спільних стратегій, впровадження нових технологій та вирішення спільних проблем, пов'язаних з забрудненням повітря. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.10.2003 № 610-р стосується схвалення Концепції реалізації державної політики щодо зменшення викидів забруднюючих речовин в атмосферний повітря. Основна мета цієї Концепції полягає в зменшенні впливу викидів на навколишнє середовище, зокрема на подкислення, евтрофікацію та утворення приземного озону.

Документ передбачає такі завдання та заходи:

Розробка програм та планів дій: З метою зменшення викидів забруднюючих речовин передбачається розробка програм та планів дій на різних рівнях управління.

Співпраця з міжнародними організаціями: Україна активно співпрацює з іншими країнами та міжнародними організаціями для обміну досвідом та впровадження сучасних технологій.

Впровадження нових технологій: Документ передбачає впровадження нових технологій та методів контролю викидів.

Моніторинг та контроль: Забезпечення системи моніторингу та контролю за викидами забруднюючих речовин.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						90
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Угода про асоціацію між Україною та Європейським Союзом (ЄС) відіграє ключову роль у сприянні інтеграції України до європейського простору. Плани заходів, розроблені наслідком підписання цієї Угоди, мають на меті впровадження її положень та забезпечення незворотності європейського та євроатлантичного курсу України. Основні аспекти планів заходів включають:

Стратегічне планування: Плани заходів визначають завдання для виконання різних розділів Угоди про асоціацію. Вони охоплюють багато сфер, від торгівлі до екології.

Відповідальність органів влади: За виконання завдань відповідають 106 органів влади України. Кожне завдання відповідає окремій статті Угоди або імплементує норми права Європейського Союзу.

Чіткі індикатори та контроль: Плани мають чіткі індикатори та спрощують контроль за виконанням з боку Уряду та громадськості.

Також можна розглянути сферу біоенергетики, як спосіб отримання альтернативної енергії.

Біоенергетика відноситься до використання біологічних матеріалів (таких як деревина, біомаса, біопаливо) для виробництва енергії. Це може включати в себе вирощування енергетичних культур, використання відходів сільського господарства та лісів для виробництва тепла, електроенергії або біопалива.

Зелений тариф - це спеціальний тариф на електроенергію, вироблену з відновлюваних джерел енергії, таких як сонячна, вітрова, гідроелектрична та біомасова енергія. Це заохочує виробництво "чистої" енергії та сприяє зменшенню викидів парникових газів.

Зелена премія - це додаткова винагорода, яку споживачі отримують за використання "зеленої" електроенергії. Це може бути фінансовий бонус або інші переваги, які стимулюють споживачів обирати екологічно чисті джерела енергії.

Зелені сертифікати - це фінансові інструменти, які підтверджують виробництво електроенергії з відновлюваних джерел. Вони можуть бути продані на ринку, і їх вартість залежить від типу та обсягу виробленої "зеленої" енергії.

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		91

Субсидії - це фінансова підтримка, яку уряди надають певним галузям, включаючи біоенергетику. Це може включати дотації, податкові пільги, субвенції та інші заходи для сприяння розвитку відновлюваної енергії.

Також можна розглянути підтримку зі сторони держав, наприклад уряд України схвалив постанову, яка дозволяє державному підприємству “Гарантований покупець” реалізовувати електроенергію, придбану у виробників з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), не лише на внутрішньому ринку, а й на європейському. Це сприятиме ефективній реалізації “зеленої” електроенергії, зменшить навантаження на виробників ВДЕ та покращить можливості “Гарантованого покупця” у співпраці з інвесторами. Також у литві є Baltpool UAB Energy Exchange частиною державного концерну EPSO-G, який займається передачею та обміном енергії. Всі операції біржі біомаси ліцензовані та контролюються Національною енергетичною регуляторною радою. Місія Baltpool полягає в розвитку платформи, яка сприяє сталому та ефективному використанню біоенергії. Baltpool UAB — це міжнародна біржа біомаси, яка була заснована в 2012 році і стала першою біржею біомаси в Європі. Сьогодні Baltpool є оператором різних джерел енергії, спрямованим на забезпечення сталості та прозорості ринку. Вона надає швидкий та зручний спосіб забезпечити потрібний обсяг біомаси за справедливою ринковою ціною. Вона допомагає виробникам та споживачам “зеленої” енергії знаходити одне одного, забезпечує прозорість цін та гарантує безпеку транзакцій. Створення Baltpool вплинуло на Данію таким чином, що було створено Biomass Pool, його основним напрямком являється відстеження походження біомаси, який дозволяє контролювати сталість та ефективність використання біоенергії. Завдяки цьому, ринок біомаси отримав прозорий механізм відстеження, що сприяє довірі споживачів та забезпечує відповідність вимогам Директиви RED II. Інформація про походження біомаси тепер доступна

для всіх учасників ринку, що сприяє обґрунтованим рішенням та зменшує міфи та недоречні обговорення. Також рямий доступ до Baltpool дозволяє знизити

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		92

ціни на біомасу для постачальників тепла та електроенергії, а також для приватних споживачів, це знизило ціни на біомасу на 30%.

Список використаної літератури

1. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2021. № 2
<https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/e1e1b079-3e3f-49a7-8c12-030fabf84dd2/content>
2. Базові причини енергетичної кризи в ОЗП 2021–2022рр.
<https://razumkov.org.ua/statti/bazovi-prychyny-energetychnoi-kryzy-v-ozp-2021-2022rr>
3. СТАН ТА ШЛЯХИ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ Проєкт “Наукова книга”, видавництво “Наукова думка” | Національна академія наук України, І. М. Карп, Є. Є. Нікітін, К. Є. П’яних, О. І. Сігал, С. В. Дубовський, Г. Г. Гелетуха, М. В. Тарновський, О. В. Дутка, В. І. Зубенко, І. С. Комков, Є. М. Олійник, Д. Ю. Падерно, К. К. П’яних, О. Е. Силакін, М. В. Степанов, В. М. Федоренко.
4. ТРУБИ СТАЛІВІ ПРОФІЛЬНІ <https://boiler.ua/content/files/dstu-8940-2019-truby-stalnye-profilnye.-texnicheskie-uslovija-87008547.pdf>
5. ПРОБЛЕМАТИКА ТА СУЧАСНИЙ СТАН ПЕРЕРОБКИ ПОБУТОВИХ ВІДХОДІВ В НАШІЙ КРАЇНІ <https://conf.ztu.edu.ua/wp-content/uploads/2021/05/79-1.pdf>
6. ПЕРСПЕКТИВИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ УТИЛІЗАЦІЇ ТВЕРДИХ ПОБУТОВИХ ВІДХОДІВ В УКРАЇНІ <https://uabio.org/wp-content/uploads/2020/01/position-paper-uabio-22-ua.pdf>
7. Стан сфери управління твердими побутовими відходами в Україні
<https://journals.uran.ua/bnusing/article/view/296369>
8. Експерт розповів, як вирішити проблему твердих побутових відходів в Україні
<https://ecopolitic.com.ua/ua/news/ekspert-rozpoviv-yak-virishiti-problemu-tverdih-pobutovih-vidhodiv-v-ukraini/>

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		93

9. Про схвалення Національної стратегії управління відходами в Україні до 2030 року <https://www.kmu.gov.ua/npas/250431699>

10. Ефективне управління відходами
<https://mepr.gov.ua/diyalnist/reformy/efektyvne-upravlinnya-vidhodamy/>

11. Національний план управління відходами до 2030 року
<https://cern.com.ua/2019/02/20/natsionalnij-plan-upravlinnya-vidhodami-do-2030-roku/>

					КР 000.144.008. 200333.2024.ПЗ	Арк.
						94
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		