

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

**Інститут** Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім.акад. І.С.Гулого  
**Кафедра** теплоенергетики та холодильної техніки

**«До захисту в ЕК»**  
Директор інституту  
\_\_\_\_\_ Сергій Блаженко  
(підпис) (ім'я та прізвище)

«\_\_» лютого 2022 р.

**«До захисту допущено»**  
Завідувач кафедри  
\_\_\_\_\_ Валентин Петренко  
(підпис) (ім'я та прізвище)

«\_\_» лютого 2022 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
**НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності \_\_\_\_\_ 144 Теплоенергетика \_\_\_\_\_  
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ Теплоенергетика та енергоефективні технології \_\_\_\_\_

на тему: \_\_\_\_\_ Проект системи теплопостачання житлово-промислового \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ району № 3 в місті Хмельницький \_\_\_\_\_

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗТЕ-5-7ск

\_\_\_\_\_ Чеміс Валерій Олегович \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник доц. Самійленко Сергій Миколайович \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_ Марія Мирошник \_\_\_\_\_  
(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 — 2022 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. Петренко В.П.

“01” листопада 2021 року

## З А В Д А Н Н Я

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Чеміса Валерія Олеговича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району № 3 в місті Хмельницький

керівник роботи к.т.н., доц. Самійленко Сергій Миколайович

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “01” 11.2021 року № 859-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 01.02.2022 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 12,0 МВт; температура теплоносія 95 С; розрахункова температура -21 С; температура зовнішнього повітря -0,6 С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду – 191 доба; температури мережної води  $\tau_{01}/\tau_{02}: 120^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$ .

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 “ Практика впровадження твердопаливних котелень у ЖКГ України”

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 16.12.2021

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Визначення теплових навантажень в системі ТПЖР	16.12-19.12.2021	Виконано
2	Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях	20.12-29.12.2021	Виконано
3	Визначення розрахункових витрат теплоносія	30.12-09.01.2022	Виконано
4	Формування вихідних даних до Частини 2 проекту	10.01-12.01.2022	Виконано
5	Розрахунок теплової схеми котельні	13.01-18.01.2022	Виконано
6	Вибір енергетичного обладнання котельні	19.01-22.01.2022	Виконано
7	Оформлення креслень та ПЗ	23.01-31.01.2022	Виконано

Здобувач \_\_\_\_\_  
(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Чеміс В.О.  
(прізвище та ініціали)

Самійленко С.М.  
(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. Розрахунок теплових навантажень житлово – промислового району міста.....	8
1.1. Вихідні дані до проекту.....	8
1.2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району.....	10
1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях.....	16
1.3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення	16
1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання.....	18
1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію.....	23
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія.....	25
1.5. Вихідні дані до розділу 2.....	26
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	29
2.1.Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами.....	29
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 .....	42
2.5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	45
РОЗДІЛ 3. Охорона праці.....	53
РОЗДІЛ 4. Практика впровадження твердопаливних котелень у ЖКГ України.....	59
Список використаної літератури.....	77

КР 000.144.005.008.2022.ПЗ								
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Хмельницький</i> <b>ЗМІСТ</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Чеміс В.О.							4
Перевірив	Самійленко С.М.					ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

## АНОТАЦІЯ

**Чеміс В.О. Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 3 в місті Хмельницький** - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району на 32 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.

Четвертий розділ - Практика впровадження твердопаливних котелень у ЖКГ України.

Графічна частина виконана на 3 листах формату А1.

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

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Хмельницький</i> <b>АНОТАЦІЯ</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Чеміс В.О.							5
Перевірив	Самійленко С.М.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							
						ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ		

## ABSTRACT

**Chemis V.O. Project of heat supply system of residential-industrial district № 3 in the city of Khmelnytskyi** - qualification work on the rights of the manuscript.

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

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

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

The fourth section is The practice of introducing solid fuel boilers in the housing and communal services of Ukraine.

The graphic part is made on 3 sheets of A1 format.

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

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		6

## ВСТУП

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

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

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

Для реалізації виконані такі задачі :

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

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

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №3 в м. Хмельницький</i> <b>ВСТУП</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Чеміс В.О.							7
Перевірив	Самійленко С.М.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							
						ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ		

# РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

## 1.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

- 1.1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Хмельницький.
- 1.2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №3 (27 житлових кварталів).
- 1.3. Структура теплового навантаження:
  - 1.3.1. Опалення житлових кварталів;
  - 1.3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів;
  - 1.3.3. Вентиляція громадських будівель;
  - 1.3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства 12 МВт (9,5 МВт – літній режим);  
(Теплоносій – гаряча вода  $t_2'' = 95$  °С, степінь повернення води 1,0).
- 1.4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення  $t_{z.o} = (-21)$  °С.
- 1.5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період –  $t_{z.оп}^{сер} = -0,6$  °С.
- 1.6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції –  $-10$  °С.
- 1.7. Температура початку опалювального періоду,  $t_{зпк} = +8$  °С
- 1.8. Температура точки “зламу”,  $t_{z.z}$  (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
- 1.9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:
  - максимально зимового;
  - точки “зламу” температурного графіка опалення;
  - літнього.
- 1.10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
- 1.11. Тривалість опалювального періоду –  $n_o = 191$  доба.
- 1.12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього повітря, діб

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Хмельницький <b>РОЗДІЛ 1</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Чеміс В.О.					7	
Перевірив		Самійленко С.М.						
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.				ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ		

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, °C							
	-30... ...-25	-25... ...-20	-20... ...-15	-15... ...-10	-10... ...-5	-5... ...0	0... ...+5	+5... ...+8
У вказаному інтервалі	0,0	1,0	4,2	12,5	25,9	48,0	60,4	39,0
Нижче даної	0,0	1,0	5,2	17,7	43,6	91,6	152,0	191,0

1.13. Розрахункові температури мережної води  $\tau'_{01} / \tau'_{02} : 120^{\circ}C / 70^{\circ}C$ .

1.14. Система тепlopостачання – замкнута

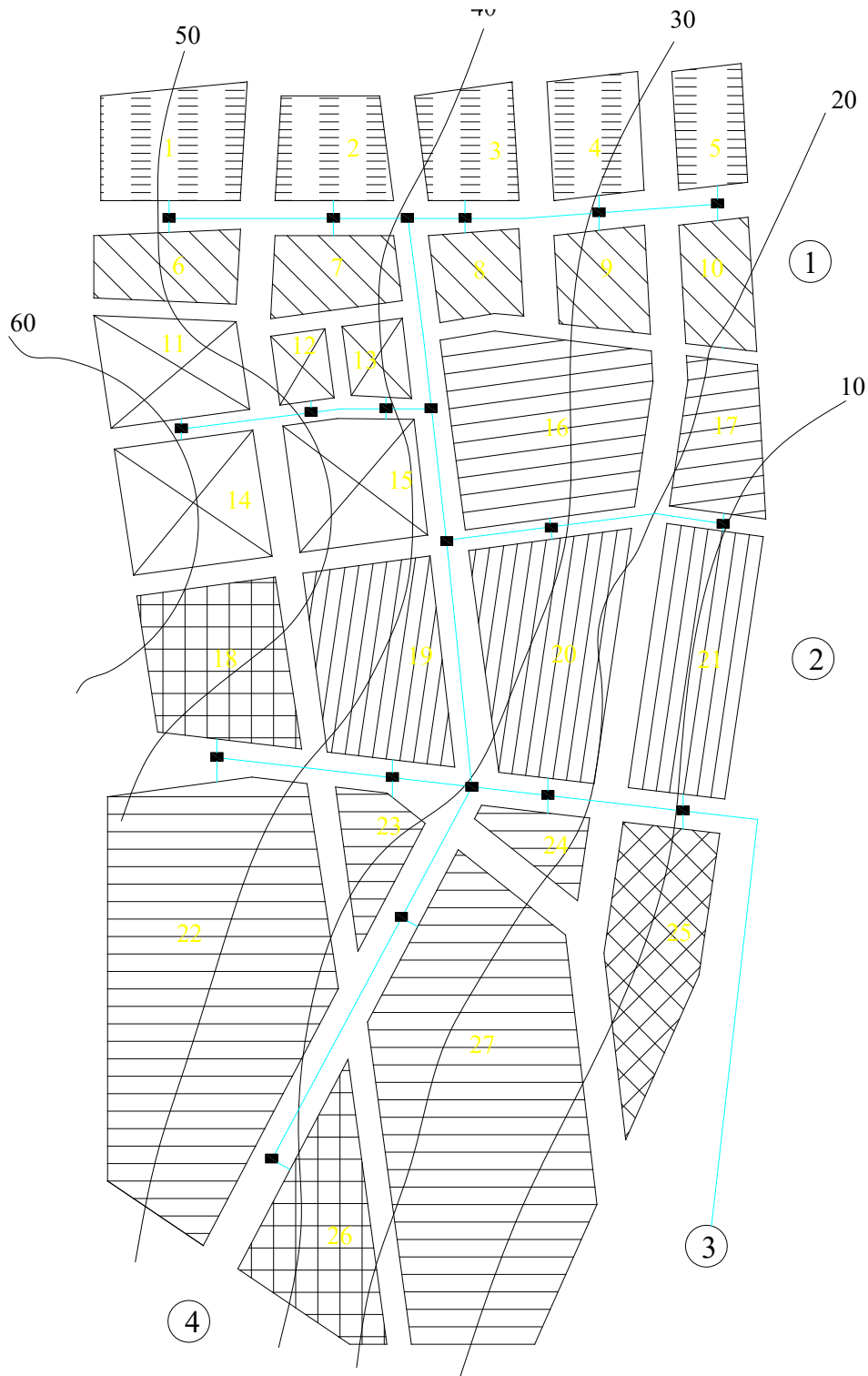
1.15. Метод регулювання теплового навантаження на опалення - центральне якісне регулювання спільно з місцевим кількісним регулюванням.

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

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

## 1.2. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ

1.2.1. Викреслюємо план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:5500 [9,1,2,3,4,5].



1.2.2. Нумеруємо на плані району квартали району теплопостачання.

1.2.3. Визначаємо загальну площу житлових споруд району:

$$F_{жс} = F_i f_i = 0,99 \cdot 8500 = 8433,70 \text{ м}^2$$

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

де  $f_i$  - густина (щільність) житлового фонду, м<sup>2</sup>/га, приймається в залежності від поверховості забудови (Додаток 8 [1]).

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

$$Q'_{o \max} = q_o F_{жс} (1 + K_{зп}) 10^{-6} = 74,6 \cdot 8433,70 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,79 \text{ МВт}$$

де  $q_o$  - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1 м<sup>2</sup> загальної площі житлових споруд, Вт/м<sup>2</sup> (Додаток 9 [1]);  $K_{зп}$  - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд,  $K_{зп} = 0,25$ .

1.2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{в \max} = K_{зп} K_в q_o F_{жс} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 74,6 \cdot 8433,70 \cdot 10^{-6} = 0,09 \text{ МВт}$$

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

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

$$m = \frac{F_{жс}}{f_з} = \frac{8433,70}{25} = 337$$

де  $f_з$  - норма загальної площі на одного мешканця (людину), приймається  $f_з = 18 \dots 25$  м<sup>2</sup>/люд.

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

$$Q'_{ГВП} = q_г m 10^{-6} = 320 \cdot 337 \cdot 10^{-6} = 0,11 \text{ МВт}$$

де  $q_г$  - 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 1.1.

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						11
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Розрахунок теплових навантажень

Номер кварталу	Площа кварталу, га	Густина (щільність) житлового фонду м <sup>2</sup> /га	Житлова площа кварталу, м <sup>2</sup>	Кількість мешканців, чол.	Теплові потоки			
					Опалення Q <sub>о max</sub> МВт	Вентиляція Q <sub>в max</sub> МВт	ГВП Q <sub>ГВП</sub> МВт	Всього: 6+7+8, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,99	8500	8433,70	337	0,79	0,09	0,11	0,99
2	0,70	8500	5991,01	240	0,56	0,07	0,08	0,70
3	0,66	8500	5605,33	224	0,52	0,06	0,07	0,66
4	0,67	8500	5733,89	229	0,53	0,06	0,07	0,67
5	0,51	8500	4371,13	175	0,41	0,05	0,06	0,51
6	0,62	5900	3640,89	146	0,42	0,05	0,05	0,52
7	0,58	5900	3408,87	136	0,39	0,05	0,04	0,48
8	0,46	5900	2730,67	109	0,31	0,04	0,03	0,39
9	0,56	5900	3283,94	131	0,38	0,05	0,04	0,47
10	0,55	5900	3248,25	130	0,37	0,04	0,04	0,46
11	0,88	7500	6624,75	265	0,62	0,07	0,08	0,78
12	0,24	7500	1769,63	71	0,17	0,02	0,02	0,21
13	0,28	7500	2109,94	84	0,20	0,02	0,03	0,25
14	1,11	7500	8326,31	333	0,78	0,09	0,11	0,98
15	1,00	7500	7532,25	301	0,70	0,08	0,10	0,88
16	2,15	5800	12456,95	498	1,16	0,14	0,16	1,46
17	0,77	5800	4491,52	180	0,42	0,05	0,06	0,53
18	1,35	6400	8653,92	346	0,81	0,10	0,11	1,01
19	1,54	4500	6942,38	278	0,80	0,10	0,09	0,98
20	1,91	4500	8603,10	344	0,99	0,12	0,11	1,22
21	1,61	4500	7228,24	289	0,83	0,10	0,09	1,03
22	5,15	6000	30891,30	1236	2,88	0,35	0,40	3,62
23	0,47	6000	2849,55	114	0,27	0,03	0,04	0,33
24	0,34	6000	2069,10	83	0,19	0,02	0,03	0,24
25	1,37	7100	9729,31	389	0,91	0,11	0,12	1,14
26	1,32	6800	8947,95	358	0,83	0,10	0,11	1,05
27	5,14	6000	30855,00	1234	2,88	0,35	0,39	3,62
<b>Всього</b>	<b>32,96</b>		<b>206528,85</b>	<b>8261</b>	<b>20,12</b>	<b>2,41</b>	<b>2,64</b>	<b>25,18</b>

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

$$Q'_{ГВП \max} = 2,4 \cdot Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 2,64 = 6,34 \text{ МВт}$$

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

$$Q_{ГВП \text{ Л}}^{\text{сеп}} = Q'_{ГВП} \cdot \frac{55 - t_{x,6 \text{ Л}}}{55 - t_{x,6 \text{ З}}} \cdot \beta = 2,64 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 1,69 \text{ МВт}$$

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

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

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

$$Q_{ГВП \max \text{ л}}^{\text{сер}} = Q'_{ГВП \max} \cdot \frac{55 - t_{x.в.л}}{55 - t_{x.в.з}} \cdot \beta = 6,34 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 4,06 \text{ МВт}$$

1.2.12. Визначаємо теплові навантаження на опалення  $Q_o$  та вентиляцію  $Q_в$  для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря  $t_{з.о}$ ,  $t_з$ ,  $t_з^{\text{сер.опал}}$ ,  $t_{з.з}$ ,  $t_{зпк}$ :

$$Q_o = Q'_{o \max} \cdot \bar{Q}_o = Q'_{o \max} \cdot \frac{t_{в.п} - t_з}{t_{в.п} - t_{з.о}} = 20,12 \cdot \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 20,12 \text{ МВт}$$

$$Q_в = Q'_{в \max} \cdot \bar{Q}_o = Q'_{в \max} \cdot \frac{t_{в.п} - t_з}{t_{в.п} - t_{з.о}} = 2,41 \cdot \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 2,41 \text{ МВт}$$

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

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

1.2.14. Зводимо результати розрахунків теплових навантажень в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2

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

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при $t_з$					літо
			$t_{з.о}$ -21 °C	$t_з$ -10 °C	$t_з^{\text{сер.опал}}$ -0,6 °C	$t_{з.з}$ 0°C	$t_{зпк}$ +8 °C	
1	$\bar{Q}_o$		1,00	0,72	0,48	0,46	0,26	
2	$Q_o$	МВт	20,12	14,44	9,60	9,29	5,16	
3	$Q_в$	МВт	2,41	1,73	1,15	1,11	0,62	
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	1,69
5	$Q'_{ГВП \max}$	МВт	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	4,06
6	Всього: 2+3+4	МВт	25,18	18,82	13,39	13,04	8,42	1,69
7	Всього: 2+3+5	МВт	28,88	22,52	17,09	16,74	12,12	4,06

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти :

$$\begin{aligned} \text{- на опалення: } Q_o^{річн} &= Q_o'_{\max} n_o \frac{t_{в.р} - t_3^{сер.опал}}{t_{в.р} - t_{3.о}} \cdot 3,6 = \\ &= 20,12 \cdot 191 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-0,6)}{+18 - (-21)} \cdot 3,6 = 158341,84 \text{ ГДж/рік} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{- на вентиляцію: } Q_v^{річн} &= Q_v'_{\max} n_o \frac{z}{24} \frac{t_{в.р} - t_3^{сер.опал}}{t_{в.р} - t_{3.о}} \cdot 3,6 = \\ &= 2,41 \cdot 191 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-0,6)}{+18 - (-21)} \cdot 3,6 = 12667,35 \text{ ГДж/рік} \end{aligned}$$

- на гаряче водопостачання:

$$\begin{aligned} Q_{ГВП}^{річн} &= (Q'_{ГВП} n_o + Q_{ГВП}^{сер} (n - n_o)) \cdot 3,6 = \\ &= (2,64 \cdot 191 \cdot 24 + 1,69 \cdot (8400 - 191 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 66867,67 \text{ ГДж/рік} \end{aligned}$$

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.

2.16. Визначаємо сумарну річну витрату теплоти на опалення, на вентиляцію та на ГВП(1 квартал):

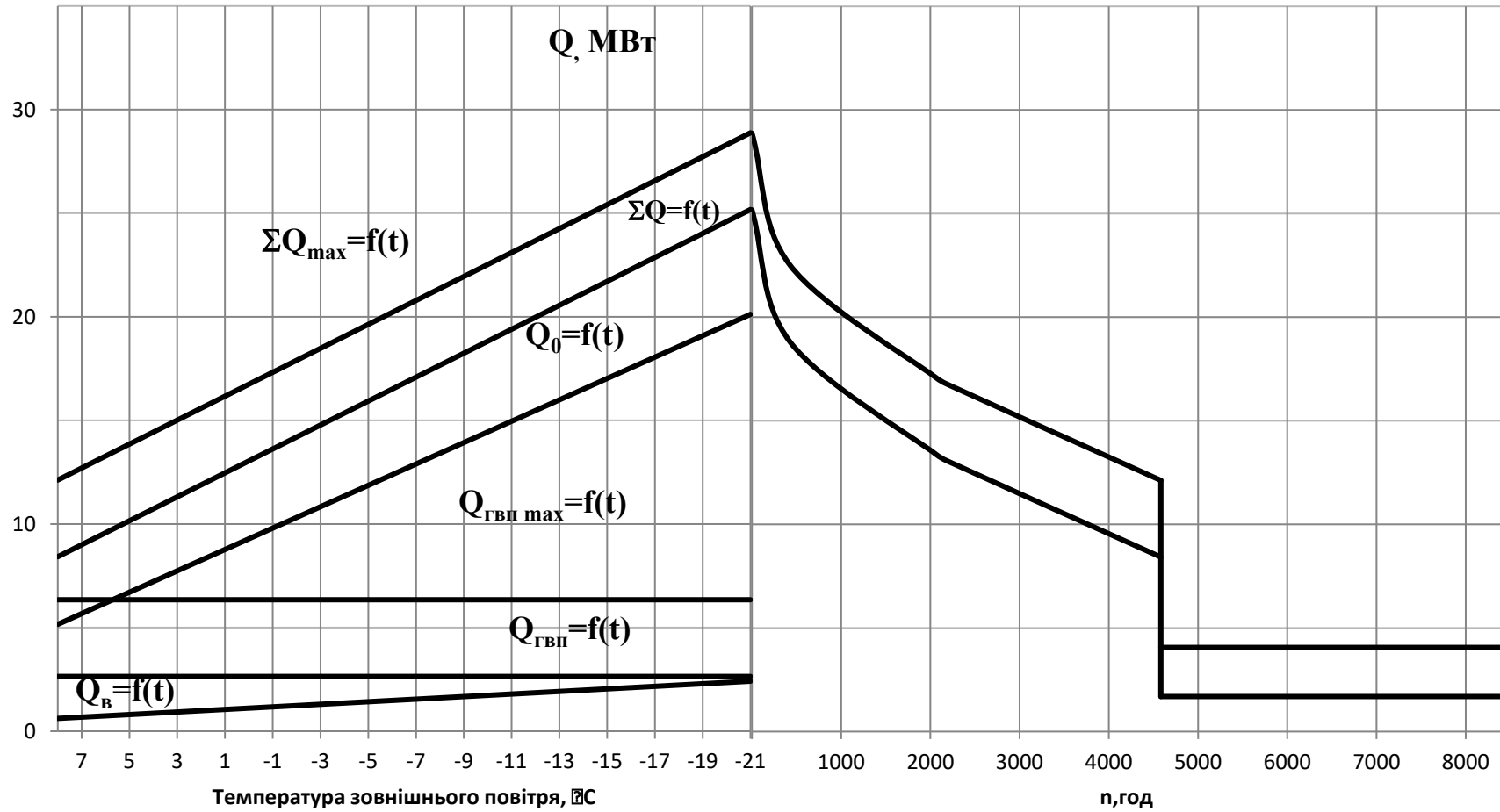
$$\sum Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 158341,84 + 12667,35 + 66867,67 = 237876,85 \text{ ГДж/рік}$$

$$\sum Q^{річн} = 66076,90 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}$$

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 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

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



КР 000.144.005.008.2022.ПЗ

Зм.	
Доклш	
№ доклм.	
Підпис	
Дата	

## 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  $t_{3,o}$ ,  $t_3$ ,  $t_3^{cep.onan}$ ,  $t_{3,z}$ ,  $t_{зпк}$ :

- в подавальному трубопроводі:

$$\begin{aligned}\tau_{o1} &= t_{6,p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o' (\delta\tau_o' - 0,5\theta') = \\ &= 18 + \left( \frac{95+70}{2} - 18 \right) \cdot \left( \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} \right)^{0,8} + \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} (50 - 0,5 \cdot 25) = 120 \text{ }^\circ\text{C}\end{aligned}$$

- після вузла змішування:

$$\begin{aligned}\tau_{o3} &= t_{6,p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 95 \text{ }^\circ\text{C}\end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\begin{aligned}\tau_{o2} &= t_{6,p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 70 \text{ }^\circ\text{C}\end{aligned}$$

де  $\Delta t_o' = \tau_{np}' - t_{6,p} = 82,5 - 18 = 64,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $\tau_{np}' = \frac{\tau_{o3}' + \tau_{o2}'}{2} = \frac{95 + 70}{2} = 82,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$$\bar{Q}_o' = \frac{t_{6,p} - t_3}{t_{6,p} - t_{3,o}} = \frac{+18 - (-21)}{+18 - (-21)} = 1; \delta\tau_o' = \tau_{o1}' - \tau_{o2}' = 120 - 70 = 50 \text{ }^\circ\text{C};$$

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

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

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

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau_{o1}' - \tau_{o2}')} = \frac{5,16 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 46,98)} = 53,48 \text{ кг/с}$$

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

$$G_{o \max}' = \frac{Q_{o \max}' 10^3}{c(\tau_{o1}' - \tau_{o2}')} = \frac{20,12 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 70)} = 96,03 \text{ кг/с}$$

1.3.1.4 Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 1.4.

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

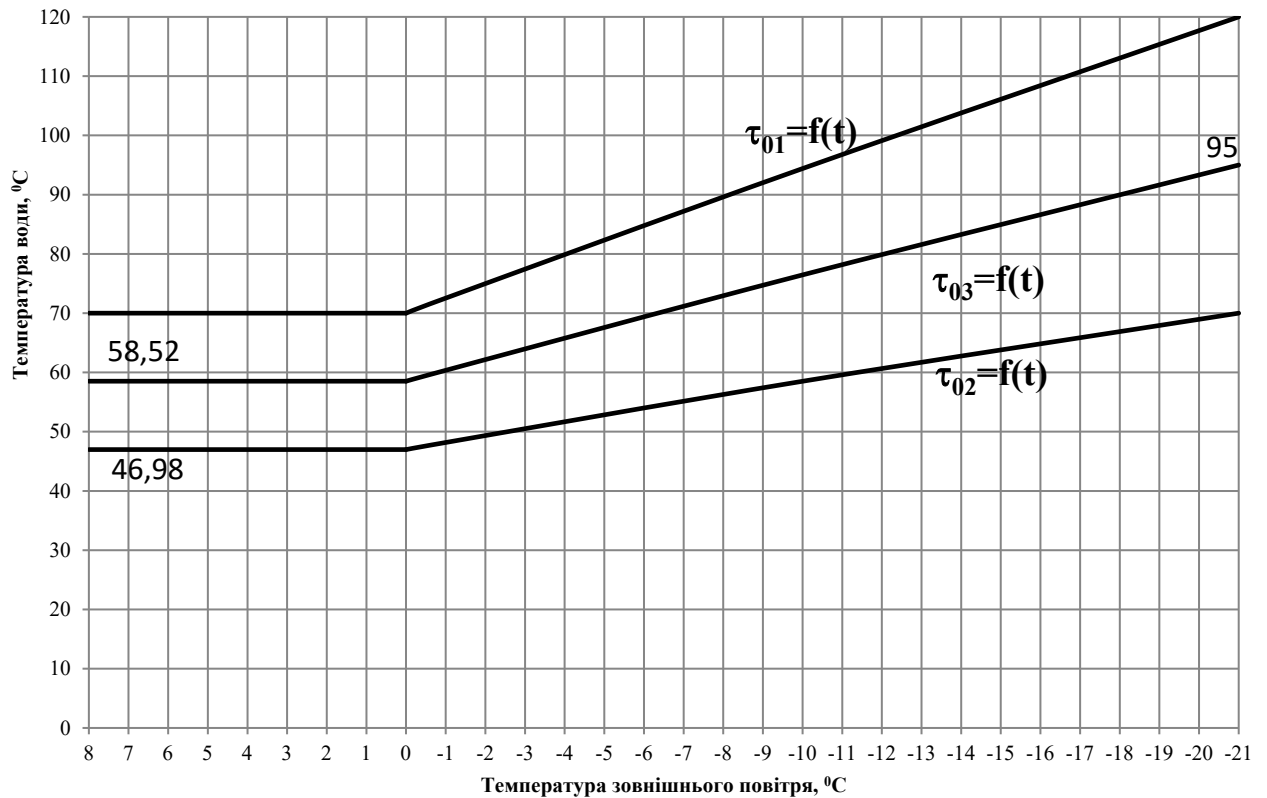
Таблиця 1.4

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

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{z.o}$ -21 °C	$t_z$ -10 °C	$t_z^{сер.опал}$ -0,6 °C	$t_{z.z}$ 0 °C	$t_{зпк}$ +8 °C
$\tau_{o1}$	°C	120	94,40	71,56	70	70
$\tau_{o2}$	°C	70	58,51	47,71	46,98	46,98
$\tau_{o3}$	°C	95	76,45	59,63	58,52	58,52
$G_o$	кг/с	96,03	96,03	96,03	96,03	53,48

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

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



Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата



### 1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{ГВП \max} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{6,34 \cdot 10^3}{4,19(70 - 46,98)} \cdot \frac{60 - (46,798 - 5)}{60 - 5} = 21,55 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o \max} + G_{ГВП})} = 46,98 - 6,34 \cdot 10^3 \cdot \frac{(46,98 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19 \cdot (96,03 + 21,55)} = 38,32 \text{ °C}$$

де  $t_n$  - температура водопровідної води після підігрівника ГВП 1-го ступеня, °C,

$$t_n = \tau_{o2}''' - (5 \dots 10 \text{ °C}).$$

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** ( $t_3 = 0 \text{ °C}$ ):

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

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta I} - \Delta t_{M_I}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta I}}{\Delta t_{M_I}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(38,32 - 5) - (46,98 - 41,98)}{\ln \frac{38,32 - 5}{46,98 - 41,98}} = 14,93 \text{ °C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta II} - \Delta t_{M_{II}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta II}}{\Delta t_{M_{II}}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{2e} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{2e} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (46,98 - 41,98)}{\ln \frac{70 - 60}{46,98 - 41,98}} = 7,21 \text{ °C}$$

1.3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{2M} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(t_2 - t_{x.3})} = \frac{6,34 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 27,53 \text{ кг/с}$$

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

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		18

$$Q_I = cq_{z_M} (t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 27,53 \cdot (46,98 - 5) = 4,27 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = cq_{z_M} (t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 27,53 \cdot (60 - 46,98) = 2,08 \text{ МВт}$$

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,:

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 36,18 + 96,03 = 132,21 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 6,34 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 46,98)} = 36,18 \text{ кг/с}$$

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

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M_I} G_{\delta_I}}} = \frac{4,27 \cdot 10^3}{14,93 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{27,53 \cdot 132,21}} = 1,13$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{2,08 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{27,53 \cdot 36,18}} = 2,18$$

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

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cM} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,82 \cdot 27,53 \cdot (47,71 - 5) = 4,02 \text{ МВт}$$

де  $\varepsilon_I$  визначаю за формулою:

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}}} \right)^{-1} = \left( 0,35 \cdot \frac{27,53}{96,03} + 0,65 + \frac{1}{1,13} \cdot \sqrt{\frac{27,53}{96,03}} \right)^{-1} = 0,82$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{cq_{z_M}} = 5 + \frac{4,02 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,53} = 39,89^\circ \text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,34 - 4,02 = 2,31 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2e})} = \frac{2,31 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (71,56 - 38,89)} = 17,48 \text{ кг/с}$$

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

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

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 17,48 + 96,03 = 113,52 \text{ кг/с}$$

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2e} = \frac{96,03}{113,52} \cdot 47,71 + \frac{17,48}{113,52} \cdot 39,89 = 46,51 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Попередній розрахунок закінчено.

#### Кінцевий розрахунок.

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

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x,3}) = 4,19 \cdot 0,85 \cdot 27,53 \cdot (46,51 - 5) = 4,09 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = \left( 0,35 \cdot \frac{27,53}{113,52} + 0,65 + \frac{1}{1,13} \cdot \sqrt{\frac{27,53}{113,52}} \right)^{-1} = 0,85$$

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

$$t_n = t_{x,3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{4,09 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,53} = 40,46 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,34 - 4,09 = 2,25 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{1,7 \Phi_{II}^2 q_{z_M}}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \Phi_{II}^2 \left( \frac{(\tau_{o1} - t_n) c q_{z_M}}{Q_{II} 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = \frac{1,7 \cdot 2,18^2 \cdot 27,53}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,18^2 \left( \frac{(71,56 - 40,46) \cdot 4,19 \cdot 27,53}{2,25 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 18,09 \text{ кг/с}$$

1.3.2.19. Визначаємо температуру мережної води на виході із підігрівника 2-го ступеню, за формулою:

$$\tau_{2e} = \tau_{o1} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 71,56 - \frac{2,25 \cdot 10^3}{18,09 \cdot 4,19} = 41,81 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 18,09 + 96,03 = 114,12 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2e} = \frac{96,03}{114,12} \cdot 47,71 + \frac{18,09}{114,12} \cdot 41,81 = 46,77 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.22. Перевіряю теплову продуктивність 1-го і 2-го ступенів підігрівників за формулами (4.20)-(4.22) [1]. Якщо знайдені величини наближені до даних попереднього розрахунку, розрахунок закінчено.

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,86 \cdot 27,53 \cdot (46,77 - 5) = 4,12 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = \left( 0,35 \cdot \frac{27,53}{114,12} + 0,65 + \frac{1}{1,13} \cdot \sqrt{\frac{27,53}{114,12}} \right)^{-1} = 0,86$$

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

$$t_n = t_{x.з} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{4,12 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,53} = 40,73^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \text{ max}} - Q_I = 6,34 - 4,12 = 2,22 \text{ МВт}$$

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

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

$$= \frac{1,7 \cdot 2,18^2 \cdot 27,53}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,18^2 \left( \frac{(71,56 - 40,73) \cdot 4,19 \cdot 27,53}{2,22 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = \text{кг/с}$$

$$G_{II} \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (17,97 \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} = 18,09)$$

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

$$\tau_{2z} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 71,56 - \frac{2,22 \cdot 10^3}{18,09 \cdot 4,19} = 42,23^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{o \text{ max}} = 18,09 + 96,03 = 114,12 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o \text{ max}}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{96,03}{114,12} \cdot 47,71 + \frac{18,09}{114,12} \cdot 42,23 = 46,84^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,86 \cdot 27,53 \cdot (46,84 - 5) = 4,13 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = \left( 0,35 \cdot \frac{27,53}{114,12} + 0,65 + \frac{1}{1,13} \cdot \sqrt{\frac{27,53}{114,12}} \right)^{-1} = 0,86$$

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

$$t_n = t_{x.з} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{4,13 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,53} = 40,79^\circ\text{C}$$

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,34 - 4,13 = 2,21 \text{ МВт}$$

1.3.2.23. Визначаємо температуру мережної води на виході з підігрівника 1-го ступеню, за формулою:

$$t_2 = t_{cm} - \frac{Q_I \cdot 10^3}{G_{Ic}} = 46,84 - \frac{4,13 \cdot 10^3}{114,12 \cdot 4,19} = 38,21^\circ\text{C}$$

1.3.2.24. Здійснюємо перевірку, за формулою °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  $t_3 = t_3^m$ .

1.3.2.25. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП \text{ Л}}^{сеп} \cdot 10^3}{(t_{01}^m - 30)c} = \frac{1,69 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 10,09 \text{ кг/с.}$$

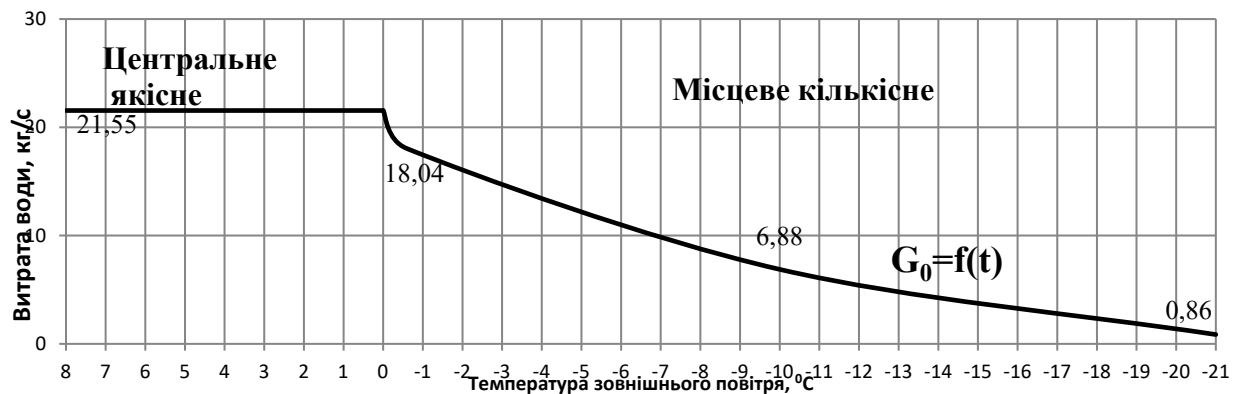
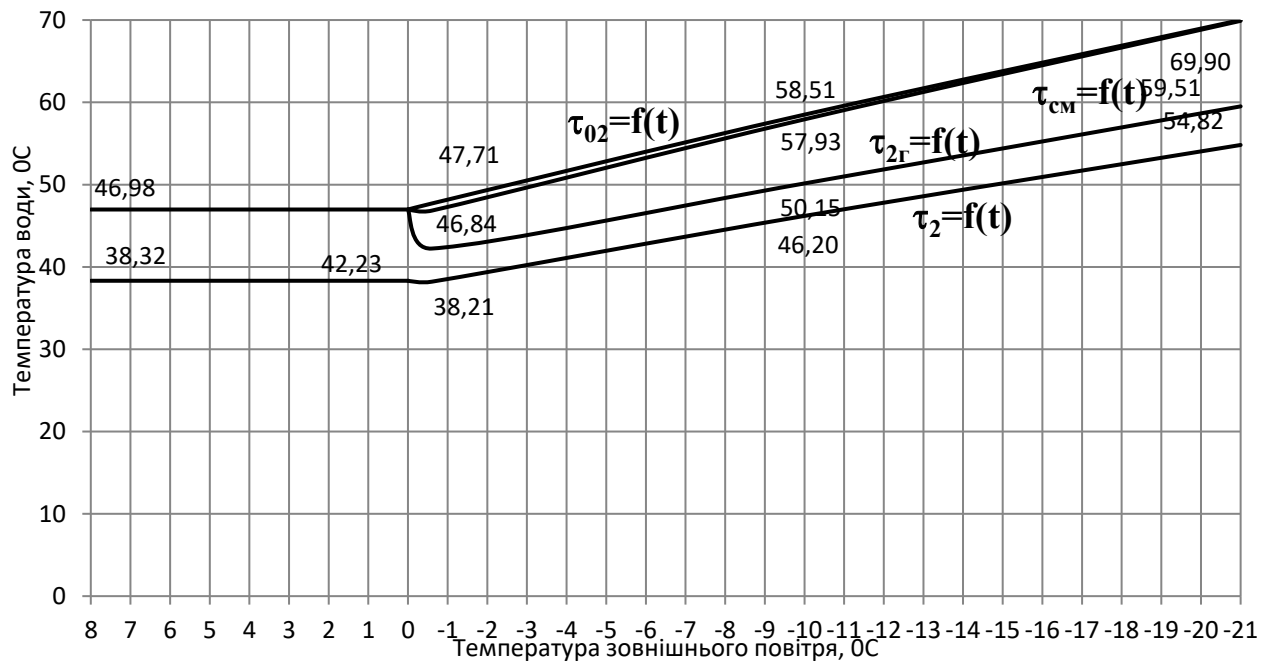
1.3.2.26. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.5.

Таблиця 1.5

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					літо
		$t_{3.0}$ -21 °C	$t_3$ -10 °C	$t_3^{сеп.опал}$ -0,6 °C	$t_{3.з}$ 0 °C	$t_{зпк}$ +8 °C	
$t_{o2}$	°C	70,00	58,51	47,71	46,98	46,98	70
$t_{2z}$	°C	59,51	50,15	42,23	46,98	46,98	30
$t_n$	°C	58,11	48,94	40,79	41,98	41,98	60
$t_{cm}$	°C	69,90	57,93	46,84	46,98	46,98	-
$t_2$	°C	54,82	46,20	38,21	38,32	38,32	-
$G_{ГВП}$	кг/с	0,86	6,88	18,04	21,55	21,55	10,09

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



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:

$$\frac{(\tau_{01} + \tau_{2\epsilon}) - (t_{\epsilon.p} + t_3)}{(\tau_{01} + \tau_{2\epsilon}) - (t_{\epsilon.p} + t_{3.6})} \left( \frac{\tau_{01}'' - \tau_{2\epsilon}''}{\tau_{01} - \tau_{2\epsilon}} \right)^{0,15} = \frac{(120 + \tau_{2\epsilon}) - (18 + (-21))}{(94,4 + 58,51) - (18 + (-10))} \left( \frac{94,4 - 58,51}{120 - \tau_{2\epsilon}} \right)^{0,15} = 1$$

де  $\tau_{01}''$  - температура мережної води у подавальному трубопроводі при  $t_{зовн.вент.}$  ;

$\tau_{2\epsilon}''$  - температура води після калориферів при  $t_{3.6}$ , °C.

Методом підбору знаходимо  $\tau_{2\epsilon} = 40,4$  °C.

1.3.3.2. Витрату мережної води на вентиляцію, за формулою:

$$G_6 = \frac{Q_6 \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\epsilon})} = \frac{2,41 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 40,4)} = 7,24 \text{ кг/с}$$

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 :

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						23
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$\tau_{2\epsilon} = \tau_{o1} - (\tau_{o1} - \tau_{2\epsilon}) \frac{t_{\epsilon.p} - t_3}{t_{\epsilon.p} - t_{3,\epsilon}} = 70 - (94,4 - 58,51) \cdot \frac{18 - (0)}{18 - (-10)} = 46,98 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.3.4. Витрату мережної води на вентиляцію, за формулою:

$$G_\epsilon = \frac{Q_\epsilon 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2\epsilon})} = \frac{1,73 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (94,4 - 46,98)} = 11,52 \text{ кг/с}$$

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

1.3.3.5. Визначаю температуру води після калориферів, за формулою:

$$\frac{(\tau_{o1}'' + \tau_{2\epsilon}) - (t_{\epsilon.p} - t_{3ПК}) \left( \frac{\tau_{o1}'' - \tau_{2\epsilon}}{\tau_{o1}'' - \tau_{2\epsilon}} \right)^{0,15}}{(\tau_{o1}'' + \tau_{2\epsilon}) - (t_{\epsilon.p} - t_{3,\epsilon}) \left( \frac{\tau_{o1}'' - \tau_{2\epsilon}}{\tau_{o1}'' - \tau_{2\epsilon}} \right)^{0,85}} = \frac{(70 + \tau_{2\epsilon}) - (18 - 8) \left( \frac{94,4 - 58,51}{70 - \tau_{2\epsilon}} \right)^{0,15}}{(94,4 + 58,51) - (18 - (-21)) \left( \frac{94,4 - 58,51}{70 - \tau_{2\epsilon}} \right)^{0,15}} = \frac{\left( \frac{18 - 8}{18 - (-21)} \right)^{0,85}}{\left( \frac{18 - 8}{18 - (-21)} \right)^{0,85}} = 1$$

Методом підбору знаходимо  $\tau_{2\epsilon} = 19,6 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

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

$$G_\epsilon = \frac{Q_\epsilon 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2\epsilon})} = \frac{0,62 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 19,6)} = 2,93 \text{ кг/с}$$

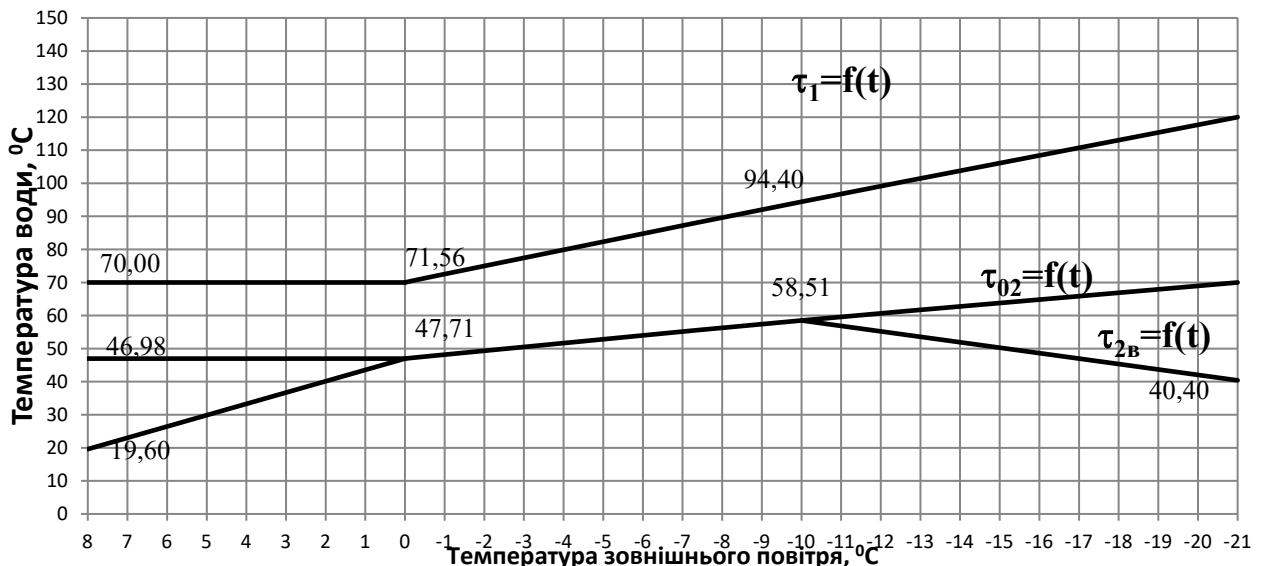
1.3.3.7. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.6.

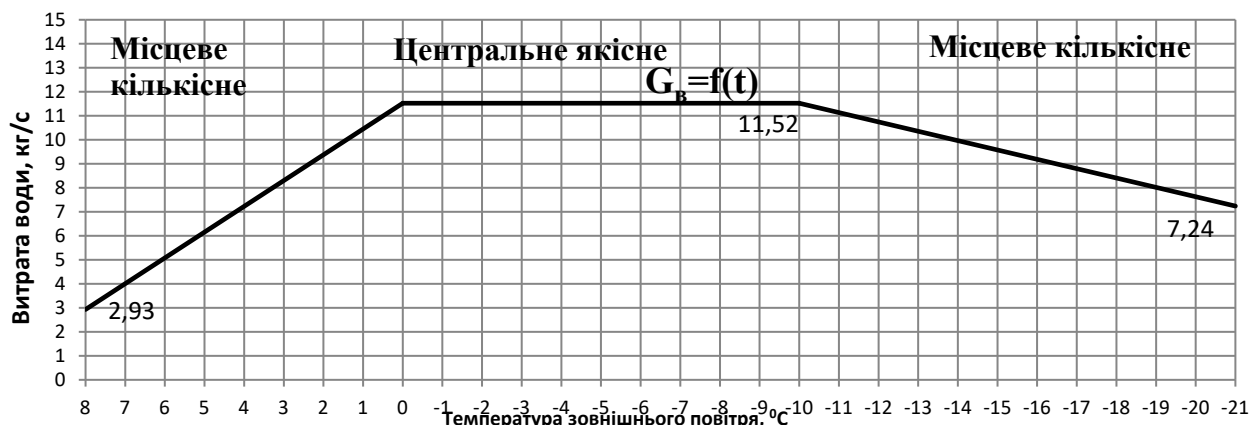
Таблиця 1.6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3,o}$ -21 °C	$t_3$ -10 °C	$t_3^{сер.опал}$ -0,6 °C	$t_{3,\epsilon}$ 0 °C	$t_{3ПК}$ +8 °C
$\tau_1$	°C	120,00	94,40	71,56	70,00	70,00
$\tau_{o2}$	°C	70,00	58,51	47,71	46,98	46,98
$\tau_{2\epsilon}$	°C	40,40	58,51	47,71	46,98	19,60
$G_\epsilon$	кг/с	7,24	11,52	11,52	11,52	2,93

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





## 1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою

$$G'_{o \max} = \frac{Q'_{o \max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{20,12 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 70)} = 96,03 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

$$G'_{e \max} = \frac{Q'_{e \max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{e2})} = \frac{2,41 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 40,4)} = 7,24 \text{ кг/с}$$

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

$$G'_{ГВП}^{сеп} = \frac{Q'_{ГВП} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} \left( \frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{2,64 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 46,98)} \cdot \frac{55 - (46,98 - 5)}{55 - 5} = 7,14 \text{ кг/с}$$

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

$$G'_{ГВП}^{\max} = \frac{0,55 Q'_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 6,34 \cdot 10^3}{4,19(70 - 46,98)} = 36,18 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{o \max} + G'_{e \max} + K_3 G'_{ГВП}^{сеп} = 96,03 + 7,24 + 1,3 \cdot 7,14 = 111,84 \text{ кг/с}$$

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:

$$G'_л = \frac{Q'_{ГВП \ Л} 10^3}{(\tau'_{o1} - 30)c} = \frac{1,69 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 10,09 \text{ кг/с}$$

1.4.4. Заносимо результати розрахунків витрат теплоносія для кожного кварталу в таблицю 1.7.

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

## Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія для максимально зимового режиму, кг/с					
	$G'_{o\max}$	$G'_{в\max}$	$G'_{ГВП\text{сеп}}$	$K_3 \cdot G'_{ГВП\text{сеп}}$	$G'$	$G'_л$
1	3,75	0,28	0,29	0,35	4,39	0,41
2	2,67	0,20	0,21	0,25	3,12	0,29
3	2,49	0,19	0,19	0,23	2,92	0,27
4	2,55	0,19	0,20	0,24	2,98	0,28
5	1,95	0,15	0,15	0,18	2,27	0,21
6	2,00	0,15	0,13	0,15	2,30	0,18
7	1,88	0,14	0,12	0,14	2,16	0,17
8	1,50	0,11	0,09	0,11	1,73	0,13
9	1,81	0,14	0,11	0,14	2,08	0,16
10	1,79	0,13	0,11	0,13	2,06	0,16
11	2,95	0,22	0,23	0,27	3,45	0,32
12	0,79	0,06	0,06	0,07	0,92	0,09
13	0,94	0,07	0,07	0,09	1,10	0,10
14	3,71	0,28	0,29	0,35	4,33	0,41
15	3,35	0,25	0,26	0,31	3,92	0,37
16	5,54	0,42	0,43	0,52	6,48	0,61
17	2,00	0,15	0,16	0,19	2,34	0,22
18	3,85	0,29	0,30	0,36	4,50	0,42
19	3,82	0,29	0,24	0,29	4,39	0,34
20	4,73	0,36	0,30	0,36	5,45	0,42
21	3,98	0,30	0,25	0,30	4,58	0,35
22	13,75	1,04	1,07	1,28	16,07	1,51
23	1,27	0,10	0,10	0,12	1,48	0,14
24	0,92	0,07	0,07	0,09	1,08	0,10
25	4,33	0,33	0,34	0,40	5,06	0,48
26	3,98	0,30	0,31	0,37	4,65	0,44
27	13,73	1,04	1,07	1,28	16,05	1,51
<b>Всього</b>	<b>96,03</b>	<b>7,24</b>	<b>7,14</b>	<b>8,56</b>	<b>111,84</b>	<b>10,09</b>

## 1.5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО РОЗДІЛУ II

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

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

$$= \frac{96,03 + 0,86}{96,03 + 0,86 + 7,24} \cdot 54,82 + \frac{7,24}{96,03 + 0,86 + 7,24} \cdot 40,4 = 53,82^\circ\text{C}$$

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		26

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

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_6} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_6}{(G_o + G_{ГВП}) + G_6} \tau_{o26} =$$

$$= \frac{96,03 + 21,55}{96,03 + 21,55 + 11,52} \cdot 38,32 + \frac{11,52}{96,03 + 21,55 + 11,52} \cdot 46,98 = 39,09^\circ\text{C}$$

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

Таблиця 1.8

Загальні вихідні дані до розділу II

№ п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Хмельницький		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика теплогережі району	$\tau_1/\tau_2$	$^\circ\text{C}/^\circ\text{C}$	120/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	$^\circ\text{C}$	-21,00	0	15
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	20,12	9,29	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	6,34	6,34	1,69
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	2,41	1,11	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	ГДж/рік	237876,85		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{\text{п.п}}$	МВт	12	12	9,5
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	$t_2''$	$^\circ\text{C}$	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{п.п}}^{\text{рік}}$	МВт год/рік	84000		
12	Температура “прямої” мережної води	$\tau_1$	$^\circ\text{C}$	120	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	$\tau_2$	$^\circ\text{C}$	53,82	39,09	30,00
14	Витрата “прямої” води в теплогережу	$G_1$	т/ год	374,87	464,79	36,34

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						27
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

15	Убуток води в тепломережі	$G_{уб.тм}$	т/ год	15	15	5
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	$G_2$	т/ год	374,87	464,79	36,34
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{втр.тм}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{стат. тм}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		28

## РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

### 2.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ТЕПЛООВОГО РОЗРАХУНКУ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

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

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

**Примітка:**

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

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

МЗ: 28,88= 28,95 (Висновок – результати для режиму МЗ - взаємоузгоджені)

ТЗ: 16,74= 16,76 (Висновок – результати для режиму ТЗ - взаємоузгоджені)

Л: 1,69= 1,70 (Висновок – результати для режиму Л - взаємоузгоджені)

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

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Хмельницький</i> <b>РОЗДІЛ 2</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Чеміс В.О.							29
Перевірив	Самійленко С.М.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.					ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ		

Таблиця 2.1

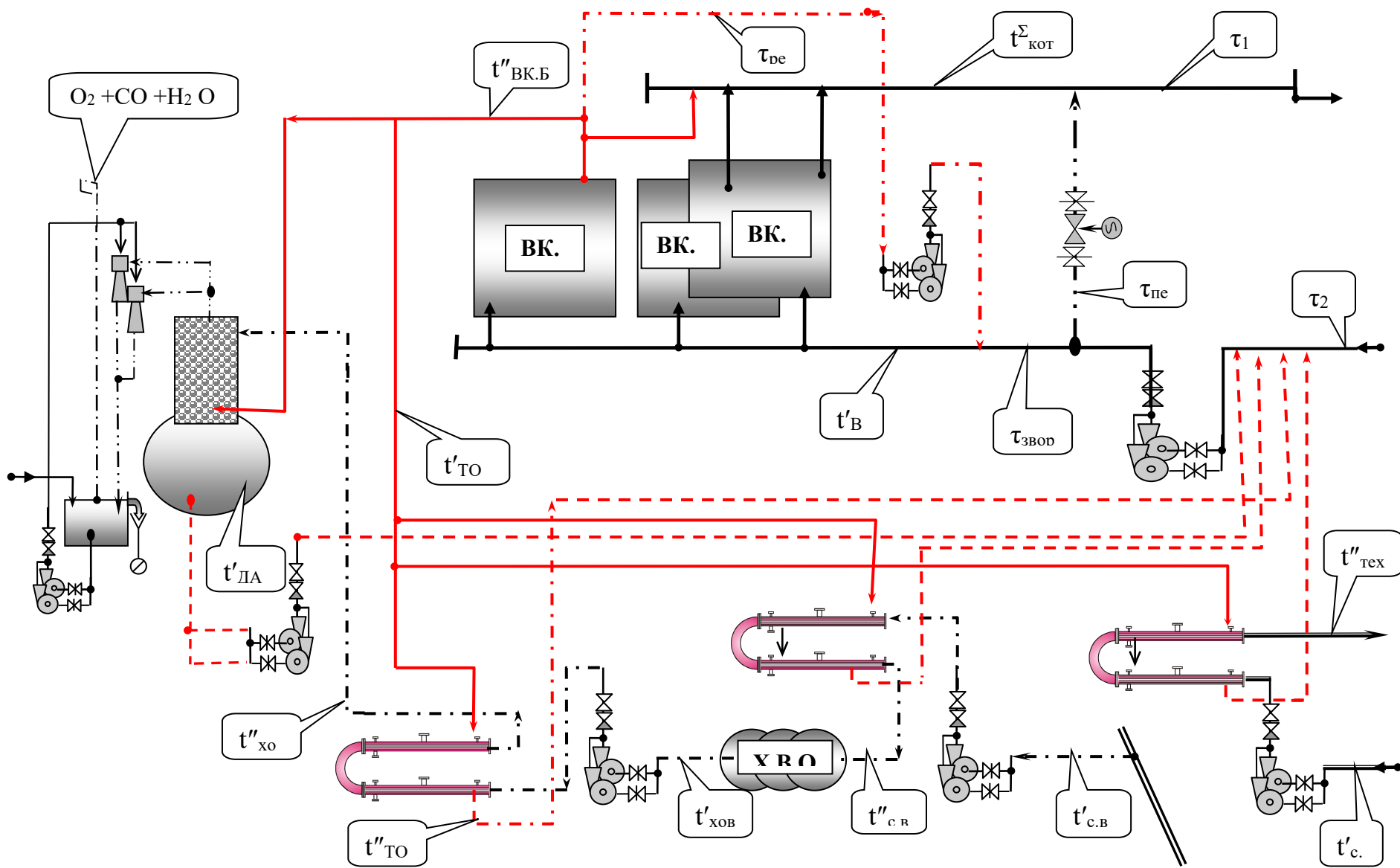
## Вихідні дані для теплового розрахунку котельні

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ		Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			30

## 2.2. ФОРМУВАННЯ ПРИНЦИПОВОЇ СХЕМИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

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



### 2.3. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

2.3.1. Визначаю сумарне теплове навантаження житлового району для котельні з урахуванням втрат теплоти в тепломережі –  $\sum Q_{ЖР}$ , МВт, за формулою [8]:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{ЖР}$	=	30,32	30,32		
$\sum Q_{ЖР}$	=	17,58		17,58	
$\sum Q_{ЖР}$	=	1,78			1,78

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

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

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

$$G_{ДА}^{підж} = G_{убут}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

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

2.3.8. Визначаю витрату грієної 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	
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	0,24			0,24
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ДА}$	=	0,35	0,35		
$Q_{ДА}$	=	0,35		0,35	
$Q_{ДА}$	=	0,02			0,02

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9

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

2.3.10. Визначити витрату хімоочищеної води, що надходить в деаератор – G<sub>ХОВ</sub>, т/год, за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G <sub>ХОВ</sub>	=	15,15	15,15		
G <sub>ХОВ</sub>	=	15,15		15,15	
G <sub>ХОВ</sub>	=	1,01			1,01

2.3.11 Визначаю витрату сирі води для підживлення – G<sub>с.в.</sub>, т/год, за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G <sub>с.в.</sub>	=	18,18	18,18		
G <sub>с.в.</sub>	=	18,18		18,18	
G <sub>с.в.</sub>	=	6,06			6,06

2.3.12. Визначаю теплову потужність підігрівника сирі води (ПСВ) – Q<sub>ПСВ</sub>, МВт, та витрату грійної води на ПСВ – G<sub>ПСВ</sub>, т/год, відповідно, - за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>ПСВ</sub>	=	0,32	0,32		
Q <sub>ПСВ</sub>	=	0,32		0,32	
Q <sub>ПСВ</sub>	=	0,04			0,04
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Г <sub>ПСВ гр.в.</sub>	=	3,21	3,21		
Г <sub>ПСВ гр.в.</sub>	=	3,21		3,21	
Г <sub>ПСВ гр.в.</sub>	=	0,36			0,36

2.3.13. Визначаю теплову потужність підігрівника хімоочищеної води (ПХВ) – Q<sub>ПХВ</sub>, МВт, та витрату грійної води на ПХВ – D<sup>гр.в.</sup><sub>ПХВ</sub>, 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 наводжу у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>ПХВ</sub>	=	0,62	0,62		
Q <sub>ПХВ</sub>	=	0,62		0,62	
Q <sub>ПХВ</sub>	=	0,21			0,21
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Г <sub>ПХВ гр.в.</sub>	=	6,25	6,25		
Г <sub>ПХВ гр.в.</sub>	=	6,25		6,25	
Г <sub>ПХВ гр.в.</sub>	=	2,12			2,12

2.3.14. Визначаю витрату технологічної води на ПТВ – G<sub>техн.в.</sub>, т/год, теплову потужність ПТВ – Q<sub>ПТВ</sub>, МВт та витрату грійної води – G<sub>ПТВ</sub><sup>гр.в.</sup>, т/год, відповідно,  
- за формулою:

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

- 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 результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G техн.в.	=	114,29	114,29		
G техн.в.	=	114,29		114,29	
G техн.в.	=	101,79			101,79
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
QПТВ	=	12,00	12,00		
QПТВ	=	12,00		12,00	
QПТВ	=	9,50			9,50
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
ГПТВ гр.в.	=	121,01	121,01		
ГПТВ гр.в.	=	121,01		121,01	
ГПТВ гр.в.	=	95,80			95,80

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 результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	134.02	134.02		
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	134.02		134.02	
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	98.51			98.51

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.16.

Таблиця 2.16

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	57,09	57,09		
Тзвор	=	45,54		45,54	
Тзвор	=	55,83			55,83

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.17.

Таблиця 2.17

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	43,52	43,52		
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	30,78		30,78	
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	11,53			11,53

2.3.18. Встановлюю типорозмір встановлюваних в котельні водогрійних котлів, їх номінальну теплову потужність –  $Q_{\text{ВК.НОМ}}$ , МВт, номінальний пропуск води через котли –  $G_{\text{ВК.НОМ}}$ , т/год, ККД котлів –  $\eta_{\text{ВК.НОМ}}$ , од, температурні параметри –  $t'_{\text{ВК.НОМ}}$ , °С, та  $t''_{\text{ВК.НОМ}}$ , °С [8].

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.18

Таблиця 2.18

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результату
ТИП		<b>КВ-ГМ-10</b>
Q ВК. НОМ.	МВт	11,6
G ВК. НОМ	т/год	123,5
$\eta$ ВК. НОМ	%	92,5
$t'$ ВК. НОМ	°С	150
$t''$ ВК. НОМ	°С	70

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

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

\*) Примітка

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	3,91	4,00		
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	2,49		3,00	
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	0,99			1,00

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

$$N_{\text{ВК.Б}} = 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.21

Таблиця 2.21

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

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.22

Таблиця 2.22

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

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

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

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

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

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

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

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

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

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.23

Таблиця 2.23

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.24.

Таблиця 2.24

Визначення результату				Значення для режимів, МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	=	31,92		31,92		
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	=	19,18			19,18	
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	=	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:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.25.

Таблиця 2.25

Визначення результату				Значення для режимів, МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>ВК.З</sub>	=	10,64		10,64		
Q <sub>ВК.З</sub>	=	9,59			9,59	
Q <sub>ВК.З</sub>	=	0,00				0,00

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

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

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

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

$$G_{ВК.З} = G_{ВК.НОМ}$$

- для Л режиму (за відсутності такого котла):

$$G_{ВК.З} = 0,0$$

Результати визначення навести у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26

Визначення результату		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
G <sub>ВК.З</sub>	=	114,01		
G <sub>ВК.З</sub>	=	123,50	123,50	
G <sub>ВК.З</sub>	=	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 2.28

Визначення результату		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum G_{ВК}$	=	465,54		
$\sum G_{ВК}$	=	370,50	370,50	
$\sum G_{ВК}$	=	123,51		123,51

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.29.

Таблиця 2.29

Визначення результату		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$t''_{ВК.З}$	=	150,00		
$t''_{ВК.З}$	=	136,57	136,57	
$t''_{ВК.З}$	=			

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.30

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						40
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.30

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Грец	=	64,69	64,69		
Грец	=	86,77		86,77	
Грец	=	18,59			18,59

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

$$t_{BK}^{\Sigma} = ((G_{BK.B} - \Sigma G_{BH} - G_{рец}) \cdot t''_{BK.B} + N_{BK.3} \cdot G_{BK.3} \cdot t''_{BK.3}) / (\Sigma G_{BK} - \Sigma G_{BH} - G_{рец} + N_{BK.3} \cdot G_{BK.3})$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.31

Таблиця 2.31

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t_{BK}^{\Sigma}$	=	150,00	150,00		
$t_{BK}^{\Sigma}$	=	127,85		127,85	
$t_{BK}^{\Sigma}$	=	150,00			150,00

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{пер}$	=	121,04	121,04		
$G_{пер}$	=	326,64		326,64	
$G_{пер}$	=	30,87			30,87

2.3.30. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні за формулою:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результату			Значення для режимів, %		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Delta G\%$	=	2,79	2,79		
$\Delta G\%$	=	3,12		3,12	
$\Delta G\%$	=	0,76			0,76

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

## 2.4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

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

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

Результати визначення наводжу у табл. 2.34.

Таблиця 2.34

Визначення результату	Значення для режимів, тис м3/год		
	МЗ	ТЗ	Л
$V_{\text{КОТ}} = 5,07$	5,07		
$V_{\text{КОТ}} = 3,59$		3,59	
$V_{\text{КОТ}} = 1,34$			1,34

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

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

де:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

де:

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

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

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						42
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.35.

Таблиця 2.35

Визначення результату				Значення для режимів, кг у.п./МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$(b_{\text{т}}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$	=	33,29	м <sup>3</sup> /ГДж	33,29	33,69	33,09
$(b_{\text{т}}^{\text{відп}})_{\text{у.п.}}$	=	38,28	кг у.п./ГДж	38,28	38,74	38,06

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

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

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

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

$$C_Q = (38,26 / 1,15) \cdot 8000 \cdot 10^{-3} + 4,9 \cdot 1,68 + 30,0 = 304,56 \text{ грн/ГДж}$$

2.4.7 Формую висновок щодо енергоефективності проектної котельні.

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

Основні результати розрахунку зводжу в таблицю 2.36.

Таблиця 2.36

**Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами**

№ п.п	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Числове значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7
1	$t_{\text{зовн}}$	Температура зовнішнього повітря	°С	- 21	0,0	+ 15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	30,32	17,58	1,78
3	$Q_{\text{П.П}}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	12,0	12,0	9,5

4	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	43,52	30,78	11,53
5	$\tau_1$	Температура мережної води в “прямій” магістралі на виході з котельні	°С	120°	70°	70°
6	$\tau_2$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°С	53,82	39,09	30,00
7	$\tau_{\text{звор}}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°С	57,09	45,54	55,83
8	$G_1$	Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні	т/год	374,87	464,79	36,34
9	$G_{\text{убут}}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15	15	1
10	$G_2$	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	359,87	449,79	35,34
11	$G_{\text{рец}}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	64,69	86,77	18,59
12	$G_{\text{пер}}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	121,04	326,64	30,87
13	$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	4	4	4
14	$N_{\text{ВК.Р}}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	4	3	1
15	$N_{\text{ВК.Б}}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) режимі	од	1	1	1
16	$N_{\text{ВК.З}}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	3	2	0
17	$V_{\text{КОТ}}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м <sup>3</sup> / год	5,07	3,59	1,34
18	$(b_{\text{т}}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м <sup>3</sup> / ГДж	33,29	33,69	33,09
19	$(b_{\text{т}}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п / ГДж	38,28	38,74	38,06
20	$\Sigma W_{\text{ВК}}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	КВт	285	285	212
21	$e_{\text{е/с}}^{\text{доб}}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	4,9	4,9	3,1

Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

КР 000.144.005.008.2022.ПЗ

Арк.  
44

22	$C_{\text{Палив}}$	Вартість природного газу	грн./ тис. м <sup>3</sup>	8000	8000	8000
23	$C_{\text{Е/Е}}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт.год	1,68	1,68	1,68
24	$C_Q$	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./ГДж	304	304	286

## 2.5. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

### 2.5.1. Вибір водогрійних котлів

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

Таблиця 2.37

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

### 2.5.2. Вибір рециркуляційних насосів

2.5.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}}$ , м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції –  $G_{\text{РЕЦИ}}=94,18$  т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції –  $\Delta H_{\text{РЕЦИ}}$ .

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

$$N_{\text{нас.реци}}^{\text{роб}} = G_{\text{РЕЦИ}}^{\text{Т.З}} / Q_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}} = 86,77/95 = 0,98$$

\*) Примітка.

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						45
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.

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

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

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

Таблиця 2.38

### Характеристика насосів рециркуляції

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса рециркуляції	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NBGE 100-80-160/177		NBE 32-125.1/140
2	$Q_{\text{н. реци}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	95	19	
3	$H_{\text{н. реци}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	20	20	
4	$N_{\text{н. реци}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(є)	“ – “	11	2,2	
5	$\eta_{\text{н. реци}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,86	0,67	

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

Передбачаємо до встановлення як мережних насосів відцентрові насоси типу Д.

2.5.3.1. Здійснюю вибір типорозміру мережних насосів, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) витрати води через трубопровідну систему “Котельна – Тепломережа” –  $G_1=464,79$  т/год, та опору трубопровідної системи –  $\Delta H_{\text{мер}}$  та статичного напору тепломережі. Число робочих мережних насосів –  $N_{\text{нас.мер}}^{\text{роб}}$ , шт, становить — 1.

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

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

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

**Характеристика мережних насосів.**

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір мережного насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 100-200/219		NBE 32-200/216
2	$Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	465	37	
3	$H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	55	55	
4	$N_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	75	11	
5	$\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,84	0,63	

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

2.5.4.1.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів сирій води, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення –  $G_{\text{с.в}}=18,18$  т/год, та опору трубопровідної системи –  $\Delta H$ .

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

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

\*) Примітка.

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

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

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

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

**Характеристика насосів сирі води**

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

**2.5.4.2. Вибір підживлювальних насосів**

2.5.4.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/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 –  $\Delta H$  (не вище 40 м.вд.ст.) та статичного напору.

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

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

\*) Примітка.

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

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

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

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

**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 НАСО-СА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 32-160.1/177		
2	$Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	16		
3	$H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	30		
4	$N_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	3		
5	$\eta_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,62		

**2.5.4.3. Вибір насосів технологічної води**

2.5.4.3.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для потреб промислового підприємства –  $G_{\text{тех}}=114$  т/год та опору трубопроводної системи –  $\Delta H$ .

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

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

\*) Примітка.

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

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

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

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

**Характеристика насосів технологічної води**

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

**2.5.4.4. Вибір насосів хімоочищеної води**

2.5.4.4.1. Здійсною вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати хімоочищеної води для підживлення –  $G_{\text{хов}}=15,15$  т/год, та опору трубопроводної системи –  $\Delta H$ .

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

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

\*) Примітка.

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

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

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

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

Таблиця 2.43

**Характеристика насосів хімоочищеної води**

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

**2.5.5. Вибір деаераторів водогрійної котельні**

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

Таблиця 2.44

**Характеристика деаераторів водогрійної котельні**

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

**2.5.6. Вибір підігрівників**

Вибір типорозміру підігрівників сирової води (ПСВ), хімоочищеної води (ПХВ), технологічної води (ПТВ) здійснюється за визначеною в проекті їх тепло-

вою потужністю та переліком стандартних типорозмірів вказаних підігрівників за методикою, сформованою в курсі “Теплотехнологічні процеси та установки”.

### 2.5.6.1. Підігрівник сирі води

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

2.5.6.1.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (150 - 70) / \ln(150 / 70) = 105 \text{ }^\circ\text{C}$$

2.5.6.1.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

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

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

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

### 5.6.2. Підігрівник хімоочищеної води

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

2.5.6.2.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (95 - 55) / \ln(95 / 55) = 73 \text{ }^\circ\text{C}$$

2.5.6.2.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

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

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

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

### 2.5.6.3. Підігрівник технологічної води

2.5.6.3.1. Теплове навантаження підігрівника технологічної води  $Q_{\text{тех}}=12$  МВт;

2.5.6.3.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (60 - 55) / \ln(60 / 55) = 57,46 \text{ }^\circ\text{C}$$

2.5.6.3.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 1200000 / 57,46 \cdot 2500 = 8,5 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

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

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

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

Таблиця 2.45

#### Рекомендоване тягодуттвове обладнання

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

### РОЗДІЛ 3. Охорона праці

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

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

При здійсненні проектування враховані вимогою охорони праці до організації та забезпечення здорових і безпечних умов праці на робочому місці оператора котельні [1,2,3,4,5].

#### 3.1. Виробнича санітарія

При плануванні приміщення враховуються:

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

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

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

##### 3.1.1. Мікроклімат та чистота повітря виробничого середовища

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

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

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

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

$\text{CH}_4$  ( $300$  мг/м<sup>3</sup>, клас небезпечності IV),  $\text{CO}$  ( $20$  мг/м<sup>3</sup>, клас небезпечності IV),  $\text{CO}_2$  (ГДК  $9000$  мг/м<sup>3</sup>, клас небезпечності IV), сполуки азоту (ГДК  $5$  мг/м<sup>3</sup>, клас небезпечності II).

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

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Хмельницький</i> <b>Охорона праці</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Чеміс В.О.							53
Перевірив	Самійленко С.М.					ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

Періодичність контролю вмісту шкідливих речовин складає:

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

Методи визначення шкідливих речовин у повітрі:

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

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

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

### 3.2. Виробниче випромінювання

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

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

Нормальними умовами, що відповідають санітарно-гігієнічним нормам, вважають такі, за яких інтенсивність опромінення працівників інфрачервоними променями не перевищує: 35 Вт/м<sup>2</sup> при опромінюванні більше 50 % тіла.

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

### 3.3. Шум на виробництві

Робота котлових установок супроводжується шумом.

Класифікація шумів за походженням:

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

Класифікація шумів за частотою:

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

Основними фізичними характеристиками звуку є: частота  $f$  (Гц), звуковий тиск  $P$  (Па), інтенсивність або сила звуку  $I$  (Вт/м<sup>2</sup>).

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						54
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

Рівень шуму у виробничому цеху не повинен перевищувати 80 дБ.

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

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

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

### 3.4. Виробнича вібрація

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

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

Основними характеристиками (параметрами) вібрації є частота гармонічного коливального руху (Гц), віброшвидкість (м/с) та віброприскорення (м/с<sup>2</sup>), рівень вібрації (дБ).

Порогові значення віброшвидкості становить  $v_0=5 \times 10^{-8}$  м/с, а віброприскорення становить  $a_0=3 \times 10^{-4}$  м/с<sup>2</sup>.

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

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

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

### 3.5. Освітлення виробничих приміщень

Основними вимогами охорони праці до освітленості виробничих приміщень є:

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

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

В темні години доби використовується штучне освітлення.

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		55

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

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

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

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

### 3.5. Техніка безпеки

#### 3.5.1. Безпечна експлуатація технологічного устаткування

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

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

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

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

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

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

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

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

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		56

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

### 3.5.2. Безпечна експлуатація електроустаткування

Види електричних травм на виробництві:

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

Факторами, що зумовлюють небезпечне ураження електричним струмом, є:

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

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

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

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

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

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

### 3.6. Пожежна та вибухобезпека на виробництві

Основними причинами пожежі та вибуху в котельні є:

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

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		57

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

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

За спалимістю речовини і матеріали поділяються на три групи:

Спалимі, важко спалимі, неспалимі.

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

Усі будівлі та споруди за вогнестійкістю класифікуються за V ступенями.

Заходи пожежної безпеки поділяються на 4 групи:

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

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

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

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

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

До первинних засобів гасіння пожежі відносять:

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

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Розділ 4. Практика впровадження твердопаливних котелень у ЖКГ України

Основними технологіями використання деревної біомаси як палива в Україні наразі є спалювання в пальниках ретортного типу (рис. 1), на решітках та ін. Пряме спалювання є добре відпрацьованою технологією і відрізняється своєю простотою та доступністю. Вдосконалення цих технологій іде шляхом вирішення проблем забруднення навколишнього середовища, пристосування до використання різних видів палива, підвищення ефективності [10].

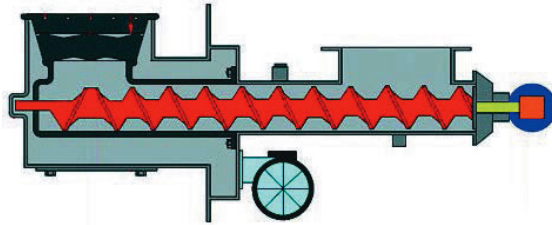


Рис. 1. Пальник ретортного типу

Спалювання в шарі палива є основною технологією використання біопалива та конструктивно включає: паливну решітку, на якій відбувається процес горіння, паливо-живильний пристрій (механічний, гідравлічний чи пневматичний), системи подачі повітря та видалення золи. Первинне повітря подається під решітку та через отвори проникає у шар палива, де викликає процес газифікації горючих газів. Вторинне повітря подається над шаром палива (в зону окислення) і супроводжує процес згоряння. Зола періодично видаляється шляхом струшування, зрушення або чищення.

При спалюванні твердого біопалива з різним фракційним складом, підвищеним вмістом золи, сумішей палива використовують котли з киплячим (при тепловій потужності понад 5 МВт) або циркулюючим киплячим шаром (більше 20 МВт).

### Обладнання

Водогрійні котли на біопаливі можуть застосовуватись як для опалення окремих будинків чи приміщень, так і в системах централізованого теплопостачання. У залежності від потужності та виду палива як обладнання можуть використовуватись котли і теплогенератори з ручним або автоматичним завантаженням. Зазвичай при потужностях до 2 МВт спалювання сипких деревних відходів і гранул реалізується в котлах з автоматичною подачею та відбувається в спеціальному пальнику або реторті з нижньою чи верхньою подачею сировини. При потужності від 800 кВт часто встановлюють котли з похило-перештовхувальними решітками (рис. 2).

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Хмельницький Практика впровадження твердопаливних котелень у ЖКГ України			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив	Чеміс В.О.									59	
Перевірив	Самійленко С.М.							ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ			
Рецензув.											
Затвердив	Петренко В.П.										

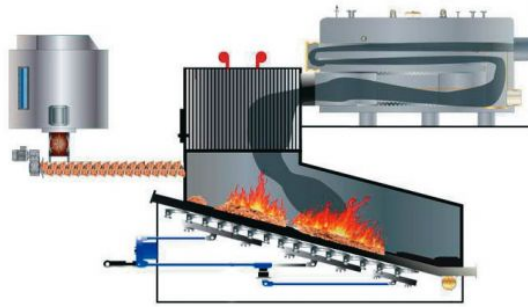


Рис. 2. Котел с похило-перештовхувальною решіткою

Надійність роботи котла при зміні погодних умов досягається підбором такої потужності, що обумовлює якомога довшу його роботу із стабільною продуктивністю (в базовому режимі). Пікові теплові навантаження мають забезпечуватись котлами на газовому або рідкому паливі, підключеними до системи опалення паралельно до котлів на біомасі. Встановлена теплова потужність котлів на біомасі при цьому може становити від 40 до 70% розрахункового теплового навантаження споживачів, що більш точно може бути визначено техніко-економічним обґрунтуванням.

Теплогенератор на біопаливі може бути встановлений як в існуючій котельні, при наявності вільного місця для розміщення обладнання паливоподачі, так і у вигляді окремої котельні (рис. 3).



Рис. 3. Котельня з бункером для гранул

У деяких випадках рекомендується оснащувати котельні на біомасі водяним баком-акумулятором, запас нагрітої води якого використовується для компенсації добової нерівномірності споживання тепла та для захисту від перегріву. Рекомендоване співвідношення між об'ємом бака-акумулятора та потужністю становить 10/1, тобто при 1 кВт встановленої потужності котла необхідно орієнтуватись на 10 л об'єму бака-акумулятора.

Ефективність виробництва теплової енергії з біомаси на об'єктах муніципальної сфери залежить від:

організації надійного постачання паливної сировини;

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		60

використання якісного обладнання та відповідних технологій;  
дотримання безпечної експлуатації та забезпечення екологічних, санітарних,  
будівельних та пожежних норм;  
оптимізації витрат.

#### Проблема логістики

Виходячи з досвіду реалізації біоенергетичних проектів в Україні, основні труднощі полягають в організації надійного забезпечення об'єктів теплоенергетики паливною сировиною. Особливості організації логістики біопалива, в першу чергу, залежать від виду сировини – чи то аграрних відходів, таких як солома чи стебла кукурудзи, деревини, або ж готового покращеного біопалива у вигляді гранул і брикетів (рис. 4). Зовнішніми факторами впливу на схему організації логістики є клімат, дороги і рельєф місцевості, масштаб проекту та відстань перевезення.



Рис. 4. Доставка біопалива за допомогою автотранспорту

Організація заготівлі біомаси характеризується сезонністю, що особливо чітко проявляється у разі використання палива сільськогосподарського походження. Часові рамки доступності збору агробіомаси досить обмежені – від кількох тижнів до кількох місяців, а час заготівлі визначається періодом збирання врожаю, погодними умовами та агротехнічними вимогами. На даний час схеми логістики виробників теплової енергії з біомаси в переважній більшості стосуються лише транспортування. Поміж тим, відсутність розвиненого ринку біопалива змушує споживачів займатися питаннями заготівлі та складування для тривалого зберігання (рис. 5).



Рис. 5. Склад для паливної тріски

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		61

Розширення організаційної схеми логістики дозволяє зменшити не лише технічні ризики, а й витрати на біопаливо, що суттєво впливає на собівартість теплової енергії. В Україні існує позитивний досвід компаній, які самостійно займаються заготівлею деревних відходів і соломи, вирощують енергетичні культури, виробляють гранули та брикети для забезпечення власних об'єктів паливом. Таким чином забезпечується замкнений цикл від заготівлі біомаси до виробництва теплової енергії.

#### Потенціал соломи

Солома як паливо використовується в котлах або теплогенераторах для періодичного спалювання цілих тюків та з попереднім їх подрібненням. Поміж тим, найбільш зручним є спалювання соломи у вигляді гранул та брикетів у пальниках ретортного типу або на колосникових решітках.



Рис. 6. Солома – сировина для виготовлення пелет

Протягом декількох років в Україні спостерігається значний розвиток виробництва гранул із соломи. Основний обсяг продукції постачається на експорт, проте останнім часом намітилась позитивна тенденція збільшення споживання солом'яних гранул на внутрішньому ринку. Проблема використання таких гранул пов'язана з їх хімічним складом і технічними обмеженнями щодо можливості їх спалювання в типових котлах для деревних гранул.

#### Нюанси проектування

Площа ділянки, необхідної для спорудження котельні, визначається прийнятими технічними рішеннями щодо потужності, видом палива і типом обладнання. Під час планування забудови (ДБН 360-92\*\* «Містобудування. Планування і забудова міських та сільських поселень») для опалювальних котелень на твердому паливі, розташованих окремо та розміщених у районах житлової забудови, розмір земельної ділянки має бути не менше ніж 1 га за теплопродуктивності 5–10 Гкал/год, 2 га – для 10–50 Гкал/год, 3 га – для 50–100 Гкал/год і т. д. Площі ділянок можуть бути зменшені за умови дотримання вимог, які регламентуються іншими нормативними документами.

Промислові об'єкти, що є джерелами забруднення навколишнього середовища, повинні відокремлюватись від житлової забудови санітарно-

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

захисними зонами – від джерел викидів до межі житлової забудови, ділянок громадських установ, будинків і споруд. Для опалювальних котелень така зона встановлюється від димових труб та місць зберігання і підготовки палива, джерел шуму.

Основні будівельні вимоги до котелень потужністю понад 200 кВт викладені в ДБН В-2.5.77-2014 «Котельні». Більшість пунктів стосуються котелень у залежності від типу палива (рідке, тверде, газоподібне), а окремі вимоги залежать від виду палива (вугілля, торф, гранули). Під час розробки проектів котелень на біопаливі особливу увагу варто приділяти компонуванню обладнання (рис. 7), організації паливних складів і паливоподачі, системам газоочищення та золовидалення, протипожежним заходам.

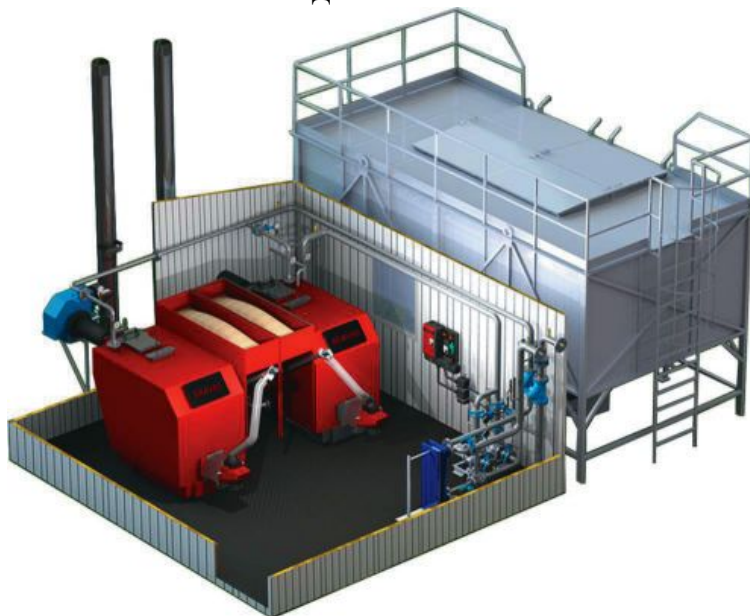


Рис. 7. Один із можливих варіантів проекту котельні на твердому біопаливі

Не допускається проектування котелень прибудованих, вбудованих, дахових для таких будинків і споруд громадського призначення, як дитсадки, навчальні заклади, заклади охорони здоров'я та соцзахисту населення. Кількість і потужність котлів, що встановлюють у котельні, потрібно вибирати за розрахунковою потужністю котельні з урахуванням режимів роботи при мінімальному навантаженні. Для споживачів першої категорії кількість котлів та їх сумарна потужність повинні забезпечувати надійний відпуск теплової енергії за умови виходу з ладу найбільш потужного котла. Встановлення котлів і теплогенераторів на відкритому повітрі допускається, якщо це передбачено їх конструкцією.

Склади твердого палива, як правило, проектуються відкритими. Проектування закритих складів допускається для районів зі щільною забудовою та в разі умов ущільненого будівництва. Місткість паливних складів, за умови постачання палива автотранспортом, може не перевищувати семидобового запасу. Склади біопаливних гранул, прибудовані до будівель котелень, не повинні перевищувати 150 м<sup>3</sup>.

#### Доцільна реконструкція

У муніципальному секторі найбільш доцільним кроком є реалізація проектів реконструкції діючих котелень. У реальних умовах при зниженні приєднаного

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		63

теплого навантаження на підприємствах теплопостачання створюється надмірна встановлена теплова потужність застарілих котлів.

Доцільним виглядає зменшення встановленої потужності обладнання за рахунок виведення з експлуатації морально застарілого обладнання та устаткування з низькою ефективністю. У першу чергу, з експлуатації та балансу необхідно вивести потужні котельні установки, які не використовуються та не можуть працювати з потужністю нижче приєданого теплового навантаження. Таким чином, з'являться вільні площі та можливості для впровадження сучасного ефективного теплогенерувального обладнання, яке працює на альтернативних видах палива.

#### Часті обмеження

Реалізація біоенергетичних проектів у багатьох випадках може бути ускладнена відсутністю можливості забезпечення санітарно-екологічних і протипожежних норм. Велика кількість муніципальних котелень, збудованих понад 40–60 років тому, свого часу були переведені на використання природного газу та опинились у щільній міській забудові. Складність переведення таких котелень на тверде паливо, зокрема біомасу, обумовлені не лише недостатніми для будівництва площами земельних ділянок, а й розташуванням у безпосередній близькості до житлової забудови, що пов'язано з високою ймовірністю порушення меж санітарно-захисних зон. Для таких об'єктів основними обмежувальними факторами є рівень шуму, викиди забруднюючих речовин, пожежні розриви та наявність під'їзних шляхів.

#### Економічна ефективність

Зазвичай реалізація проектів використання біомаси для виробництва теплової енергії зорієнтована на заміну природного газу. В індивідуальних котельнях виконуються проекти повного заміщення газу, а в котельнях централізованого теплопостачання великої потужності – часткового заміщення, де газові котли відіграють роль резервних та пікових.

Економія природного газу на кожен вироблену 1 Гкал теплової енергії з біомаси становить 132–165 м<sup>3</sup>, а скорочення викидів парникових газів при заміщенні газу біомасою – близько 1,9 т CO<sub>2</sub>/тис. м<sup>3</sup> (рис. 8).



Рис. 8. Економія газу та зниження викидів CO<sub>2</sub>

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		64

Економічна ефективність біоенергетичних проектів залежить від індивідуальних умов, що визначаються впливом таких основних факторів:

тривалість опалювального періоду та використання встановленої потужності обладнання, що залежить від кліматичних умов населеного пункту;

ціна на традиційне паливо, яка залежить від категорії споживачів;

ціна біопалива з доставкою, яка залежить від якості та виду палива, а також від відстані транспортування;

масштаб проекту, обсяг капітальних витрат та умови фінансування.

Для прикладу, опалювальний період у Сумській області може тривати 187 діб, а розрахункова температура дорівнює мінус 25°C, в той же час у Закарпатті тривалість опалювального періоду – 154 доби, а розрахункова температура дорівнює мінус 18°C.

На сьогоднішній день в Україні розрізняють чотири групи споживачів теплової енергії: населення, бюджетні установи та організації, комерційні споживачі та релігійні організації. Для кожної групи встановлюються різні ціни на природний газ, а, відповідно, й тарифи на теплову енергію. Більш економічно доцільним є заміщення теплової енергії для бюджетних установ і комерційних споживачів, де тарифи є найвищими.

Внаслідок заміщення дорогого природного газу більш дешевим біопаливом виникає економія коштів, яка може бути спрямована на повернення інвестицій. Заснована на цьому методика економічної оцінки проектів може застосовуватись для проектів, які фінансуються за рахунок власних коштів та реалізуються для забезпечення власних потреб у тепловій енергії. Для проектів, які передбачають залучення інвестицій та продаж теплової енергії стороннім споживачам, оцінку проектів варто виконувати на підставі аналізу інвестиційних показників – простого та дисконтованого терміну окупності (DPBP), чистої приведеної вартості (NPV) та внутрішньої норми рентабельності (IRR).

Економічна ефективність однакових проектів виробництва теплової енергії з різною вартістю біопалива може відрізнитись дуже суттєво, в т. ч. бути економічно недоцільною. У той же час, завдяки цілорічному виробництву та реалізації «зеленої» електричної енергії та збуту теплової енергії будівництво потужних котелень і ТЕЦ на агробіомасі в системах централізованого теплопостачання може бути економічно доцільним.

Витрати капітальні та експлуатаційні

У структурі витрат на виробництво теплової енергії витрати на біопаливо можуть становити 40–60%, а тому вартість палива є ключовим параметром економічної доцільності заміщення традиційних видів палива.

На підставі аналізу даних про результати 200 публічних закупок дров на суму понад 100 млн грн у 2017 році можна зробити висновок, що ціна на біопаливо в залежності від якості та регіону може відрізнитись у кілька разів, що пов'язано з витратами на доставку. У перерахунку на масу середня вартість дров становить 900 грн/т, з ПДВ. Вартість паливних гранул із доставкою – 1170–3400 грн/т, брикетів – 1300–3700 грн/т, а деревної тріски – 800–1400 грн/т.

До капітальних витрат на реалізацію будівельних проектів відносяться обладнання і матеріали, роботи та послуги, організаційні витрати, податки та

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

збори. Ціноутворення під час розробки проектів та будівництва базується на нормативно-розрахункових показниках і поточних цінах трудових та матеріально-технічних ресурсів.

Вартість проектних робіт для котельні залежить від потужності об'єкта, виду робіт, типу палива та інших ускладнювальних факторів. Кількість стадій проектування залежить від класу наслідків об'єктів будівництва. Для котельень з класом наслідків СС1 проектування виконується в одну (робочий проект), для СС2 – у дві (ТЕО + робочий проект) або три стадії проектування (ТЕО + проект + робоча документація). Витрати на стадію ТЕО становлять 20–25% від загальних витрат на проектування. За усередненою оцінкою вартість розробки проектно-кошторисної документації – близько 5% від загальної вартості будівництва.

Згідно з проведеними дослідженнями щодо закупівлі твердопаливних котлів, які працюють на біопаливі, для потреб муніципального сектору здебільшого використовується дешеве вітчизняне обладнання. Його середня вартість становить 0,5–1,5 тис. грн/кВт, з ПДВ. У той же час вартість проектів «під ключ» коливається в дуже широкому діапазоні та залежить як від обладнання, так і від обсягів будівельних робіт.

### **Екологічна складова енергетичної політики з урахуванням європейських регламентів**

Вся історія розвитку людства, становлення цивілізації тісно взаємопов'язана з освоєнням енергії, розвитком енергетики. Енергетика, і зокрема паливно-енергетичний комплекс, виступає основою існування і поступового розвитку цивілізації. Енергетика, через концентрування величезних матеріальних ресурсів, перероблення колосальних (у світових масштабах) паливно-енергетичних ресурсів втручається у біосферу, гідро-, літо- й атмосферне середовище та негативно його змінює (Маляренко, 2004).

Спровоковані антропогенною діяльністю екологічні катастрофи (які останніми роками стали частими у порівнянні зі всією історією людства) за своїми масштабами руйнівного потенціалу не поступаються навіть ядерній загрозі. Тому енергетику недостатньо розглядати лише на базі взаємодії з екологією на рівні лише окремих локальних впливів (на рівні держави, регіону), а на планетарній основі. Людство стикнулося із тьома глобальними проблемами: забезпечення продуктами харчування, енергією, екологічна безпека. Ці проблеми тісно взаємозв'язані між собою. Актуальними дані проблеми є для ЄС, України.

Особливе місце енергетики у вирішенні даних проблем полягає в тому, що від рівня її розвитку напряму залежить рівень розвитку економіки країни, а з іншого боку і стан навколишнього середовища. Кожен етап розвитку супроводжувався все вищим рівнем споживання енергії у поєднанні із різким загостренням екологічної проблеми. Важливим виступає завдання вивчення умов утворення шкідливих викидів у процесі виробництва теплової, електричної енергії, та їх впливу на навколишнє середовище, розроблення методів (засобів) їх нейтралізації. Актуальність даних проблем в Україні характеризується не

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		66

лишень недосконалыми енерготехнологіями, високим темпом використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) (Маляренко, 2004) але і високим рівнем енергоємності національної економіки.

Також за останні роки відбулося значне підвищення рівня концентрації CO<sub>2</sub> в атмосфері. Наслідком цього став “парниковий ефект” (підвищення рівня температури Землі). Крім шкідливих через надмірність викидів CO<sub>2</sub>, паливоспалювальні, теплоенергетичні установки виробляють небезпечні для навколишнього середовища викиди теплові (нагрітої води, газів), хімічні (оксиди сірки, азоту тощо), золу, сажу, які зі збільшенням масштабів виробництва енергії створюють серйозні проблеми.

Усунути або мінімізувати дані викиди можна лише за допомогою глибокого розуміння всіх процесів перетворення енергії (поетапно), починаючи із видобування первинних енергоресурсів, завершуючи використанням споживачем енергії вже у кінцевому її вигляді.

Досить важливою стороною проблеми взаємодії енергетики країни та навколишнього середовища виступає основоположна роль умов природного середовища (довкілля) у розв’язанні практичних завдань енергопостачання (вибір типу енергетичних установок, дислокації підприємств, вибір потужностей, енергоресурсів, облікування їхнього впливу на навколишнє середовище, застосування енергозберігаючих технологій, заходів, зниження рівня енергозатратності економіки та ін.) (Маляренко, 2004).

Ситуацію, що склалася в Україні, потрібно розглядати як гранично конфліктну із навколишнім середовищем. Необхідними до врахування на всіх етапах гармонійного розвитку енергетики виступають аспекти екології (принципи взаємозалежності, гармоніювання людини та природи) (Маляренко, 2004).

Враховуючи останні негативні тенденції на енергетичному ринку України (перш за все це стосується такої складової, як природній газ та його постачання з країни агресора), найпершим кроком має виступати скорочення використання природного газу за рахунок збільшення частки твердого палива у структурі виробництва електричної, теплової енергії. Але, не все так просто, перерозподілення видів застосованих в Україні видів палив на користь твердого палива (згідно із енергетичною стратегією до 2030 р. планувалося збільшити видобуток вугілля вдвічі) загострить не просте екологічне становище, насамперед це стосується великих промислових центрів.

Цього реально не відбудеться, оскільки підвищення частки вугілля у енергобалансі України по-перше, стане тягарем для бюджету України (через завищену ціну на імпорт вугілля, (сумнозвісний «Роттердам+»)), по-друге, посилить низку екологічних а також соціальних проблем, не кажучи вже про окуповані території – основні місця покладів вугілля.

Враховуючи саме екологічну проблему потрібно зазначити, що видобування вугілля спричиняє значні місцеві екологічні проблеми (які переростають в загальнодержавні) такі як: забруднення річок, інших водойм, повітря. А в процесі перетворення в електроенергію шляхом його спалювання у теплових електростанціях воно забруднює повітря шкідливими речовинами, пилом тощо.

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

Крім того нарощування обсягів видобування вугілля призведе до підвищення рівня викидів парникових газів. А це буде суперечити міжнародному процесу боротьби зі зміною клімату. А Україна виступає стороною Рамкової Конвенції ООН зі зміни клімату та Кіотського протоколу (Міжнародна угода до Рамкової конвенції ООН, що встановлює обов'язки щодо зниження викидів парникових газів для розвинених країн, країн з перехідною економікою), тобто має сприяти зниженню викидів парникових газів.

Вже у енергетичній стратегії до 2035 р. заплановано поступове зниження частки вугілля у структурі загального первинного постачання енергії в Україні, однак, як показує досвід попередніх стратегій, їх реалізування, запланованих значень щодо оптимізування структури так і не було досягнуто.

Підсумовуючи, можна констатувати що характерною особливістю впливу енергетики України на екологію, клімат є його багатоплановість, тобто наявність впливу одночасно на різні компоненти навколишнього середовища країни такі як: атмосфера, гідросфера, біосфера, літосфера тощо). Відмінним є і характер даного впливу, що проявляється відчуженням деяких територій, спотворенням ландшафтів, техніко-механічними порушеннями, хімічним, тепловим, радіоактивним та іншими видами забруднення, радіаційними, тепловими, акустичними й іншими фізичними впливами тощо

Вказані негативні наслідки можуть проявлятися як в епізодичному, або ж локальному, так і у глобальному рівнях (масштабах континенту, світу).

Одним із головних та першочергових завдань у системі управління енергетикою країни для її подальшого розвитку виступає розроблення та реалізування політики повного забезпечення існуючих потреб України в паливно-енергетичних ресурсах за умов дотримання вимог їх раціонального використання, мінімізування негативного впливу на навколишнє середовище із урахуванням взятих Україною міжнародних природоохоронних зобов'язань, соціально-економічних пріоритетів, обмежень тощо.

При чому необхідно сформулювати таку стратегію гармонійного розвитку енергетичного сектору країни, що дозволяла би підтримувати його стійкі конкурентні переваги у довгостроковому періоді.

Будь-яка політика спрямована на удосконалення функціонування енергетичної системи країни, її окремих елементів. Управління системою не може бути сформованою без детального аналізування існуючої ситуації, факторів, які впливають на неї тощо.

Крім того при розробленні політики потрібно описати стан справ із урахуванням інтересів всіх зацікавлених сторін. Аналізування ситуації, що склалася на конкретний момент часу повинне включати процеси аналізування проблем, цілей, стратегій управління розвитком енергетичної системи.

З метою задоволення потреб всіх цільових груп енергетичної сфери країни доцільним є їх залучення до процесу здійснення даного аналізування.

Нами пропонуються наступні цілі енергетичної політики України:

пріоритетність дотримання вимог екологічної та економічної безпеки;

дотримання екологічних норм і стандартів (в тому числі й обов'язків взятих при ратифікуванні Україною міжнародних угод у сфері екології) охорони

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		68

навколишнього природного середовища (довкілля) при використанні природних ресурсів;

мінімізування техногенного впливу підприємств паливно- енергетичного комплексу України на навколишнє середовище, населення за рахунок підвищення рівня ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів та енергозбереження;

мінімізування викиду екологічно шкідливих речовин під час виробничих, видобувних процесів шляхом впровадження прогресивних технологій видобування (виробництва), транспортування, використання паливно-енергетичних ресурсів в усіх галузях паливно-енергетичного комплексу України, ліквідування підприємств з неприйнятним рівнем екологічної безпеки, реалізування заходів превентивного характеру із охорони довкілля;

мінімізування шкідливого впливу на навколишнє середовище за допомогою локалізування викидів, скидів тощо із подальшим їх нейтралізуванням, складуванням та утилізуванням;

мінімізування та усунення, за можливості, небезпечних наслідків заподіяних через екологічно небезпечні впливи підприємств паливно- енергетичного комплексу України на навколишнє середовище, населення тощо.

Дані цілі є цілком досяжними, однак є певні обмежувальні фактори:

негативна спадщина техногенного характеру, утворена через недостатню увагу до вирішення екологічних проблем функціонування паливно-енергетичного комплексу України у минулі період

інтенсивне, але не ефективне удосконалення природоохоронного законодавства; відсутність дієвих механізмів стимулювання заходів щодо екологізації підприємств паливно-енергетичного комплексу України, складна економічно-соціальна ситуація в галузях паливно- енергетичного комплексу України; обмеженість у залученні інвестиційних ресурсів у короткостроковій перспективі (до 10 р.) для вирішення завдань щодо екологізації енергетики.

Враховуючи дані фактори, стратегія екологізації паливно-енергетичного комплексу України повинна базуватися на концепції поетапного розроблення та реалізування заходів екологізації залежно від їх вартості та на принципі пріоритетності заходів, що будуть здійснюватися на кожному із етапів та визначатимуться рівнем їх екологічної актуальності, очікуваної еколого-економічною ефективності.

Виходячи із вказаної концепції та принципу високої ефективності та екологічності доцільно провести екологізацію енергетики України поетапно (4 етапи): на першому етапі основну увагу доцільно зосередити на реалізуванні маловитратних заходів екологізації, на другому – середньо- витратних, і, можливо, частково високовитратних заходів, на третьому етапі доцільно здійснити найефективніші, хоча і високотехнічні та високовитратні заходи екологізації, на четвертому етапі потрібно освоювати на рівні держави, підприємств паливно-енергетичного комплексу, домашніх господарств принципово нові екологічно чисті енергоносії, джерела енергії, технології її виробництва тощо. На всіх вказаних етапах паралельно потрібно реалізовувати політику підвищення рівня енергозбереження, рівня енергоефективності,

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

оскільки необхідні витрати на екологізацію енергетики, забезпечення імпорту паливно-енергетичних ресурсів без даної політики будуть просто неможливими для економіки України.

Для реалізування даної стратегії необхідним кроком є створення у складі державної системи контролювання (моніторингу) довкілля (навколишнього природного середовища) країни галузевої системи моніторингу (контролювання) обсягів шкідливого впливу на довкілля (навколишнє природне середовище), яка би інтегрувалася у відповідні регіональні, міжнародні (зокрема європейські) системи з метою отримання в неперервному режимі даних щодо розміру шкідливого впливу підприємств паливно-енергетичного комплексу України на навколишнє природне середовище, здійснення реального оцінювання рівня ефективності заходів, що вживаються для екологізації підприємств паливно-енергетичного комплексу країни, вчасного регулювання (корегування) планів стратегії тощо.

Основними пропонованими нами напрямками екологізації паливно-енергетичного комплексу України повинні бути наступними:

покращення рівня якості вугілля, що використовується ТЕС України;  
впровадження новітніх технологій виробництва електроенергії, тепла;  
оснащення підприємств паливно-енергетичного комплексу ефективними засобами уловлення (зниження обсягів) шкідливих речовин тощо;

підвищення рівня ефективності дегазації вугільних родовищ;  
запобігання тепловому, хімічному забрудненню поверхневих, підземних вод за рахунок зменшення рівня теплових, хімічно забруднених скидів підприємств шляхом удосконалення виробничих технологій, схем водопостачання, очищення стічних вод тощо;

запобігання процесам спотворення природних ландшафтів країни, забруднення поверхні при видобуванні/переробленні вугілля твердими відходами;

забезпечення ядерної, радіаційної безпеки ядерно-енергетичних об'єктів, враховуючи нарощування частки даної енергії у загальному первинному постачанні енергії України;

мінімізування втрат первинних енергоносіїв (вугілля, нафти, газу тощо) при їх видобуванні, переробленні, транспортуванні, споживанні за рахунок впровадження інноваційних технологій, обладнання;

розроблення і застосування високоефективних технічних засобів, організаційних способів ліквідування негативних екологічних наслідків аварій, техногенних катастроф на енергетичних об'єктах країни;

впровадження системи безперервного моніторингу (контролювання) екологічних показників об'єктів паливно-енергетичного комплексу України;

нарощування обсягів відновлюваних, нетрадиційних джерел енергії;

зниження рівня енергоемності продукції (який є один з найвищих у світі);

підвищення рівня економного витрачання енергоресурсів тощо.

Визначальною складовою сучасної цивілізації виступають глобалізаційно-інтеграційні процеси. Вони охопили і охоплюють все більше країн а також галузей. Не залишилася осторонь і енергетична галузь. Зокрема це стосується

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

паливно-енергетичного комплексу Європейського континенту. Процеси ресурсопостачання, ресурсозбереження Європи відіграють визначальну роль у транзитній, енергетичній складових економіки України.

В результаті підписання між Україною і ЄС Угоди про асоціацію було закріплено прийняті зобов'язання (в рамках Європейського енергетичного співтовариства) та визначено графік їх імплементації (зокрема європейських директив, які спрямовані на трансформування інституційного середовища на ринках електричної енергії, природного газу (це директиви Другого, Третього енергетичних пакетів), техніко-технологічної структури виробничих потужностей, енергетичного балансу в цілому (це директиви простимулювання використання відновлювальних джерел енергії, рівень енергоефективності, обмеження викидів шкідливих речовин тощо).

Паризька Угода виступає новим всеохоплюючим договором, за яким країни впроваджуватимуть заходи, спрямовані на активну боротьбу зі зміною клімату. Вона закладає спільний курс світового господарства до проведення глобальної декарбонізації економіки розрахований на період до кінця 21 століття. Україна ратифікувала Паризьку угоду 14 липня 2016 (підписала 22 квітня 2016 року у м. Нью-Йорку) (Верховна Рада України, 2016).

Прийнята Енергетична стратегія України у 2006 році переглядалася аж у 2012 році, хоча про значну невідповідність фактичних даних більшості ключових показників, запланованих стратегією було відомо вже у 2010 році (першому звітному році стратегії). Оновлена стратегія (до 2035 р.) містить видозмінені цілі, також одна з попередніх цілей відсутня, а на її місці встановлено нову.

Розвиток відновлювальних джерел енергії повинен виступати важливим напрямком енергетики України, оскільки дозволить замінити вичерпні енергетичні продукти карбон-гідрокарбонної групи, значна частина яких імпортується. А відновлювальні джерела енергії, як правило, є внутрішніми. Це відповідно дозволить також підвищити рівень енергетичної безпеки України.

Ідентифікацію валентності розподільчої інфраструктури доцільно провести на двох рівнях: перший рівень – встановлення прогнозованості показників енергетичного споживання в Україні за основними статистичними показниками, це уможливить виявити загальні тенденції розвитку енергосектору, оскільки обсяги енергоспоживання відбуваються через розподільчу інфраструктуру. Гіпотеза щодо виділеного нами першого рівня аналітико-статистичного дослідження: високий рівень прогнозної результативності енергоспоживання за секторальною спеціалізацією є індикатором розвитку енергетичної інфраструктури в контексті підвищення конкурентоспроможності як окремих суб'єктів енергоринку, так і економіки країни загалом. Другий рівень – техніко-економічні показники функціонування розподільчих мереж: електричні навантаження за днями режимних замірів, витрати електроенергії на її передачу, надійність роботи електромереж, виконання інвестиційних програм та ремонтних проектів. Гіпотеза: прогнозованість другого рівня дослідження вказує на дисбаланси у політиці розвитку державних, приватних підприємств, територіальних громад та імплементації вимог Четвертого Енергетичного пакету у частині підключення роздрібного споживача/постачальника до мереж та

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		71

створення конкурентних умов щодо продажу згенерованої електроенергії енергопостачальним компаніям.

Враховуючи останні негативні тенденції на енергетичному ринку України (перш за все це стосується такої складової, як природній газ та його постачання з країни агресора), найпершим кроком має виступати скорочення використання природного газу за рахунок збільшення частки твердого палива у структурі виробництва електричної, теплової енергії. Але, не все так просто, перерозподілення видів застосованих в Україні видів палив на користь твердого палива (згідно із енергетичною стратегією до 2030 р. планувалося збільшити видобуток вугілля вдвічі) загострить не просте екологічне становище, насамперед це стосується великих промислових центрів.

Основними пропонованими нами напрямками екологізації паливно-енергетичного комплексу України повинні бути наступними: покращення рівня якості вугілля, що використовується ТЕС України; впровадження новітніх технологій виробництва електроенергії, тепла; оснащення підприємств паливно-енергетичного комплексу ефективними засобами уловлення (зниження обсягів) шкідливих речовин тощо; підвищення рівня ефективності дегазації вугільних родовищ; запобігання тепловому, хімічному забрудненню поверхневих, підземних вод за рахунок зменшення рівня теплових, хімічно забруднених скидів підприємств шляхом удосконалення виробничих технологій, схем водопостачання, очищення стічних вод тощо; запобігання процесам спотворення природних ландшафтів країни, забруднення поверхні при видобуванні/переробленні вугілля твердими відходами; забезпечення ядерної, радіаційної безпеки ядерно-енергетичних об'єктів, враховуючи нарощування частки даної енергії у загальному первинному постачанні енергії України; мінімізування втрат первинних енергоносіїв (вугілля, нафти, газу тощо) при їх видобуванні, переробленні, транспортуванні, споживанні за рахунок впровадження інноваційних технологій, обладнання; розроблення і застосування високоефективних технічних засобів, організаційних способів ліквідування негативних екологічних наслідків аварій, техногенних катастроф на енергетичних об'єктах країни; впровадження системи безперервного моніторингу (контролювання) екологічних показників об'єктів паливно-енергетичного комплексу України; нарощування обсягів відновлюваних, нетрадиційних джерел енергії; зниження рівня енергоємності продукції (який є один з найвищих у світі); підвищення рівня економного витрачання енергоресурсів тощо.

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Список використаної літератури

1. ДБН В.2.2-15-2005 Будинки і споруди. Житлові будинки. Основні положення [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1>
2. ДБН В.2.5-39:2008 Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-204>
3. ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1018>
4. ДБН В.2.5-77:2014 "Котельні" [Електронний ресурс] / Режим доступу: [https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn\\_v\\_2\\_5\\_77/1-1-0-1185](https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_77/1-1-0-1185)
5. ДБН В.2.5-77:2014 "Котельні" [Електронний ресурс] / Режим доступу: [https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn\\_v\\_2\\_5\\_77/1-1-0-1185](https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_77/1-1-0-1185)
6. Джерела енергопостачання промислових підприємств [Електронний ресурс] [Текст] : метод. рекомендації до викон. курсового проекту для студ. освіт. ступ. "Бакалавр" спец. 144 "Теплоенергетика" ден. форми навч / уклад.: В. М. Філоненко; Нац. ун-т харч. технол. — Київ : НУХТ, 2017. — 60 с.
7. Ковалько М.П., Денисюк С.П. Енергозбереження. Пріоритетний напрямок державної політики України. — Київ: УЕЗ. — 1998. — 306 с.
8. Проектування котелень з паровими та водогрійними котлами: Метод. вказівки до викон. кваліфікаційного проекту "Система тепlopостачання житлово-промислового району міста" рівня підготовки бакалавра для студентів напряму 6.050601 "Теплоенергетика" ден. та заоч. форм навч. Частина 2. / Уклад.: М.О. Прядко, В.М. Філоненко. —К.: НУХТ, 2011. — 110 с.

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №3 в м. Хмельницький <b>Список використаної літератури</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Чеміс В.О.						73
Перевірив		Самійленко С.М.				ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

9. Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.В. Проектування системи теплопостачання житлово-промислового району міста. Мет. вказ. до виконання кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра, напряму 6.050601 “Теплоенергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. . – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.
10. Практика впровадження твердопаливних котелень у ЖКГ України [Електронний ресурс] // Режим доступа: [www.aw-therm.com.ua/praktika-vprovadzhennya-tverdopalivnih-kotelen-u-zhkg/](http://www.aw-therm.com.ua/praktika-vprovadzhennya-tverdopalivnih-kotelen-u-zhkg/)
11. Торчинский Я.М. Нормирование расхода газа для отопительных котельных. – Л.: Недра. – 1991. – 163 с.

					КР 000.144.005.008.2022.ПЗ	Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		