

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

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

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Сергій БЛАЖЕНКО  
(підпис) (ім'я та прізвище)

\_\_\_\_\_ Валентин ПЕТРЕНКО  
(підпис) (ім'я та прізвище)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 р.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 р.

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

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

освітньо-професійної програми \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ Теплоенергетика та енергоефективні технології

на тему: \_\_\_\_\_ Проект системи теплопостачання житлово-промислового  
\_\_\_\_\_ району №2 в місті Миргород

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

\_\_\_\_\_ Лампіцький Олександр Анатолійович \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

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

Рецензент \_\_\_\_\_  
(ім'я та прізвище) (підпис)

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

Здобувач \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ — 2023 р.

# НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

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

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 144 Теплоенергетика

(код і назва)

Освітньо-професійна програма Теплоенергетика та енергоефективні технології  
(назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри ТЕХТ

проф.Валентин ПЕТРЕНКО

“14” квітня 2023 року

## З А В Д А Н Н Я

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Лампівського Олександра Анатолійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №2 в місті Миргород

керівник роботи к.т.н.,доц. Бойко Володимир Олександрович  
( прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

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

2. Строк подання здобувачем роботи 06.06.2023 року  
3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 10,0 МВт; температура теплоносія 95 °С; розрахункова температура -23 °С; температура зовнішнього повітря -1,9 °С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду 187 діб; температури мережної води  $\tau_{01}/\tau_{02}:150^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$ .

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

1. Розрахунок теплових навантажень житлово–промислового району міста

2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

3. Охорона праці

4. Творче завдання на тему “Сучасний стан та перспективи розвитку відновлювальної енергетики в Україні та світі”

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 14.04.2023

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломний проект	01.05-03.05.2023	Виконано
2	Аналіз літературних джерел	04.05-10.05.2023	Виконано
3	Виконання розділу №1 КР	11.05-18.05.2023	Виконано
4	Виконання розділу №2 КР	19.05-24.05.2023	Виконано
5	Виконання розділу №3 КР	25.05-27.05.2023	Виконано
6	Виконання розділу №4 КР	28.05-01.06.2023	Виконано
7	Оформлення ПЗ, креслень	02.06-06.06.2023	Виконано

**Здобувач** \_\_\_\_\_  
(підпис)

**Керівник роботи** \_\_\_\_\_  
(підпис)

**Олександр ЛАМПІЦЬКИЙ** \_\_\_\_\_  
(ім'я та прізвище)

**Володимир БОЙКО** \_\_\_\_\_  
(ім'я та прізвище)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. Розрахунок теплових навантажень житлово – промислового району міста.....	8
1.1. Вихідні дані до проекту.....	8
1.2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району.....	10
1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях.....	15
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія.....	24
1.5. Вихідні дані до розділу 2.....	26
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	28
2.1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами.....	28
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні.....	31
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами ...	32
2.4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні.....	43
2.5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	47
РОЗДІЛ 3. Охорона праці.....	56
РОЗДІЛ 4. Сучасний стан та перспективи розвитку відновлювальної енергетики в Україні та світі .....	71
Список використаної літератури .....	111

					<b>00КРБ 144ОПТЕ00.004.210735.2023.ПЗ</b>				
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата					
Розробив	Лампицький О.				<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №2 в м.Миргород</i>		Літера	Аркушів	Аркуш
Перевірив	Бойко В.О.				<i>ЗМІСТ</i>			112	4
Рецензув.					ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ				
Затвердив	Петенко В.П.								

## АНОТАЦІЯ

**Лампицький О.А. Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №2 в місті Миргород - кваліфікаційна робота на правах рукопису.**

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі тепlopостачання житлового району на 32 квартали, знайдені графіки залежності теплових навантажень опалення, вентиляції та гарячого водопостачання району від температури зовнішнього повітря, графік залежності температур і витрати мережної води від температури зовнішнього повітря, графік річної сумарної витрати теплоти.

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

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

Четверта частина – Сучасний стан та перспективи розвитку відновлювальної енергетики в Україні та світі.

Графічна частина виконана на 4 листах формату А1.

**Ключові слова:** тепловий розрахунок, котельня, графіки навантажень, теплове обладнання, схема абонентського приєднання, водогрійна котельня, відновлювальна енергетика.

Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.004.210735.2023.ПЗ			
Розробив		Лампицький О.			Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №2 в м.Миргород Анотація	Літера	Аркушів	Аркуш
Перевірів		Бойко В.О.					112	5
Рецензув.						ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив		Петренко В.П.						

## ABSTRACT

**Synelnyk N.A. Project of heat supply system of residential-industrial district №2 in the city of Myrhorod** - 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 48 quarters, found graphs of dependence of heat loads of heating, ventilation and hot water supply of the area on the outside air temperature, graph of temperature and network water consumption from outside air temperature, schedule of annual total heat consumption.

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

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

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

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

Key words: thermal calculation, boiler house, load schedules, thermal equipment, subscriber connection scheme, water-heating boiler room, renewable energy.

					КР 144ОПТЕ00.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		6

## ВСТУП

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

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

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

Для реалізації цього виконані такі задачі :

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

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.004.210735.2023.ПЗ					
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №2 в м. Миргород</i>			Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Лампіцький О.А.								112	7
Перевірив	Бойко В.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ					
Рецензув.										
Затвердив	Петренко В.П.				<b>ВСТУП</b>					

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

## 1.1 ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Миргород.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №6 (32 житлових квартали).
3. Структура теплового навантаження:
  - 3.1. Опалення житлових кварталів;
  - 3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів;
  - 3.3. Вентиляція громадських будівель;
  - 3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства 10,0 МВт (Теплоносій – гаряча вода  $t_2'' = 95\text{ }^\circ\text{C}$ , степінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення  $t_{\text{вн}} = (-23)\text{ }^\circ\text{C}$ .
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період –  $t_{\text{ср,оп}} = (-1,9)\text{ }^\circ\text{C}$ .
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції –  $-10\text{ }^\circ\text{C}$ .
7. Температура початку опалювального періоду,  $t_{\text{зпр}} = +8\text{ }^\circ\text{C}$
8. Температура точки “зламу”,  $t_{\text{з.з}}$  (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:
  - максимально зимового;
  - точки “зламу” температурного графіка опалення;
  - літнього.
10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
11. Тривалість опалювального періоду –  $n_{\text{о}} = 187$  діб.
12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього повітря, діб

Таблиця 1.1

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, $^\circ\text{C}$							
	-30...-25	-25...-20	-20...-15	-15...-10	-10...-5	-5...0	0...+5	+5...+8
У вказаному інтервалі	0,0	0,0	1,0	7,0	20,7	49,3	31,6	76,9
Нижче даної	0,0	0,5	1,5	8,5	29,2	78,5	110,1	187,0

					<b>00КРБ 144ОПТЕ00.004.210735.2023.ПЗ</b>			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №4 в м. Хмельницький <b>РОЗДІЛ І</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Лампіцький О.А.					102	8
Перевірив		Бойко В.О.				ТЕ4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

- 13. Розрахункові температури мережної води  $\tau'_{01}/\tau'_{02}:150^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$ .
- 14. Система теплопостачання – закрита
- 15. Метод регулювання теплового навантаження на опалення - центральне якісне регулювання спільно з місцевим кількісним регулюванням.
- 16. Схема підключення підігрівників гарячого водопостачання до системи опалення - двоступенева змішана.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

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

1.2.1. Викреслюємо план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:6200 .

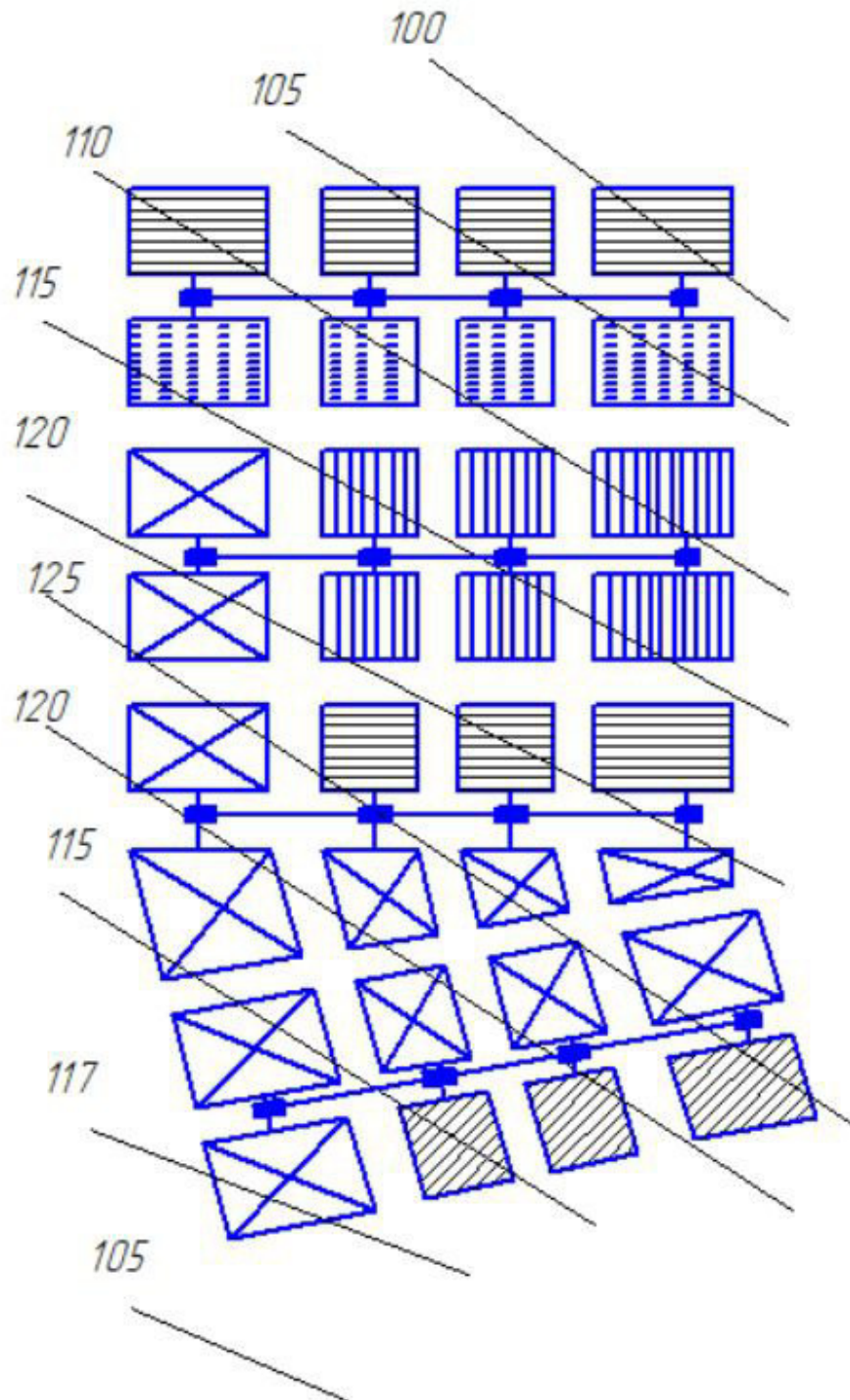


Рис.1.1 План району

1.2.2. Нумеруємо на плані району квартали району тепlopостачання.

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

$$F_{\text{ж}} = F_i f_i = 0,83 \cdot 5800 = 4789,79 \text{ м}^2$$

де  $f_i$  - густина (щільність) житлового фонду,  $\text{м}^2/\text{га}$ , приймається в залежності від поверховості забудови (Додаток 8 [1]).

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк. 10
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$Q'_{o\ max} = q_o F_{ж}(1 + K_{гр})10^{-6} = 77,8 \cdot 4789,79(1 + 0,25)10^{-6} = 0,47\ \text{МВт}$$

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

1.2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{в\ max} = q_{г} m 10^{-6} = 376 \cdot 239 \cdot 10^{-6} = 0,06\ \text{МВт}$$

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:

$$m = \frac{F_{ж}}{f_3} = \frac{4789,79}{20} = 239$$

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

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

$$Q'_{гвп} = q_{г} m 10^{-6} = 376 \cdot 239 \cdot 10^{-6} = 0,09\ \text{МВт}$$

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 1.2.

Таблиця 1.2

### Розрахунок теплових навантажень

Номер квартала	Площа квартала, га	Густина (щільність) житлового фонду, $\text{м}^2/\text{га}$	Житлова площа кварталу, $\text{м}^2$	Кількість мешканців, люд.	Теплові потоки, МВт			
					Опалення $Q'_{o\ max}$	Вентиляція $Q'_{в\ max}$	$Q'_{гвп}$	Всього: 6+7+8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,83	5800	4789,79	239	0,47	0,06	0,09	0,61
2	0,59	5800	3421,28	171	0,33	0,04	0,06	0,44
3	0,59	5800	3421,28	171	0,33	0,04	0,06	0,44
4	0,83	5800	4789,79	239	0,47	0,06	0,09	0,61
5	0,83	7500	6193,69	310	0,60	0,07	0,12	0,79
6	0,59	7500	4424,06	221	0,43	0,05	0,08	0,57
7	0,59	7500	4424,06	221	0,43	0,05	0,08	0,57
8	0,83	7500	6193,69	310	0,60	0,07	0,12	0,79
9	0,83	7500	6193,69	310	0,60	0,07	0,12	0,79
10	0,59	6100	3598,24	180	0,35	0,04	0,07	0,46
11	0,59	6100	3598,24	180	0,35	0,04	0,07	0,46
12	0,83	6100	5037,53	252	0,49	0,06	0,09	0,64
13	0,83	7500	6193,69	310	0,60	0,07	0,12	0,79

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ			Арк.
								11
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				

14	0,59	6100	3598,24	180	0,35	0,04	0,07	0,46
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
15	0,59	6100	3598,24	180	0,35	0,04	0,07	0,46
16	0,83	6100	5037,53	252	0,49	0,06	0,09	0,64
17	0,83	7500	6193,69	310	0,60	0,07	0,12	0,79
18	0,59	5800	3421,28	171	0,33	0,04	0,06	0,44
19	0,59	5800	3421,28	171	0,33	0,04	0,06	0,44
20	0,83	5800	4789,79	239	0,47	0,06	0,09	0,61
21	1,33	7500	9982,50	499	0,97	0,12	0,19	1,27
22	0,73	7500	5445,00	272	0,53	0,06	0,10	0,70
23	0,53	7500	3981,66	199	0,39	0,05	0,07	0,51
24	0,35	7500	2631,75	132	0,26	0,03	0,05	0,34
25	0,88	7500	6636,09	332	0,65	0,08	0,12	0,85
26	0,64	7500	4764,38	238	0,46	0,06	0,09	0,61
27	0,64	7500	4764,38	238	0,46	0,06	0,09	0,61
28	0,70	7500	5274,84	264	0,51	0,06	0,10	0,67
29	0,88	7500	6636,09	332	0,65	0,08	0,12	0,85
30	0,64	4500	2858,63	143	0,34	0,04	0,05	0,43
31	0,64	4500	2858,63	143	0,34	0,04	0,05	0,43
32	0,59	4500	2668,05	133	0,32	0,04	0,05	0,41
Всього:	19,25		130544,78	6527	12,70	1,52	2,45	16,67

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

$$Q'_{ГВП\ max} = 2,4Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 2,45 = 5,88 \text{ МВт}$$

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

$$Q_{ГВП\ л}^{сеп} = Q'_{ГВП} \frac{55 - t_{x.в.л}}{55 - t_{x.в.з}} \beta = 2,45 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 1,57 \text{ МВт}$$

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

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

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

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

$$Q_o = Q'_{o\ max} \bar{Q}_o = Q'_{o\ max} t_{в.п} \frac{t_{в.п} - t_3}{t_{в.п} - t_{3,0}} = \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} \text{ МВт}$$

$$Q_v = Q'_{v\ max} \bar{Q}_o = Q'_{v\ max} t_{в.п} \frac{t_{в.п} - t_3}{t_{в.п} - t_{3,0}} = \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} \text{ МВт}$$

де  $t_{в.п}$  - температура повітрі всередині приміщення, +18 °С;  $t_{3,0}$  - розрахункова температура зовнішнього повітря на опалення, °С.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ			Арк.
								12
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				

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

1.2.14. Зводимо результати розрахунків теплових навантажень в таблицю 1.3.

Таблиця 1.3

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

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при t <sub>з</sub>					літо
			t <sub>з,о</sub>	t <sub>з</sub>	t <sub>з</sub> <sup>серед.опал</sup>	t <sub>з,з</sub>	t <sub>зпк</sub>	
			-23,00	-10	-1,90	3,40	8	
1	Q <sub>о</sub>	МВт	1,00	0,68	0,49	0,36	0,24	
2	Q <sub>о</sub>	МВт	12,70	8,67	6,16	4,52	3,10	
3	Q <sub>в</sub>	МВт	1,52	1,04	0,74	0,54	0,37	
4	Q <sub>ГВП</sub>	МВт	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	1,57
5	Q <sub>ГВП max</sub>	МВт	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	3,77
6	Всього: 2+3+4	МВт	16,67	12,16	9,36	7,52	5,92	1,57
7	Всього: 2+3+5	МВт	20,11	15,60	12,79	10,95	9,36	3,77

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти:

- на опалення:

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

$$= 12,7 \cdot 187 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-1,9)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 99592,88 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

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

$$= 1,52 \cdot 187 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-1,9)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 7946,52 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

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

$$= (2,45 \cdot 187 \cdot 24 + 2,57 \cdot (8400 - 187 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 47189,42 \text{ ГДж/рік}$$

де n<sub>о</sub> - 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<sub>з</sub><sup>серед.опал</sup> - середня температура зовнішнього повітря протягом опалювального періоду, °С.

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

$$\Sigma Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 99592,88 + 7946,52 + 47189,42 =$$

$$154728,82 \text{ ГДж/рік}$$

$$\Sigma Q^{річн} 42980,23 \text{ МВт-год/рік}$$

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

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						13
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

3	Архив	№ докум.	Підпис	Дата
---	-------	----------	--------	------

КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ

Архив	14
-------	----

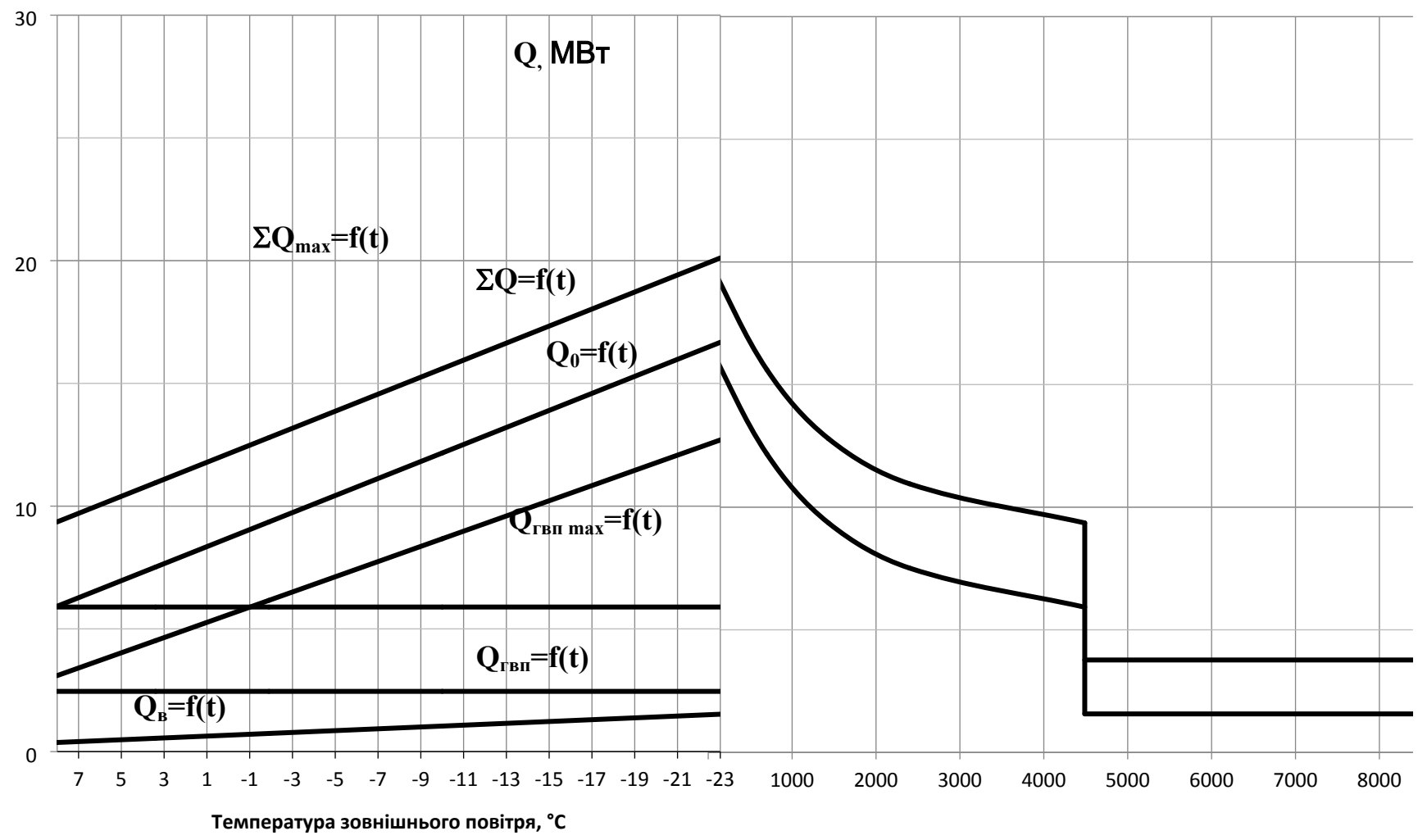


Рис. 1.2 Графік зміни теплових навантажень на опалення, ГВП та вентиляцію в залежності від температури зовнішнього повітря та графік зміни теплових навантажень протягом року

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

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

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

- в подавальному трубопроводі:

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

- після вузла змішування:

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

після системи опалення (опалювальних приладів):

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

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

$\bar{Q}_o = \frac{t_{\text{в.р}} - t_{3,0}}{t_{\text{в.р}} - t_{3,0}} = \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} = 1$ ;  $\delta \tau'_o = \tau'_{o1} - \tau'_{o2} = 150 - 70 = 80 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

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

$\tau'_{o3}$  - 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 ( $t_{3\text{ПК}} \dots t_{3,3}$ ):

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

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

$$G'_{o \text{ max}} = \frac{Q'_{o \text{ max}} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{12,7 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 37,87 \text{ кг/с}$$

1.3.1.4 Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 1.4.

Таблиця 1.4

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

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3,0}$	$t_3$	$t_3^{\text{сер.опал}}$	$t_{3,3}$	$t_{3\text{ПК}}$
		-23,00	-10	-1,9	3,4	8
$\tau_{o1}$	°С	150	111,64	86,94	70	70
$\tau_{o2}$	°С	70	57,00	48,11	41,79	41,79
$\tau_{o3}$	°С	95	74,08	60,24	50,69	50,69
$G_o$	кг/с	37,87	37,87	37,87	37,87	26,19

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

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

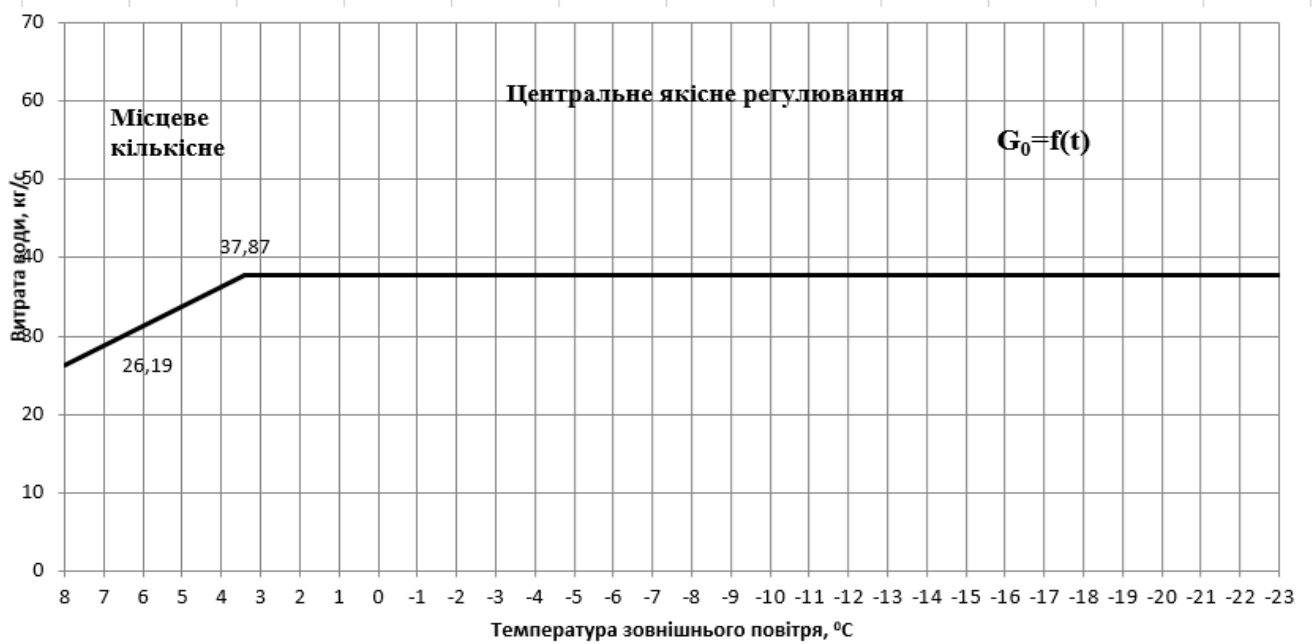
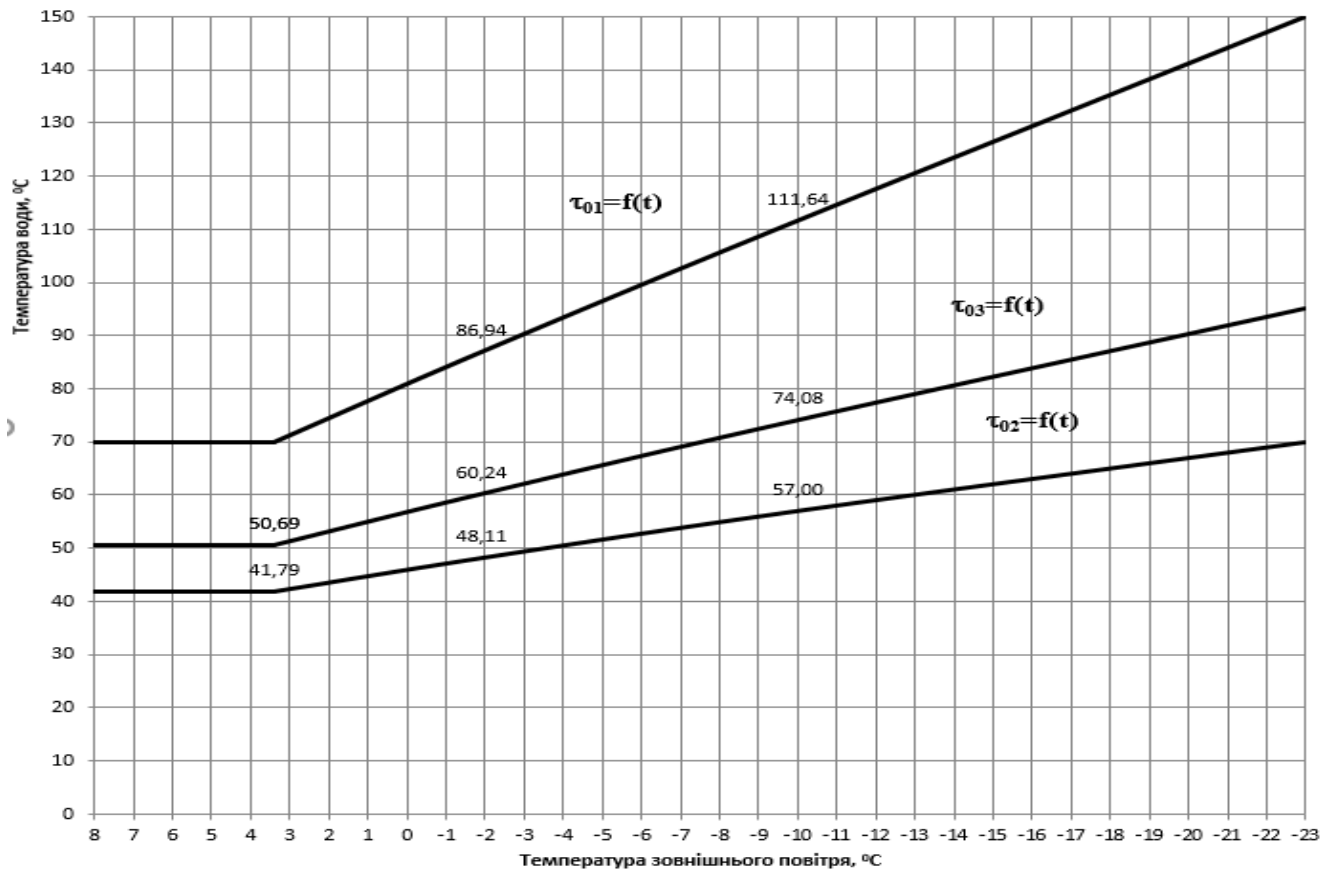


Рис. 1.3 Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						16
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:

$$G_{\text{ГВП max}} = \frac{Q_{\text{ГВП max}} 10^3}{c(\tau_{o1}'' - \tau_{o2}'')} \frac{t_{\text{Г}} - t_{\text{п}}}{t_{\text{Г}} - t_{\text{х.з}}} = \frac{5,89 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,79)} \frac{60 - (41,79 - 5)}{60 - 5} = 21,03 \text{ кг/с}$$

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

$$\begin{aligned} \tau_2 &= \tau_{o2} - Q_{\text{ГВП}} \frac{t_{\text{п}} - t_{\text{х.з}}}{t_{\text{Г}} - t_{\text{х.з}}} \frac{1}{c(G_{o \text{ max}} + G_{\text{ГВП}})} = \\ &= 41,79 - 5,89 \cdot 10^3 \cdot \frac{(41,79 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19(37,87 + 21,03)} = 27,99 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

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

1.3.2.3 Визначаємо витрату теплоносія і температури мережної води при  $t_3 \neq t_3'''$ .

Розрахунок виконується в два етапи: попередній і кінцевий.

**Попередній розрахунок ( $t_3 = 0,0 \text{ }^\circ\text{C}$ ):**

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

$$\Delta t_{\text{I}} = \frac{\Delta t_{\tau_{o1}} - \Delta t_{\tau_{m1}}}{\ln \frac{\Delta t_{\tau_{o1}}}{\Delta t_{\tau_{m1}}}} = \frac{(\tau_2 - t_{\text{х.з}}) - (\tau_{o2}''' - t_{\text{п}})}{\ln \frac{\tau_2 - t_{\text{х.з}}}{\tau_{o2}''' - t_{\text{п}}}} = \frac{(28 - 5) - (41,79 - 36,79)}{\ln \frac{27,99 - 5}{41,79 - 36,79}} = 11,79^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{II}} = \frac{\Delta t_{\tau_{o1}} - \Delta t_{\tau_{mII}}}{\ln \frac{\Delta t_{\tau_{o1}}}{\Delta t_{\tau_{mII}}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_{\text{Г}}) - (\tau_{2\text{Г}} - t_{\text{п}})}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_{\text{Г}}}{\tau_{2\text{Г}} - t_{\text{п}}}} = \frac{(70 - 60) - (41,79 - 36,79)}{\ln \frac{70 - 60}{41,79 - 36,79}} = 7,21^\circ\text{C}$$

1.3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{\text{ГМ}} = \frac{Q_{\text{ГВП max}} 10^3}{c(t_{\text{п}} - t_{\text{х.з}})} = \frac{5,89 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 25,56 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_{\text{I}} = c q_{\text{ГМ}} (t_{\text{п}} - t_{\text{х.з}}) = 4,19 \cdot 25,56 \cdot (36,79 - 5) = 3,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{II}} = c q_{\text{ГМ}} (t_{\text{Г}} - t_{\text{п}}) = 4,19 \cdot 25,56 \cdot (60 - 36,79) = 2,49 \text{ МВт}$$

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

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

$$G_{\text{I}} = G_{\text{II}} + G'_{o \text{ max}} = 27,41 + 37,87 = 65,28 \text{ кг/с}$$

$$G_{\text{II}} = \frac{0,55 Q_{\text{ГВП max}} 10^3}{c(\tau_{o1}'' - \tau_{o2}'')} = \frac{0,55 \cdot 5,89 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 41,79)} = 27,4 \text{ кг/с}$$

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

$$\Phi_{\text{I}} = \frac{Q_{\text{I}} 10^3}{\Delta t_{\text{I}} c \sqrt{G_{\text{M I}} G_{\tau_{o1}}}} = \frac{3,4 \cdot 10^3}{11,8 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{25,56 \cdot 65,28}} = 1,69$$

$$\Phi_{\text{II}} = \frac{Q_{\text{II}} 10^3}{\Delta t_{\text{II}} c \sqrt{G_{\text{M II}} G_{\tau_{o1}}}} = \frac{2,49 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{25,56 \cdot 27,4}} = 3,11$$

1.3.2.9. Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню, нехтуючи витратою мережної води через 1-й ступінь  $G_{\text{I}}$  і приймаючи витрату нагрівної води через його

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						17
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

рівною  $G'_{omax}$ , температуру нагрівної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, рівною  $\tau_{cm} = \tau_{o2}$ :

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,73 \cdot 25,56 \cdot (48,11 - 5) = 3,36 \text{ МВт}$$

де  $\varepsilon_I$  визначаю за формулою:

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

$$= \left( 0,35 \frac{25,56}{37,87} + 0,65 + \frac{1}{1,68} \sqrt{\left[ \frac{25,56}{37,87} \right]} \right)^{-1} = 0,73$$

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

$$t_{II} = t_{x.з} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{rM}} = 5 + \frac{3,36 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 25,56} = 36,39 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 5,89 - 3,36 = 2,53 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2r})} = \frac{2,53 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (86,94 - 36,39)} = 11,94 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2r} = t_{II}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 11,94 + 37,87 = 49,81 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2r} = \frac{37,87}{49,81} 41,79 + \frac{11,94}{49,81} 36,39 = 45,3 \text{ }^\circ\text{C}$$

На цьому попередній розрахунок закінчуємо.

### Кінцевий розрахунок.

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

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.з}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 25,56 \cdot (45,3 - 5) = 3,44 \text{ МВт}$$

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

$$= \left( 0,35 \frac{25,56}{50,13} + 0,65 + \frac{1}{1,68} \sqrt{\left[ \frac{25,56}{50,13} \right]} \right)^{-1} = 0,8$$

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$t_{\text{п}} = t_{\text{х.з}} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{\text{гМ}}} = 5 + \frac{3,44 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 25,56} = 37,13 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{\text{II}} = Q_{\text{ГВПmax}} - Q_I = 5,89 - 3,44 = 2,45 \text{ МВт}$$

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

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,11^2 \cdot 25,56}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,11^2 \cdot \left( \frac{(86,94 - 37,13) \cdot 4,19 \cdot 25,56}{2,45 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 10,12 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2\text{Г}} = \tau_{01} - \frac{Q_{\text{II}} 10^3}{G_{\text{II}} c} = 86,94 - \frac{2,45 \cdot 10^3}{10,12 \cdot 4,19} = 29,18 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{\text{II}} + G'_{\text{omax}} = 10,12 + 37,87 = 48 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{\text{см}} = \frac{G'_{\text{omax}}}{G_I} \tau_{02} + \frac{G_{\text{II}}}{G_I} \tau_{2\text{Г}} = \frac{37,87}{48} 45,3 + \frac{10,12}{48} 29,18 = 44,12 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{\text{M}_I} (\tau_{\text{см}} - t_{\text{х.з}}) = 4,19 \cdot 0,79 \cdot 25,56 \cdot (44,12 - 5) = 3,3 \text{ МВт}$$

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

$$= \left( 0,35 \frac{25,56}{48} + 0,65 + \frac{1}{1,68} \sqrt{\left[ \frac{25,56}{48} \right]} \right)^{-1} = 0,79$$

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

$$t_{\text{п}} = t_{\text{х.з}} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{\text{гМ}}} = 5 + \frac{3,3 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 25,56} = 35,82 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 5,89 - 3,3 = 2,59 \text{ МВт}$$

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

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,11^2 \cdot 25,56}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,11^2 \cdot \left( \frac{(86,94 - 35,82) \cdot 4,19 \cdot 25,56}{2,59 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 10,47 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (10,12 \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} = 10,47)$$

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

$$\tau_{2Г} = \tau_1 - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 86,94 - \frac{1,67 \cdot 10^3}{9,1 \cdot 4,19} = 45,34 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 12,26 + 37,87 = 50,14 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{см} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2Г} = \frac{37,87}{50,14} 48,11 + \frac{12,26}{50,14} 45,34 = 46,89 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{см} - t_{x,3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 25,56 \cdot (46,89 - 5) = 3,4 \text{ МВт}$$

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

$$= \left( 0,35 \frac{25,56}{50,14} + 0,65 + \frac{1}{1,68} \sqrt{\left[ \frac{25,56}{50,14} \right]} \right)^{-1} = 0,8$$

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

$$t_n = t_{x,3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{ГМ}} = 5 + \frac{3,59 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 25,56} = 38,52 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 5,89 - 3,4 = 2,49 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{см} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 46,89 - \frac{3,59 \cdot 10^3}{50,14 \cdot 4,19} = 29,16 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

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

- 1.3.2.25. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВПл}^{ср} 10^3}{(\tau_{01}' - 30) c} = \frac{1,57 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 9,37 \text{ кг/с.}$$

- 1.3.2.26. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.5.

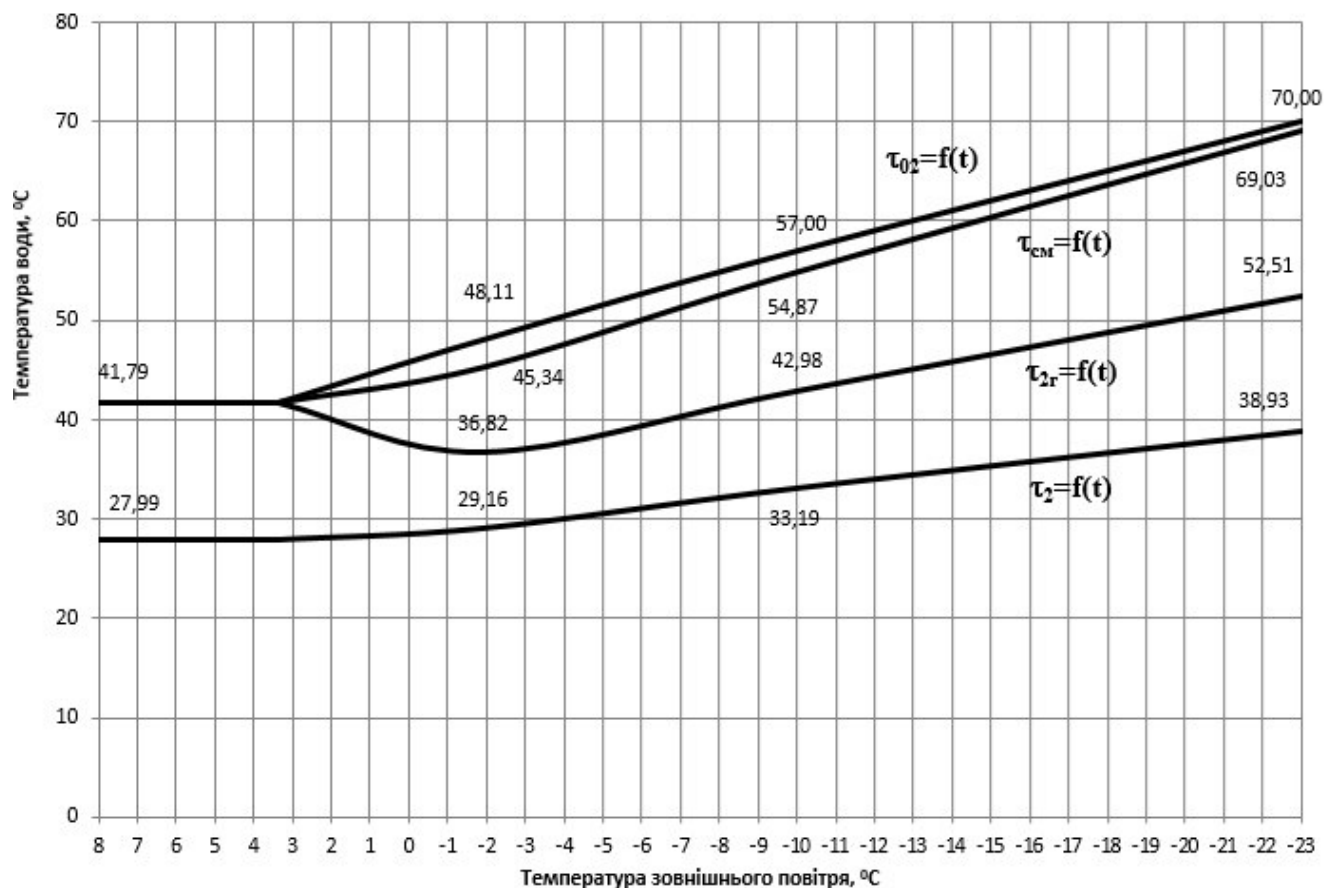
					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 1.5

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче  
ВОДОПОСТАЧАННЯ

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					
		$t_{3.0}$	$t_3$	$t_3^{\text{сер.опал}}$	$t_{3.3}$	$t_{3\text{ПК}}$	літо
		-23,00	-10	-1,9	3,4	8	
$\tau_{02}$	°C	70,00	57,00	48,11	41,79	41,79	70
$\tau_{2r}$	°C	52,51	42,98	36,82	41,79	41,79	30
$t_{\text{п}}$	°C	52,23	42,88	36,78	36,79	36,79	60
$\tau_{\text{см}}$	°C	69,03	54,87	45,34	41,79	41,79	-
$\tau_2$	°C	38,93	33,19	29,16	27,99	27,99	-
$G_{\text{ГВП}}$	кг/с	2,04	6,37	11,84	21,03	21,03	9,37

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



Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ

Арк.

21

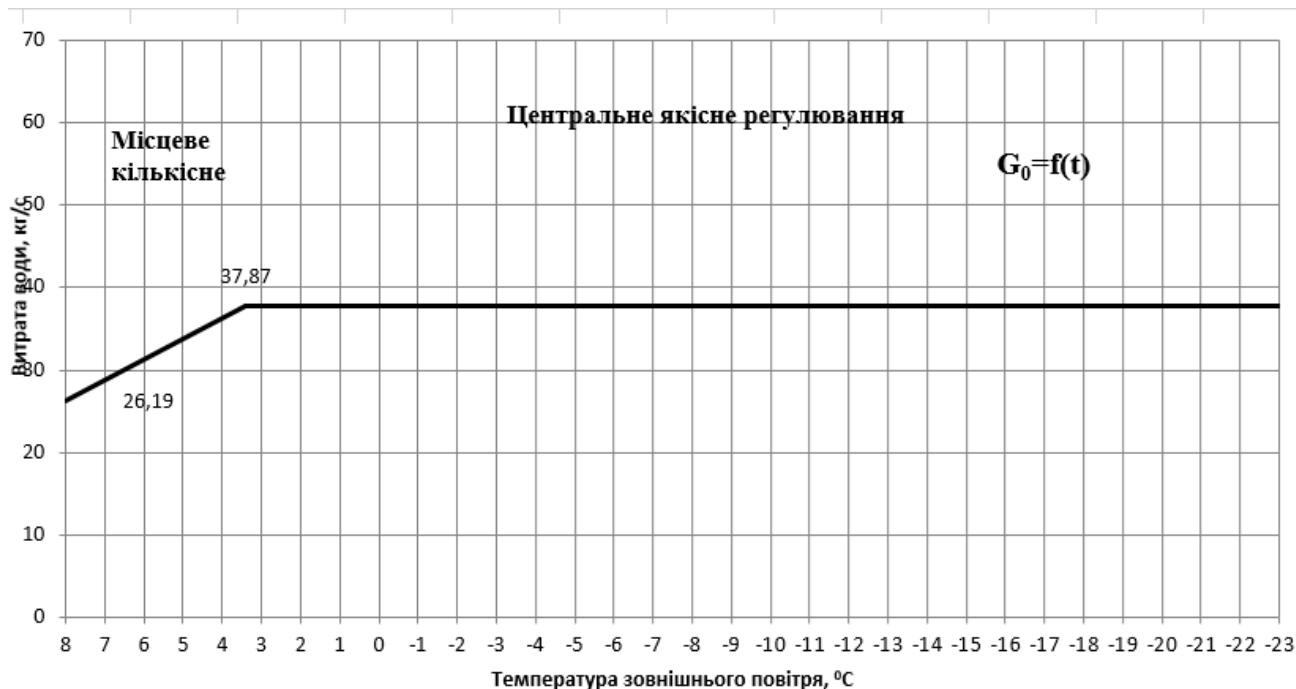


Рис. 1.5 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря

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

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

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

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

$$\frac{(\tau_{o1} + \tau_{2B}) - (t_{в.п} + t_3)}{(\tau''_{o1} + \tau''_{2B}) - (t_{в.п} + t_{з.в})} \left( \frac{\tau''_{o1} - \tau''_{2B}}{\tau_{o1} - \tau_{2B}} \right)^{0,15} = 1,$$

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

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

Методом підбору знаходимо  $\tau_{2B} = 26,6$  °C.

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

$$G_B = \frac{Q_B \cdot 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2B})} = \frac{1,52 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 26,6)} = 2,95 \text{ кг/с}$$

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

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

$$\tau_{2B} = \tau_{o1} - (\tau''_{o1} - \tau''_{2B}) \frac{t_{в.п} - t_3}{t_{в.п} - t_{з.в}} = 70 - (111,64 - 57) \cdot \frac{18 - 0,0}{18 - (-10)} = 41,5 \text{ °C}$$

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

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						22
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$G_B'' = \frac{Q_B \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2B})} = \frac{1,52 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (111,64 - 57)} = 4,54 \text{ кг/с}$$

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

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

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

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

$$\frac{\left( \frac{18 - 8}{18 - (-10)} \right)^{0,85}}{\left( \frac{18 - 8}{18 - (-10)} \right)^{0,85}} = 1$$

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

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

$$G_B = \frac{Q_B \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2B})} = \frac{1,52 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 21,8)} = 1,84 \text{ кг/с}$$

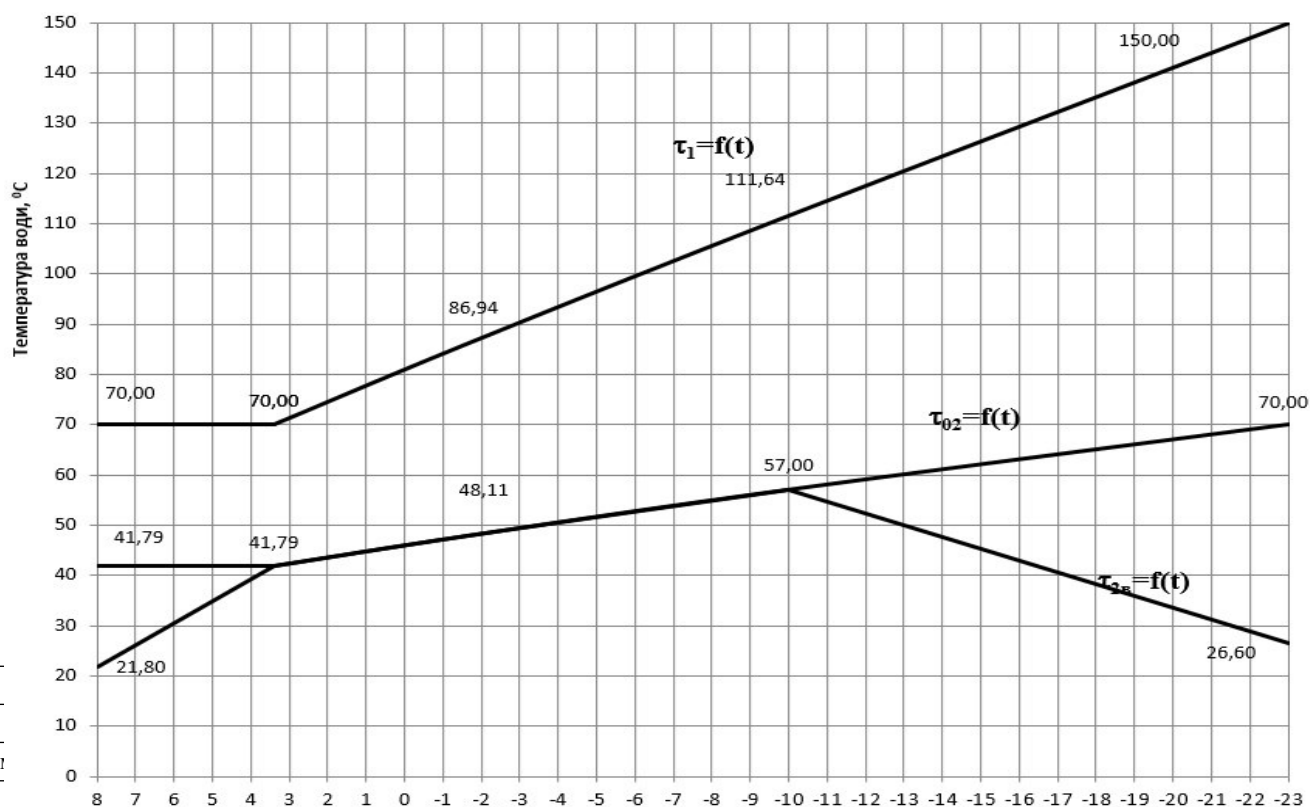
1.3.3.7. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.6.

Таблиця 1.6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при				
		$t_{3,0}$	$t_3$	$t_3^{\text{сер.опал}}$	$t_{3,3}$	$t_{3ПК}$
		-23,00	-10	-1,9	3,4	8
$\tau_1$	$^\circ\text{C}$	150,00	111,64	86,94	70,00	70,00
$\tau_{02}$	$^\circ\text{C}$	70,00	57,00	48,11	41,79	41,79
$\tau_{2B}$	$^\circ\text{C}$	26,60	57,00	48,11	41,79	21,80
$G_B$	кг/с	2,95	4,54	4,54	4,54	1,84

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



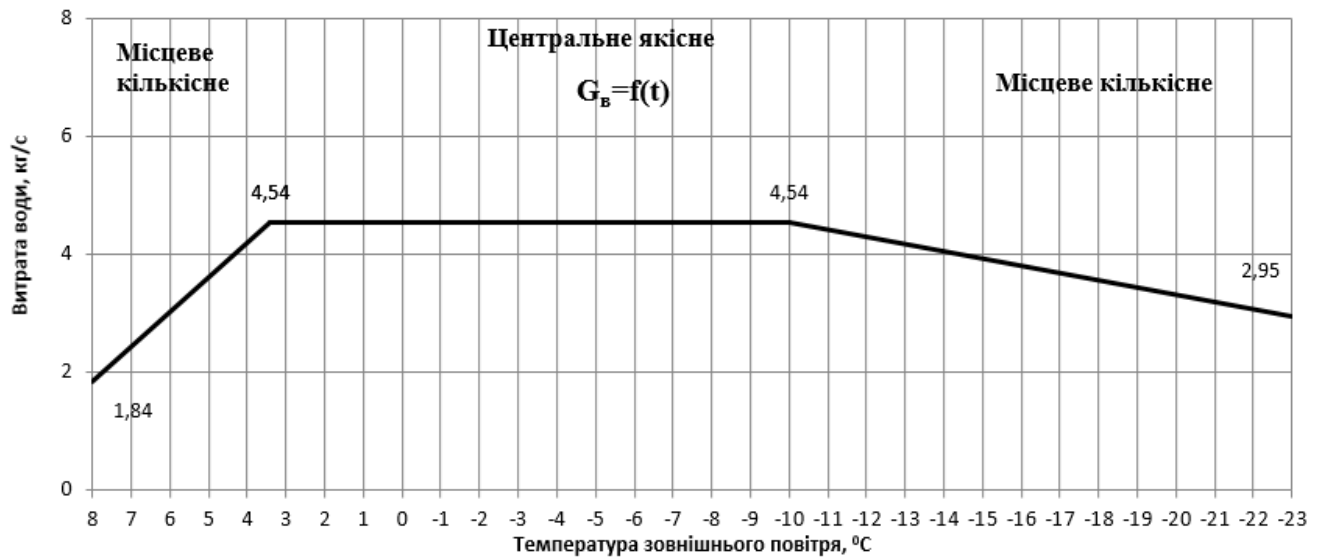


Рис. 1.6 Графіки залежності витрати мережної води на вентиляцію і температури мережної води після калориферів від температури зовнішнього повітря

#### 1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{o\ max} = \frac{Q'_{o\ max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{12,7 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 37,89 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

$$G'_{в\ max} = \frac{Q'_{в\ max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{1,52 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 26,6)} = 2,94 \text{ кг/с}$$

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

$$G_{ГВП}^{сеп} = \frac{Q'_{ГВП} 10^3}{c(\tau''_{o1} - \tau''_{o2})} \left( \frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{2,45 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,79)} \cdot \frac{55 - (41,79 - 5)}{55 - 5} = 7,55 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G_{ГВП}^{max} = \frac{0,55 Q'_{ГВП\ max} 10^3}{c(\tau''_{o1} - \tau''_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 5,88 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,79)} = 27,36 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{o\ max} + G'_{в\ max} + K_3 G_{ГВП}^{сеп} = 37,89 + 2,94 + 1,2 \cdot 7,55 = 49,89 \text{ кг/с}$$

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

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						24
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$G'_л = \frac{Q_{ГВПл}^{сеп} 10^3}{(\tau_{01}''' - 30) c} = \frac{1,57 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 9,37, \text{ кг/с}$$

1.4.4. Заносимо витрати теплоносія для кожного кварталу в таблицю 7.

Таблиця 1.7

**Значення розрахункових витрат теплоносія**

Номер квартала	Розрахункова витрата теплоносія, кг/с					
	$G'_{отax}$	$G'_{вmax}$	$G'_{ГВП}$	$K_3 \cdot G'_{ГВП}$	$G'$	$G'_л$
1	1,39	0,11	0,28	0,33	1,83	0,34
2	0,99	0,08	0,20	0,24	1,31	0,25
3	0,99	0,08	0,20	0,24	1,31	0,25
4	1,39	0,11	0,28	0,33	1,83	0,34
5	1,80	0,14	0,36	0,43	2,37	0,44
6	1,28	0,10	0,26	0,31	1,69	0,32
7	1,28	0,10	0,26	0,31	1,69	0,32
1	2	3	4	5	6	7
8	1,80	0,14	0,36	0,43	2,37	0,44
9	1,80	0,14	0,36	0,43	2,37	0,44
10	1,04	0,08	0,21	0,25	1,38	0,26
11	1,04	0,08	0,21	0,25	1,38	0,26
12	1,46	0,11	0,29	0,35	1,93	0,36
13	1,80	0,14	0,36	0,43	2,37	0,44
14	1,04	0,08	0,21	0,25	1,38	0,26
15	1,04	0,08	0,21	0,25	1,38	0,26
16	1,46	0,11	0,29	0,35	1,93	0,36
17	1,80	0,14	0,36	0,43	2,37	0,44
18	0,99	0,08	0,20	0,24	1,31	0,25
19	0,99	0,08	0,20	0,24	1,31	0,25
20	1,39	0,11	0,28	0,33	1,83	0,34
21	2,90	0,23	0,58	0,69	3,82	0,72
22	1,58	0,12	0,32	0,38	2,08	0,39
23	1,16	0,09	0,23	0,28	1,52	0,29
24	0,76	0,06	0,15	0,18	1,01	0,19
25	1,93	0,15	0,38	0,46	2,54	0,48
26	1,38	0,11	0,28	0,33	1,82	0,34
27	1,38	0,11	0,28	0,33	1,82	0,34
28	1,52	0,11	0,31	0,37	2,00	0,36
29	1,94	0,15	0,37	0,44	2,53	0,48
30	1,04	0,08	0,15	0,18	1,30	0,18
31	1,04	0,08	0,15	0,18	1,30	0,18
32	0,95	0,08	0,15	0,18	1,21	0,18
Всього:	37,87	2,95	7,56	9,08	49,90	9,37

## 1.5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЧАСТИНИ 2 ПРОЄКТА

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

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_g} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_g}{(G_o + G_{ГВП}) + G_g} \tau_{o2g}, \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\tau_2 = \frac{37,87 + 2,04}{37,87 + 2,04 + 2,95} \cdot 57 + \frac{2,95}{37,87 + 2,04 + 2,95} \cdot 26,6 = 38,08 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{37,87 + 21,03}{37,87 + 21,03 + 4,54} \cdot 27,99 + \frac{4,54}{37,87 + 21,03 + 4,54} \cdot 41,79 = 28,98 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

Таблиця 1.8

Загальні вихідні дані для Ч.2 проєкта

№ п/п	Назва параметра	Ум. познач.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	2	3	4	5	6	7
1	Місто розташування котельні			Миргород		
2	Тип системи			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	$t_1/t_2$	$^\circ\text{C}/^\circ\text{C}$	150 /70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{зовн}$	$^\circ\text{C}$	-23,00	3,4	15
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{оп}$	МВт	12,70	4,52	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{ГВП}$	МВт	5,89	5,89	1,57
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{вент}$	МВт	1,52	0,54	-

8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{річ}}$	ГДж/рік	169295,42		
9	Тепло-технологічне навантаження промислового підприємства (теплоносій - горяча вода)	$Q_{\text{п.п.}}$	МВт	10	10	10
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	$t_{\text{техн.в}}$	°C	95		
11	Річне теплове навантаження промислового району	$Q_{\text{п.п. рік}}$	МВт*год/рік	70000		
12	Температура "прямої" мережної води на виході з котельні	$t_1$	°C	150,00	70,00	70,00
13	Температура "зворотної" мережної води на вході в котельню	$t_2$	°C	38,08	28,98	30,00
14	Витрата "прямої" води на виході з котельні	$G_1$	кг/с	42,86	63,45	9,37
			т/год	154,29	228,42	33,74
15	Убуток води в тепломережі	$G_{\text{уб.тм.}}$	т/год	15	15	5
16	Витрата "зворотної" води на вході в котельню	$G_2$	кг/с	139,29	213,42	28,74
			т/год			
17	Втрата тиску в тепломережі	$\Delta_{\text{рТМ}}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір тепломережі	$H_{\text{стат.тм}}$	м.вд.ст	40	40	40

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

**2.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ТЕПЛООВОГО РОЗРАХУНКУ КОТЕЛЬНІ З ВОДОГРІЙНИМИ  
КОТЛАМИ**

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

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

**Примітка:**

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

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

<b>МЗ</b>	20,11	=	20,15
<b>ТЗ</b>	10,95	=	10,93
<b>Л</b>	1,57	=	1,57

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

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

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		29

## Вихідні дані для теплового розрахунку котельні

№ п.п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.	Характерні режими експлуатації			Джерело інформації
				МЗ	ТЗ	Л	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вид палива для котельні		—	Природний газ			Засади паливо-постачання міста
2	Теплота згорання палива	$Q_{н.р}$	кДж / м <sup>3</sup>	33730			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	$t'_{ВК.Н}$ ОМ	°С	70	70	70	Е.Р. для водогрійних котлів
6	Номінальна температура води на виході з котла	$t''_{ВК.Н}$ ОМ	°С	150	150	150	“—“
7	Температура сирієї води	$t'_{с.в}$	°С	5	5	5	Е.Р: – 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С – для режиму Л
8	Температура сирієї води перед станцією хімічного очищення	$t''_{с.в}$	°С	15	15	15	Е.Р: 15 °С - 20 °С
9	Температура хімічної води на виході зі станції ХВО	$t'_{ХОВ}$	°С	20	20	20	Е.Р: 15 °С – 20 °С
10	Температура хімічної 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 режиму Л
12	Температура технологічної води на виході з котельні	$t''_{техн.в}$	°С	95	95	95	Технологічний регламент промислового підприємства

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ			Арк.
							30	
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				

1	2	3	4	5	6	7	8
13	Температура грієної води на вході у внутрішньокотельні підігрівники та на вході в деаератор	$t'_{\text{ТОА}}$	°C	150	150	150	Е.Р: $t'_{\text{ТОА}} = t''_{\text{ВК.НОМ}}$
14	Температура грієної води на виході з внутрішньокотельних підігрівників	$t''_{\text{ТОА}}$	°C	65	65	65	Е.Р: $t''_{\text{ТОА}} = 65 \text{ °C}$
15	Коефіцієнт випара з деаератора	$\alpha_{\text{вип.}}$	од	0,01	0,01	0,01	Е.Р: 0,005 – 0,01
16	Коефіцієнт власних потреб станції хімводоочищення	$K_{\text{ХВО}}$	од.	1,1	1,1	1,1	Е.Р: 1,05 – 1,10

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						31
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## 2.2. ФОРМУВАННЯ ПРИНЦИПОВОЇ СХЕМИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

Представлено принципову теплотехнологічну схему котельні у відповідності до встановлених технічних рішень, щодо направлення потоків енергосиїв.

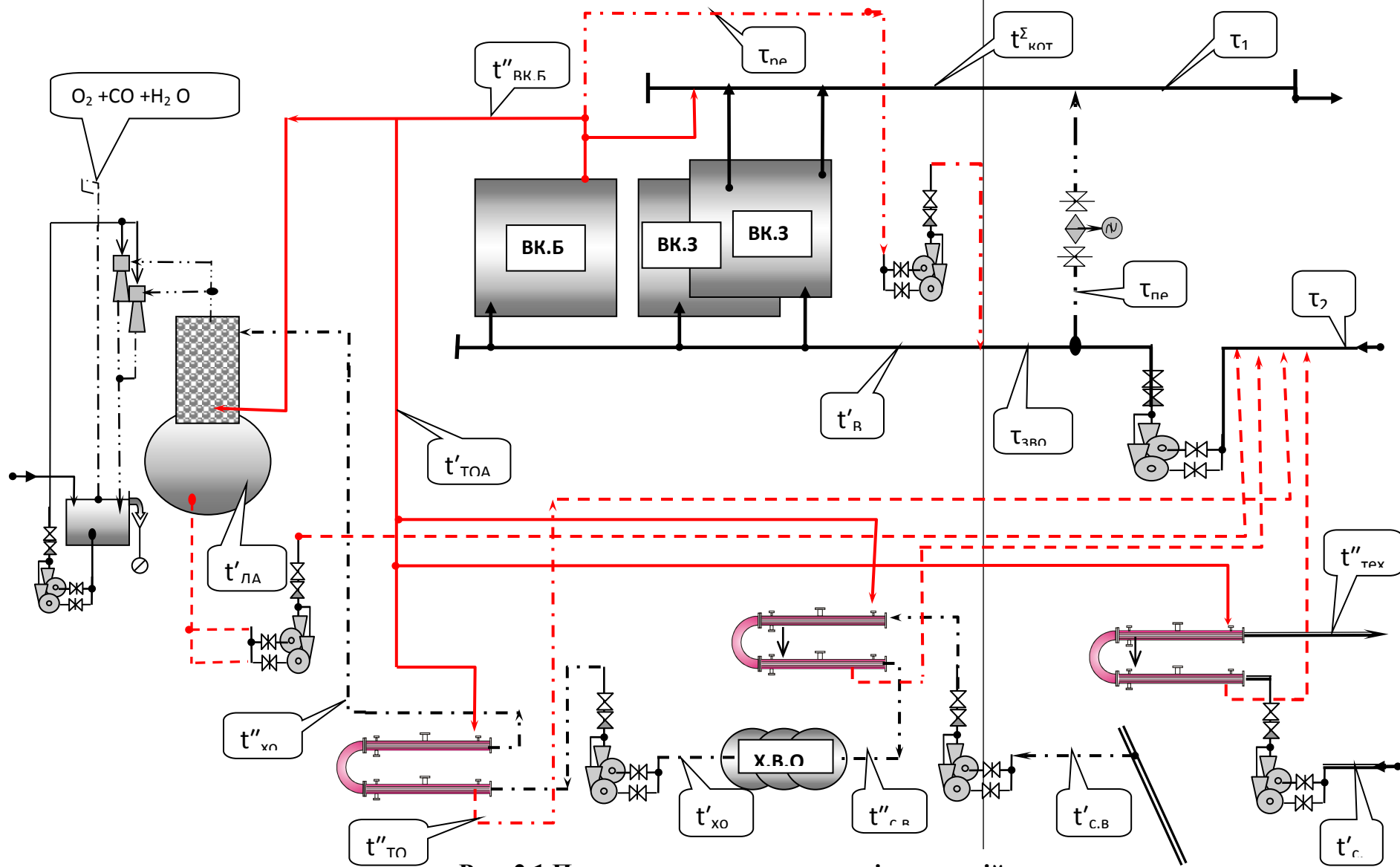


Рис. 2.1 Принципова схема котельні з водогрійними котлами

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

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Визначення результату		Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{жр}}$	=	21,11		
$\sum Q_{\text{жр}}$	=	11,50	11,50	
$\sum Q_{\text{жр}}$	=	1,65		1,65

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

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

2.3.6. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з теплообмінників технологічної, сирі та хімоочищеної води –  $t''_{TOA}$ , °C, згідно з рекомендацією. Результати визначення наводжу у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

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

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

$$G_{ДА}^{підж} = G_{убут}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

Визначення результату				Значення для режимів, т/год		
				МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00	15,00			
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00		15,00		
$G_{ДА}^{підж}$	=	5,00			5,00	

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
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	1,78	1,78			
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	1,78		1,78		
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	0,59			0,59	
Визначення результату				Значення для режимів, МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ДА}$	=	0,18	0,18			
$Q_{ДА}$	=	0,18		0,18		
$Q_{ДА}$	=	0,06			0,06	

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 17

Таблиця 2.9

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G''_{ДА}$	=	16,63	16,63		
$G''_{ДА}$	=	16,63		16,63	
$G''_{ДА}$	=	5,54			5,54

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ХОВ}$	=	15,15	15,15		
$G_{ХОВ}$	=	15,15		15,15	
$G_{ХОВ}$	=	5,05			5,05

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

$$G_{с.в.} = K_{ХВО} \cdot G_{ХОВ}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

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

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

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

- за формулою:

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

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк. 35
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Результати визначення наводжу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

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

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

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

- за формулою:

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

Визначення результату					Значення для режимів, МВт		
					МЗ	ТЗ	Л
QПХВ	=	0,62			0,62		
QПХВ	=	0,62				0,62	
QПХВ	=	0,21					0,21
Визначення результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
ГПХВ гр.в.	=	6,24			6,24		
ГПХВ гр.в.	=	6,24				6,24	
ГПХВ гр.в.	=	2,08					2,08

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

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

- за формулою:

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

										Арк.
										36
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ					

- 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.	=	108,27			108,27		
G техн.в.	=	108,27				108,27	
G техн.в.	=	90,23					90,23
Визначення результату					Значення для режимів, МВт		
					МЗ	ТЗ	Л
QПТВ	=	11,37			11,37		
QПТВ	=	11,37				11,37	
QПТВ	=	8,42					8,42
Визначення результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
GПТВ гр.в.	=	114,64			114,64		
GПТВ гр.в.	=	114,64				114,64	
GПТВ гр.в.	=	84,92					84,92

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:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

Визначення результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	125,87			125,87		
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	125,87				125,87	
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	87,95					87,95

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.16.

										Арк.
										37
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата						

Таблиця 2.16

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	51,61	51,61		
Тзвор	=	43,29		43,29	
Тзвор	=	56,73			56,73

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
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	33,51	33,51		
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	23,9		23,9	
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	10,28			10,28

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.18.

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	%	92,3
$t'$ вк. ном	°С	150
$t''$ вк. ном	°С	70

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

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

						КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
							38
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

\*) 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
Нвк.вст	=	2,89	4,00		
Нвк.вст	=	2,06		3,00	
Нвк.вст	=	0,89			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
Нвк.б	=	1,00	1,00		
Нвк.б	=	1,00		1,00	
Нвк.б	=	1,00			1,00

2.3.21. Визначаю число котлів, що працюють у змінному режимі –  $N_{\text{ВК.З}}$ , 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
Нвк.з	=	3,00	3,00		
Нвк.з	=	2,00		2,00	
Нвк.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
Нвк.р	=	4,00	4,00		
Нвк.р	=	3,00		3,00	
Нвк.р	=	1,00			1,00

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

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

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

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

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

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

- 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>	=	11,6	4 котли	11,6		
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		
Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>вк.б</sub>	=	11,6	3 котли		11,6	
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	
Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>вк.б</sub>	=	11,6	1 котел			11,6
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

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		40



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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.27.

Таблиця 2.27

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum G_{ВК}$	=	358,24	358,24		
$\sum G_{ВК}$	=	370,50		370,5	
$\sum G_{ВК}$	=	123,5			123,5

2.3.28. 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 2.28.

Таблиця 2.28

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{ВК.З}$	=	150,00	150,00		
$t''_{ВК.З}$	=	112,67		112,67	
$t''_{ВК.З}$	=	0			0

2.3.29. 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 2.29

Таблиця 2.29

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{РЕЦ}$	=	66,96	66,96		
$G_{РЕЦ}$	=	92,73		92,73	
$G_{РЕЦ}$	=	17,57			17,57

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

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк. 42
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.30

Таблиця 2.30

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t_{BK}^{\Sigma}$	=	150,00	150,00		
$t_{BK}^{\Sigma}$	=	89,3		89,3	
$t_{BK}^{\Sigma}$	=	150,00			150,00

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{пер}$	=	0	0		
$G_{пер}$	=	95,82		95,82	
$G_{пер}$	=	28,94			28,94

2.3.32. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні за формулою:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результату			Значення для режимів, %		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Delta G\%$	=	7,29	7,29		
$\Delta G\%$	=	9,26		9,26	
$\Delta G\%$	=	14,72			14,72

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. 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результату			Значення для режимів, тис м <sup>3</sup> /год		
			МЗ	ТЗ	Л
$V_{\text{КОТ}}$	=	3,91	3,91		
$V_{\text{КОТ}}$	=	2,78		2,78	
$V_{\text{КОТ}}$	=	1,2			1,2

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

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

де:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

де:

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

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		44

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

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

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

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результату				Значення для режимів, кг у.п./МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$(b_{\tau}^{відп})_{газ}$	=	125,51	м <sup>3</sup> /ГДж	125,51		
$(b_{\tau}^{відп})_{у.п.}$	=	144,33	кг у.п./ГДж		144,33	

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

$$e_{e/e}^{відп} = \Sigma W^{доб} / (\Sigma Q_{Т/Ф} \cdot 24) = 5400 / (21,11 \cdot 24) = 10,6$$

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

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

$$C_Q = (144,33 / 1,15) \cdot 8200 \cdot 10^{-3} + 10,6 \cdot 2,68 + 30,0 = 1087,6 \text{ грн/ ГДж}$$

2.4.7 Формую висновок щодо енергоефективності проєктної котельні.

“Проєкт 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 2.34.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		45

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

№ п.п	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Числове значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7
1	$t_{\text{зовн}}$	Температура зовнішнього повітря	°С	- 23	0	+ 15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	21,11	11,5	1,65
3	$Q_{\text{П.П}}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	10	10	10
4	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	33,51	23,9	10,28
5	$\tau_1$	Температура мережної води в "прямій" магістралі на виході з котельні	°С	150°	70°	70°
6	$\tau_2$	Температура води в "зворотній" магістралі на вході в котельню	°С	38,08	28,98	30,00
7	$\tau_{\text{звор}}$	Температура води в "зворотній" магістралі на вході в мережні насоси	°С	51,61	43,29	56,73
8	$G_1$	Витрата води в "прямій" магістралі на виході з котельні	т/год	154,29	228,42	33,74
9	$G_{\text{убут}}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15,0	15,0	5,0
10	$G_2$	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	139,29	213,42	28,74
11	$G_{\text{рец}}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	66,96	93,73	17,57
12	$G_{\text{пер}}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	0	95,82	28,94
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	4	4
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	1	1	0

1	2	3	4	5	6	7
17	$V_{\text{КОТ}}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м <sup>3</sup> / год	3,91	2,78	1,2
18	$(b_{\text{T}}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м <sup>3</sup> /ГДж	125,1		
19	$(b_{\text{T}}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п /ГДж	144,33		
20	$\Sigma W_{\text{ВК}}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	300		
21	$e_{\text{е/е}}^{\text{доб}}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	10,6		
22	$\text{Ц}_{\text{Палив}}$	Вартість природного газу	грн./ тис. м <sup>3</sup>	11800	11800	11800
23	$\text{Ц}_{\text{Е/Е}}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт.год	0,9	0,9	0,9
24	$C_{\text{Q}}$	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./ГДж	1087,6		

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ		Арк.
							47
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

## 2.5. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНИ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

### 2.5.1. Вибір водогрійних котлів

У відповідності до рекомендацій та розрахунків до встановлення приймаємо 4 котли. Визначену інформацію по водогрійним котлам наводжу в таблиці 2.35.

Таблиця 2.35

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

### 2.5.2. Вибір рециркуляційних насосів

5.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної подачі –  $Q_{нас.реци}^{ном}$ , м<sup>3</sup>/ГОД, та напору –  $N_{нас.реци}^{ном}$ , м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції –  $G_{РЕЦ}=121$  т/ГОД, та опору трубопровідної системи рециркуляції –  $\Delta N_{РЕЦ}$ .

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

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

\*) *Примітка.*

*Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.*

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

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

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

											Арк.
											48
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ						

## Характеристика насосів рециркуляції

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса рециркуляції	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NBE 100-80-150/177		NBE 32-125.1/140
2	$Q_{н. рец}^{ном}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	100	11,3	
3	$H_{н. рец}^{ном}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	32	5,3	
4	$N_{н. рец}^{ном}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	15	1,5	
5	$\eta_{н. рец}^{ном}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,73	0,77	

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

Передбачаємо до встановлення як мережних насосів відцентрові насоси типу Д

2.5.3.1. Здійснюю вибір типорозміру мережних насосів, його номінальної подачі –  $Q_{нас.мер}^{ном}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{нас.мер}^{ном}$ , м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) витрати води через трубопровідну систему “Котельня – Тепломережа” –  $G_1=228,42$  т/год, та опору трубопровідної системи –  $\Delta H_{мер}$  та статичного напору тепломережі.

Число робочих мережних насосів –  $N_{нас.мер}^{роб}$ , шт, становить — 1.

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

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

2.5.3.3. Блок параметрів по мережним насосам наводжу в табл. 2.37.

									Арк.
									49
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ				

## Характеристика мережних насосів.

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір мережного насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 50-160/165 A-F-A-BAQE		NKG 200-150-400/435 A2-F-A-E-NAQK
2	$Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /Год	З паспорта насоса	94,69	57,3	
3	$H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	38,64	60,3	
4	$N_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	15	16	
5	$\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,9	0,7	

## 2.5.4. Вибір внутрішньо-котельних насосів

## 2.5.4.1. Вибір насосів сирі води

2.5.4.1.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів сирі 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 сирі води –  $N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}}$ , шт., за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}} = 18,18/19=0,99$$

\*) 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 сирі води наводжу в табл. 2.38.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		50

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

**5.4.2. Вибір підживлювальних насосів**

2.5.4.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$ , 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 трубопроводної 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:

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

\*) Примітка.

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

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

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

2.5.4.2.4. Блок параметрів по насосам наводжу в табл. 2.39.

									Арк.
									51
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ				

## Характеристика підживлювальних насосів

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа завод-виробника	NK 32-160.1/167 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	7,5		
3	$H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м	“ – “	4,3		
4	$N_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	0,25		
5	$\eta_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,64		

## 2.5.4.3. Вибір насосів технологічної води

2.5.4.3.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$ , 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 –  $G_{\text{тех}}=129$  т/год та опору трубопровідної системи –  $\Delta H$ .

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

$$N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}} = G_{\text{тех}} / Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}} = 129/115 = 0,99 \quad *)$$

\*) Примітка.

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

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

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

2.5.4.3.4. Блок параметрів по насосам технологічної води наводжу в табл. 2.40.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		52

**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 завод-виробника	NB 50-160/165 D-F-A-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /ГОД	З паспорта насоса	115		
3	$H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	40		
4	$N_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	22		
5	$\eta_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,8		

**5.4.4. Вибір насосів хімоочищеної води**

5.4.4.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$ , 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 трубопровідної системи –  $\Delta H$ .

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

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

\*) Примітка.

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

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

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

2.5.4.4.4. Блок параметрів по насосам сирі води наводжу в табл. 2.41.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		53

Таблиця 2.41

### 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	<b>ТИП НАСОСА</b>	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NKE 32-160.1/175		
2	$Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	15,9		
3	$H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м	“ – “	19,4		
4	$N_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	1,5		
5	$\eta_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,89		

### 2.5.5. Вибір деаераторів водогрійної котельні

Загальноприйнятим рішенням для водогрійних котельних є встановлення для деаерації води не менше двох деаераторів вакуумного типу з охолодником випару для кожного. До встановлення обираємо 1 деаератор ДВ-15. Блок параметрів наводжу в таблиці 2.42

Таблиця 2.42

### Характеристика деаераторів водогрійної котельні

№ п.п	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	3	4	5	6
1	Типорозмір деаератора		За інформаційними листами заводів виробників	ДВ-15
2	Номінальна продуктивність	т/год	«--»	5
3	Діапазон продуктивності	т/год	«--»	4,5...18
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-10

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		54

### 2.5.6. Вибір підігрівників

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

#### 2.5.6.1. Підігрівник сирової води

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

2.5.6.1.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

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

2.5.6.1.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{ПСВ}} / \Delta t \cdot K = 320000 / 105 \cdot 2500 = 1,21 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник ПВ 75x4. Максимально можлива площа поверхні нагріву —  $F = 1,9 \text{ м}^2$ , площа поверхні нагріву однієї пластини —  $0,04 \text{ м}^2$ , кількість пластин — 10 шт.

#### 2.5.6.2. Підігрівник хімоочищеної води

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

2.5.6.2.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

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

2.5.6.2.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

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

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник ПВ 114x4. Максимально можлива площа поверхні нагріву —  $F = 8,9 \text{ м}^2$ , площа поверхні нагріву однієї пластини —  $0,09 \text{ м}^2$ , кількість пластин — 10 шт.

#### 2.5.6.3. Підігрівник технологічної води

2.5.6.3.1. Теплове навантаження підігрівника технологічної води  $Q_{\text{тех}} = 10,8$  МВт;

2.5.6.3.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

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

2.5.6.3.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 108000 / 57,46 \cdot 2500 = 6,5 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник ПВ 168x4. Максимально можлива площа поверхні нагріву —  $F = 6,9 \text{ м}^2$ , площа поверхні нагріву однієї пластини —  $0,2 \text{ м}^2$ , кількість пластин — 37 шт.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

Таблиця 2.43

**Рекомендоване тягодуттєве обладнання**

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

### РОЗДІЛ 3. Охорона праці

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

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

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

#### 3.1 Вимоги до улаштування приміщень і обладнання котельні

Загальні положення

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

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

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

2. В середині промислових приміщень допускається установка:

- а) прямоточних котлів паропродуктивністю не більше 4 т/год кожний;
- б) котлів, що задовольняють умову  $(t-100) V \leq 100$  (для кожного котла), де  $t$  - температура насиченої пари при робочому тискові, °С,  $V$  – водяний об’єм котла, м<sup>3</sup>;
- в) водогрійних котлів (теплопродуктивністю кожного не більше 10,5 ГДж/год , 2,5 Гкал/год), що не мають барабанів;
- г) котлів-утилізаторів – без обмежень.

					00КРБ 144ОПТЕ00.004.210735.2023.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №2 в м. Миргород</i> <b>РОЗДІЛ 3</b>			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив		Лампіцький О.А.							112	57	
Перевірив		Бойко В.О.						ТЕ4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ			
Рецензув.											
Затвердив		Петренко В.П.									

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

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

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

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

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

#### Освітлення

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

Окрім робочого освітлення в котельнях повинно бути аварійне електричне освітлення.

Підлягають обов’язковому обладнанню аварійним освітленням наступні місця:

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

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Розміщення котлів і допоміжного обладнання

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

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

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

б) при відсутності необхідності обслуговування топки з фронту;

в) якщо котли працюють на газоподібному або рідкому паливі.

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

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

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

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

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

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

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						59
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

### 3.2 Заходи з охорони праці

Обов'язки оператора котлів

Перед розпаленням ретельно перевірити:

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

Провентилувати топку і газоходи протягом 10-15 хвилин (залежно від конструкції котла) шляхом відкриття дверей топки, піддувала, шиберів для

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

регулювання подачі повітря, заслонок природної тяги, а при наявності димососів і вентиляторів – шляхом їх включення. До включення димососа для вентиляції топки і газоходів у котлів, працюючих на газоподібному паливі, необхідно переконатися, що ротор не торкається корпусу димососа, для чого ротор прокручується вручну. Включення димососів у вибухонебезпечному виконанні допускається тільки після провітрювання котлів природною тягою і після перевірки справності димососа.

Для котла, працюючого на газоподібному паливі:

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

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

в) переконатися у відсутності витікання газу з газопроводу, газового обладнання й арматури шляхом омилювання нарізних і фланцевих з'єднань. Користування відкритим вогнем при виконанні цієї роботи категорично забороняється.

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

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

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

Якщо при перевірці буде виявлена несправність устаткування, то приймаючий зміну оператор (старший оператор) повинен зробити про це запис у змінному журналі і сповістити про це особу, відповідальну за справний стан і безпечну експлуатацію котлів для прийняття відповідного рішення з цього питання і надання необхідної вказівки операторові.

Операторові забороняється залишати робоче місце за відсутності змінного. У випадку відсутності останнього це необхідно довести до відома особи, відповідальної

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						61
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

за справний стан і безпечну експлуатацію котлів (начальника котельної), керуватися його вказівками.

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

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

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

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

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

### 3.3 Заходи з охорони довкілля

Забруднення шкідливими домішками атмосфери, землі і води погіршує санітарно-гігієнічне становище міст, селищ, полів, лісів, водойм, шкідливо впливаючи на організм людини і рослинність, погіршує якість продукції підприємств, підвищує знос механізмів і порушує будівельні конструкції споруд. До надзвичайно шкідливих відносяться  $V_2O_5$  і бензопирен. Перші з'єднання утворюються в невеликій кількості при спалювання мазуту. Бензопирен може утворюватись при спалюванні будь-якого палива при нестачі кисню. Високошкідливими являються  $NO_2$  і  $SO_3$ . Оксиди азоту  $NO_x$  утворюються в зоні великих температур факелу при  $1600\text{ }^\circ\text{C}$ . Вихід  $NO_3$  складає приблизно 10%.  $SO_3$  утворюється на кінцевому етапі згорання палива із  $SO_2$  при втратах кисню за рахунок каталізу на відкладеннях в пароперегрівнику. Його вихід складає 2-5%  $SO_2$ . В зоні низькотемпературних поверхонь нагріву  $SO_3$

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

перетворюється в пари  $H_2SO_4$  і витрачається в процесі низькотемпературної корозії. Ступінь небезпеки впливу шкідливого середовища на живий організм визначається відношенням його концентрації до гранично допустимої (ГДК),  $mg/m^3$ , в повітрі на рівні дихання людини:  $k_i = c_i / ГДК$ . Значення  $k_i$  повинно бути менше 1. При одночасному вмісті в повітрі декількох шкідливих речовин ступінь небезпеки оцінюють шляхом складання токсичних кратностей.

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

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

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

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

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

Відомо два метода мокрої очистки. Перший полягає в утворенні процесів, при яких спочатку проходить видалення  $SO_2$  за рахунок його фізичного поглинання, потім поглинаючий  $SO_2$  виділяється із розчинника шляхом його нагріву, а розчинник може бути знову використаний для очистки. Найбільш зручним і дешевим поглинанням являється вода, однак вона малоефективна при низьких концентраціях  $SO_2$ , і тому доводиться використовувати більш ефективні і дорогі засоби поглинання.

До другої групи методів мокрої очистки, більш розповсюдженої, в якості засобу поглинання використовують водяні розчини, що переводять оксиди сірки в сульфати

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

і сульфїти. При цьому одним із найбільш ефективних абсорбентів виявився аміак. В такій сіркоуловлювальній установці аміак вступає у взаємодію із сірчистим ангїдридом з утворенням сульфїту амонію. Розчин бісульфїту амонію, що утворився, може бути потім перероблений в товарну продукцію.

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

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

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

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

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

#### ***Основні терміни та визначення***

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

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

Залежно від розмірів матеріальних збитків пожежі поділяються на особливо великі (коли збитки становлять від 10000 і більше розмірів мінімальної заробітної плати), великі (збитки сягають від 1000 до 10000 розмірів мінімальної заробітної плати) та інші. Проте наслідки пожеж не обмежуються суто матеріальними

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

втратами, пов'язаними зі знищенням або пошкодженням основних виробничих та невиробничих фондів, товарно-матеріальних цінностей, особистого майна населення, витратами на ліквідацію пожежі та її наслідків, на компенсацію постраждалим і т. п. Найвідчутнішими, безперечно, є соціальні наслідки, які, передусім, пов'язуються з загибеллю і травмуванням людей, а також пошкодженням їх фізичного та психологічного стану, зростанням захворюваності населення, підвищенням соціальної напруги у суспільстві внаслідок втрати житлового фонду, позбавленням робочих місць тощо.

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

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

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

Основними напрямками забезпечення пожежної безпеки є усунення умов виникнення пожежі та мінімізації її наслідків. Об'єкти повинні мати системи пожежної безпеки, спрямовані на запобігання пожежі, дії на людей та матеріальні цінності небезпечних факторів пожежі, в тому числі їх вторинних проявів. До таких факторів, згідно ГОСТ 12.1.004-91, належать: полум'я та іскри; підвищена температура навколишнього середовища; токсичні продукти горіння й термічного розкладу матеріалів, речовин; дим; знижена концентрація кисню.

Вторинними проявами небезпечних факторів пожежі вважаються: уламки, частини зруйнованих апаратів, агрегатів, установок, конструкцій; радіоактивні та токсичні речовини і матеріали, викинуті із зруйнованих апаратів та установок; електричний струм, пов'язаний з переходом напруги на струмопровідні елементи

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

будівельних конструкцій, апаратів, агрегатів внаслідок пошкодження ізоляції під дією високих температур; небезпечні фактори вибухів, пов'язаних з пожежами; вогнегасні речовини.

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

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

Потрібний рівень пожежної безпеки людей за допомогою вказаних систем, згідно з ГОСТ 12.1.004-91, не повинен бути меншим за 0,999999 відвернення впливу небезпечних факторів на рік із розрахунку на кожну людину, а допустимий рівень пожежної небезпеки для людей має бути не більше  $10^6$  впливу небезпечних факторів пожежі, що перевищують гранично допустимі значення, на рік із розрахунку на кожну людину.

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

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

Метою пожежної безпеки об'єкта є попередження виникнення пожежі на визначеному чинними нормативами рівні, а у випадку виникнення пожежі – обмеження її розповсюдження, своєчасне виявлення, гасіння пожежі, захист людей і матеріальних цінностей.

Основними вихідними даними при розробці комплексу технічних і організаційних рішень щодо забезпечення потрібного рівня пожежної безпеки в кожному конкретному випадку є чинна законодавча і нормативно-технічна база з питань пожежної безпеки, вибухопожежонебезпечні властивості матеріалів і речовин, що застосовуються у виробничому циклі, кількість

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						66
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

вибухопожежонебезпечних матеріалів і речовин і особливості виробництва. На основі цих вихідних даних визначаються такі критерії вибухопожежонебезпечності об'єкта, як категорії приміщень і будівель за вибуховою і пожежною небезпекою, а також класи вибухонебезпечних зон в приміщеннях і поза ними. Саме залежно від категорії приміщень і будівель, та класу зон за вибухопожежною небезпекою, відповідно до вимог чинних нормативів, розробляються технічні та організаційні заходи і засоби забезпечення вибухопожежної безпеки об'єкта.

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

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

Відповідно до Державної програми забезпечення пожежної безпеки на 1995 – 2000 роки, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 03.04.95 №238, та згідно з Положенням про порядок розроблення, затвердження, перегляду, скасування та реєстрації нормативних актів з питань пожежної безпеки, затвердженим наказом МВС України 04.12.96 №833, створено Державний реєстр нормативних актів з питань пожежної безпеки, до якого включено біля 360 найменувань документів різних рівнів та видів. За рівнем прийняття і дії реєстр виділяє 8 груп таких актів:

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

2. **Міжгалузеві.** До документів цього типу віднесено 42 нормативні акти з пожежної безпеки. До цих актів, зокрема, увійшли НАПБ Б.02.001–94 "Положення про державну пожежну охорону", НАПБ Б.07.001–94 "Перелік посад, при

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

призначенні на які особи зобов'язані проходити навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки та порядок його організації”, а також інші правила, положення інструкції та настанови, що окреслюють загальні вимоги пожежної безпеки, обов'язкові для виконання в усіх галузях виробничого та невиробничого середовища. До цієї ж групи входить дуже важливий нормативний акт, який використовується для визначення рівня пожежної небезпеки об'єкта НАПБ Б.07.005–86 "Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности" ОНТП 24–

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

Серед них:

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

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

**5. Міждержавні стандарти з питань пожежної безпеки.** До них відносяться деякі стандарти системи стандартів безпеки праці СРСР, а також галузеві стандарти СРСР (ГОСТы), які стосуються пожежної безпеки. Всього до цієї групи належать 46 стандартів, серед яких:

- ГОСТ 12.004 – 91 ССБТ "Пожарная безопасность. Общие требования";
- ГОСТ 12.1.010 – 76 ССБТ "Взрывобезопасность. Общие требования";
- ГОСТ 12.4.009 – 83 ССБТ "Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание";
- ГОСТ 12.1.044–89 "Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения", положення якого

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						68
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

безпосередньо використовується при аналізі рівня пожежної небезпеки об'єкта ( див. блок 2 мал.4.1).

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

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

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

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

### **Сутність та види горіння. Класи пожеж**

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

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

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

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

Горіння може бути гомогенним та гетерогенним.

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

Пожежі, переважно, характеризуються гетерогенним горінням.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

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

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

За походженням та деякими зовнішніми особливостями розрізняють такі форми горіння:

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

**займання** – горіння, яке виникає під впливом джерела запалювання;

**спалахування** – займання, що супроводжується появою полум'я;

**самозаймання** – горіння, яке починається без впливу джерела запалювання;

**самоспалахування** – самозаймання, що супроводжується появою полум'я;

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

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## РОЗДІЛ 4. СУЧАСНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ [11]

### 4.1 Загальні поняття про альтернативні джерела енергії

Альтернативні джерела енергії це будь-які джерела енергії, що є альтернативою викопному паливу. Такі джерела енергії покликані на вирішення проблем, пов'язаних з виробництвом та використанням викопних видів палива.

Світові енергетичні ресурси величезні: потенційні геологічні запаси всіх видів мінерального палива на Землі оцінюються від 10 до 25 трлн т у.п., з яких сучасними екологічно безпечними способами можна добути лише близько 4 трлн т у.п. Велика частина (80 %) органічного палива припадає на вугілля. Крім мінеральних паливних ресурсів є ще так звані відновлювані й нетрадиційні, використання яких поступово збільшується. Значні перспективи пов'язують також з використанням запасів урану і торію, що можуть дати теплової енергії в сотні разів більше, ніж усі відомі запаси паливних корисних копалин. У світі сьогодні існує достатньо відомий всім факт: енергія – основа життя на землі. З усіх галузей господарської діяльності саме енергетика чинить найбільший вплив на наше життя. Тепло і світло в будинках, транспортні потоки і робота промисловості – усе це вимагає неабияких затрат енергії. Людина завжди шукала нові способи перетворення енергії для своїх потреб, і технічний прогрес, що вона створила за останні два століття, перетворив її побут до невпізнання. Серед усіх напрямів використання людиною паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) можна виділити такі найголовніші:

- транспорт;
- промисловість – металургія, хімічний синтез, виготовлення готових виробів;

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- температурний контроль – опалення та охолодження приміщень, гаряче водопостачання;
- виробництво електроенергії, необхідної для роботи електромоторів, освітлення, побутової та промислової електроніки.

Під час оцінки світових енергетичних ресурсів необхідно враховувати рівень розвіданості їх запасів. Наведені вище цифри – це оцінки загальногеологічних запасів, що включають потенційні та прогнозовані запаси. Достовірні, або розвідані, а також промислові та балансові запаси, як правило, у багато разів менші. Наприклад, з 15 трлн т світових запасів вугілля розвідані запаси становлять лише 1,5 трлн т (10 %).

Загальногеологічні запаси поступово перетворюються в достовірні. Однак цей процес досить тривалий і стає все більш дорогим: розвідка копалин відбувається за рахунок родовищ палива, розташованих у місцях віддалених від місць споживання, переважно малодоступних і малообжитих районах, а також на великих глибинах і морських акваторіях. Це призводить до ускладнення видобутку палива і, як наслідок, його здорожчання. Нарощування обсягів видобутку випереджає приріст запасів. Необхідно також враховувати те, що при сучасному рівні розвитку техніки з надр Землі видобувається лише частина наявних запасів мінерального палива. Так, для кам'яного вугілля шахтної видобутку ця частина становить близько половини, для нафти – третину, для природного газу – 0,8. Нафту добувають зі свердловини до тих пір, поки цей процес рентабельний. Після цього свердловину виводять з чинного фонду незалежно від того, скільки нафти там залишилося. За оцінками фахівців, світові потреби в ПЕР зростають постійно. Майже половина приросту споживання ПЕР обумовлюється зростанням енергетичних потреб країн, що розвиваються, що називають «азіатськими драконами». Це обумовлено тим, що розвиток промислового сектора є основною ланкою їх швидкого економічного зростання (зокрема, Китаю та Індії).

У 70-ті роки ХХ ст. багато економічно розвинених країн вступили у смугу так званої «енергетичної кризи», тобто відставання темпів видобування нафти від

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

темрів її споживання. У результаті почався активний пошук шляхів економії енергії та її альтернативних джерел. У наш час невідповідність видобування енергоресурсів їх споживанню ще більша – ми споживаємо значно більше, ніж виробляємо. Загальне енергоспоживання має такий вигляд: нафтопродукти ~33 %, природний газ ~23 %, вугілля ~ 29 %, ядерне паливо ~4 %, гідроелектростанції ~7 % та інші відновлювані енергоресурси ~ 3 %. Враховуючи, що крім нафти використовуються такі види палива, як вугілля і природний газ, можна вважати, що понад 90 % всієї споживаної енергії виробляється з не відновлюваної вуглеводневої сировини. На рис. 4.1 представлено структуру споживання енергоресурсів у світі.

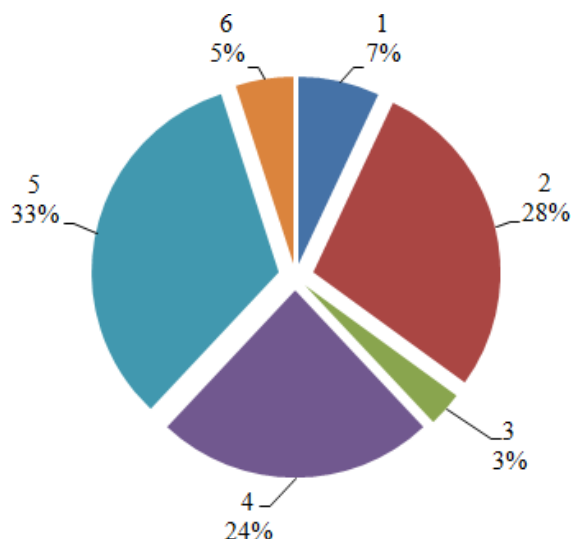


Рис. 4.1. Структура енергобалансу світу

*1 – гідроенергетика, 2 – вугілля, 3 – відновлювана енергетика, 4 – природний газ, 5 – нафта, 6 – атомна енергія.*

Родовища викопних видів палива на Планеті розташовані дуже нерівномірно. Близько третини потенційних світових запасів вугілля і газу та більше 20 % нафти знаходяться у Росії. Близько 35 % нафти і 17 % газу зосереджено на Середньому Сході. Великий потенціал вугілля, газу й нафти має Північна Америка. Ці три регіони володіють майже 70 % розвіданих світових запасів

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

викопного палива. Ще не повністю оцінені великі поля родовищ нафти й газу, розташовані в районах континентального шельфу морів Північної півкулі. Розглянемо більш детально родовища основних викопних видів палива на планеті.

Вугілля. На Землі відомо понад 3600 вугільних басейнів і родовищ, які займають 15 % її території. Велика частина вугільних ресурсів світу припадає на Азію, Північну Америку і Європу і зосереджена в десяти найбільших басейнах. Найпотужніші поклади вугілля зосереджені в таких країнах: Росія – близько половини світових запасів, Китай – 1,5 трлн тон, США – близько 3 млрд. Найбільшим експортером вугілля на сьогодні вважається Австралія, яка постачає на світовий ринок майже третину потрібного людству вугілля. У всьому світі електростанції, які працюють на вугіллі, виробляють 40 % електричної енергії. Застосування новітніх технологій дозволяє розширити його використання. Зараз видобуток вугілля в країнах світу становить: Китай – 1290 млн т, США – 935 млн т, Індія – 286 млн т, Росія – 263 млн т, Німеччина – 246 млн т, Австралія – 243 млн т, ПАР – 204 млн т, Польща – 198 млн т, Чехія – 90 млн т, Україна – 80 млн т.

Нафта. На земній кулі розвідано понад 600 нафтогазоносних басейнів, 450 з них розробляються. Загальна кількість нафтових родовищ сягає 35 тис. Основні запаси знаходяться в північній півкулі, велика частина їх сконцентрована в небагатьох найбільших басейнах. Міжнародним енергетичним агентством загальносвітові геологічні запаси нафти оцінені в 200 млрд т, достовірні – 120 млрд т. Нафтоносні площі світу становлять 32 млн км<sup>2</sup>. Найбільші ресурси нафти зосереджені в таких країнах: Саудівська Аравія – 23 млрд т, Мексика – 20 млрд т, ОАЕ, Кувейт, Ірак – по 13 млрд т, Іран – 12 млрд т, США – 4 млрд т, Венесуела – 3,7 млрд т, Лівія – 3 млрд т, Нігерія – 2,2 млрд т, Великобританія – 2 млрд т, Норвегія – 1,3 млрд т, Алжир, Канада – по 1 млрд т. У Росії зосереджено понад 10 млрд т нафти, яка становить 8 % світових запасів. Деякі з геологів стверджують, що лише в Тюменській області знаходиться близько 14 млрд т нафти. Достовірні запаси нафти постійно зростають. Так, за останні 20 років вони зросли на 56 % (з 770 до 1200 млрд барелів). Обсяг видобутку нафти – чи то з окремої свердловини,

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						75
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

то чи по всій країні – спочатку зростає до максимуму, поки не вичерпається половина підземних запасів. Після цього видобуток поступово скорочується майже до нульової позначки. Для світової економіки важливо не те, коли вичерпаються всі запаси нафти, а те, коли почнеться скорочення її видобутку. Якщо видобуток буде падати, а попит буде підніматися, то ціни на нафту різко зростуть або будуть дуже нестабільними. Це може привести до економічного хаосу, проблем з перевезенням продуктів та інших товарів і навіть війн між країнами за родовища нафти. Щоб цього не сталося, необхідно відкривати нові поклади нафти. Але вже зараз обсяг покладів, які відкриваються, не здатний покрити витрати: щорічний приріст запасів становить 0,8 %, а приріст щорічних витрат – 2 % від світових запасів. За свою історію людство вже використало 100 млрд т нафти. Щороку видобувається і використовується 3 млрд т нафти, з яких 1 млрд т використовують США. Кожен день світ споживає 86 млн барелів нафти, з яких 20 – США. Якщо теперішні темпи видобутку нафти не знизяться, то її підземних запасів вистачить ще на 40 років. Для регулювання цін на нафту нафтовидобувні країни створили організацію країн-експортерів нафти (ОПЕК). Членами цієї організації є країни, економіка яких залежить від доходів від експорту нафти: Іран, Ірак, Кувейт, Саудівська Аравія, Венесуела, Катар, Індонезія, Лівія, ОАЕ, Алжир, Нігерія, Ангола. Мета ОПЕК: координація діяльності та вироблення спільної політики щодо видобутку нафти серед країн-учасниць організації з метою підтримки стабільних цін на нафту, забезпечення стабільних поставок нафти споживачам. Розміри підтверджених запасів нафти ОПЕК постійно зростають. Так, якщо в 1970 р. вони становили 412 млрд барелів і до цього часу було видобуто 374 млрд барелів, то сьогодні ОПЕК має запаси в 903 млрд барелів. Тільки Саудівська Аравія володіє приблизно 80 родовищами нафти, з яких експлуатується лише дев'ять.

Природний газ. Світові розвідані запаси природного газу оцінюються в 100 трлн м<sup>3</sup>. Найбільші його поклади зосереджені в таких країнах: Росія – близько третини світових запасів, Іран – 13,5 трлн м<sup>3</sup>, США – 32,6 трлн м<sup>3</sup>, Алжир – 3,5 трлн м<sup>3</sup>, Канада – 3,3 трлн м<sup>3</sup>, Норвегія – 3,0 трлн м<sup>3</sup>, Мексика – 2,5 трлн м<sup>3</sup>,

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						76
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Нідерланди – 2,0 трлн м<sup>3</sup> , Венесуела – 1,8 трлн м<sup>3</sup> , Малайзія – 1,5 трлн м<sup>3</sup> , Індонезія – 1,2 трлн м<sup>3</sup> , Великобританія – 1,1 трлн м<sup>3</sup> , Аргентина – 0,8 трлн м<sup>3</sup> . Найбільш ймовірні відкриття нових родовищ природного газу пов'язують з районом Перської затоки, північної Канади, Південно-Східної Азії, північного шельфу Австралії, шельфу США, Північного і Норвезького морів і іншими районами, де нині проводяться необхідні геологорозвідувальні та бурові роботи. Але необхідно відзначити, що нині різні фахівці оцінюють кількість запасів природного газу на основі різних припущень. Тому точно визначити реальні його запаси досить важко. Використання природного газу постійно збільшується з огляду на те, що його вплив на навколишнє середовище є менш згубним, ніж за використання інших видів палива. Проте слід зазначити, що головною складовою природного газу є метан, який посилює парниковий ефект в 21 раз сильніше, ніж вуглекислий газ. Тому зменшення викидів шкідливих речовин через більш широке використання природного газу призведе до подальшого нарощування парникового ефекту. Потреби в природному газі будуть зростати найбільш динамічно (щорічно на 3 %). Найбільше споживання газу передбачається в країнах, що розвиваються.

Уранова сировина. У всьому світі налічується приблизно 450 атомних реакторів, що виробляють 16 % усієї електричної енергії. Щорічно вводяться в дію десятки атомних реакторів. Атомна енергетика і далі залишається перспективною попри те, що на АЕС трапляються аварії, як, наприклад, в Чорнобилі в 1986 р.. Уран є головним енергоносієм для АЕС. Відомості про запаси урану мають орієнтовний характер, оскільки важко судити про реальність оціночних даних. На основі сучасного рівня вивчення залягання покладів урану можна виділити такі уранові провінції: Канадський геологічний щит, Скелясті гори, Південна Америка, Західна, Південна і Східна Європа, Центральна Азія, Центральна і Південна Африка, Австралія. Провідні місця у видобутку урану займають США, Канада, ПАР, Австралія, Франція, Росія, Україна. Крім цих країн, уран видобувається також у Бразилії, Мексиці, Казахстані, Аргентині, Індії, Пакистані, Китаї, Мозамбіку, Габоні, Конго, Заїрі, Великобританії, Португалії. Україна має значні природні

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						77
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ресурси та унікальне для Європи навколишнє середовище, але водночас є однією з найбільш екологічно забруднених країн регіону. Неефективне управління довкіллям в минулому спричинило зростаючу кількість природних катастроф протягом останніх років, а також призвело до погіршення стану здоров'я населення. На сьогодні Україна є однією з країн світу, де енергія використовується найменш ефективно. Україна задовольняє власні потреби в енергоресурсах менше, ніж наполовину. Сьогодні структура видобутку енергетичних корисних копалин в нашій державі виглядає таким чином: з майже 40 млрд. м<sup>3</sup> спожитого в 2016 р. природного газу видобуто було лише близька 20 млрд. м<sup>3</sup> ; частка імпорту нафтопродуктів в Україну в 2016 р. склала 80 %; протягом того ж року на українських шахтах було видобуто 40,8 млн т вугілля, при цьому обсяг імпортованого вугілля склав 15,6 млн т.

Енергетичний потенціал України складається з природних корисних копалин, водних ресурсів і нетрадиційних джерел енергії. У її енергетичному балансі переважає природний газ, вугілля та атомна енергія, при цьому природний газ та уран Україна здебільшого імпортує з Росії або транзитом через цю країну, що робить її енергетично залежною. У структурі постачання первинної енергії споживачам в Україні за останні роки найбільший обсяг припадає на вугілля – 32,6 %, обсяг постачання природного газу становить 28 %, нафти – 12,1 %, атомної енергії – 23,3 %, гідроресурсів та інших відновлювальних джерел енергії – 4 %. Рівень енергозабезпечення країни характеризує показник питомого споживання первинної енергії на одну людину. Енергозабезпечення України у 2005 році дорівнювало 4,3 т умовного палива на одну людину, тоді як у США – 15,6 т у.п./люд. Технологічний рівень країни характеризується показником споживання електричної енергії на одну людину. Питоме споживання електроенергії в Україні становило 3789 кВт·год/люд., що у 2–3 рази нижче, ніж у розвинутих країнах світу.

Головним споживачем нафтопродуктів сьогодні залишається транспорт; ядерне паливо слугує лише для виробництва електрики і не може використовуватися на транспорті. Поява нового джерела енергії не виправить

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						78
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

становища, якщо енергію з цього джерела не можна буде використовувати там, де сьогодні використовують нафту. Отже, головною енергетичною проблемою у світі є проблема виснаження запасів нафти.

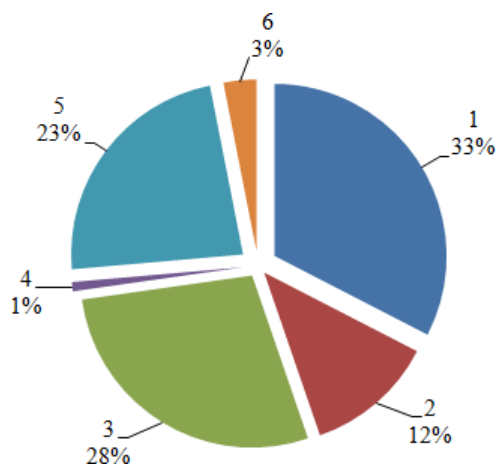


Рис. 4.2. Структура постачання первинної енергії в Україні:

*1 – вугілля і торф, 2 – нафта, 3 – природний газ, 4 – гідро-, вітрова та сонячна енергія, 5 – атомна енергія, 6 – біопалива та відходи.*

Основою електроенергетики світу поки що є теплова енергетика, тобто ТЕС, у яких використовується органічне паливо (вугілля, мазут, природний газ). Нові розробки щодо підвищення економічності та безпеки ТЕС для довкілля спрямовані як на покращення технічних показників топок, застосування киплячого шару тощо, так і на використання комбінованого парогазового циклу, що дає можливість суттєво підвищити ККД. Використання газу дозволяє значно зменшити кількість небезпечних викидів у навколишнє середовище, однак внаслідок обмеженості ресурсів та інших причин газ спалюють переважно у години пікових навантажень. Неможливість відмовитися від спалювання на ТЕС вугілля, що є найбільшим забруднювачем довкілля, може бути компенсована застосуванням нових технологій газифікації вугілля. Широкому впровадженню останніх заважають високі витрати капіталу. У розвинутих країнах застосовується практика комбінованого використання різних типів палива. Перша комерційна парогазова

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						79
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

установка з прямоточним котлом-утилізатором була введена в експлуатацію у 2000 р. на ТЕС. Вона розрахована на спалювання зрідженого природного газу і приблизно на 40 % економічніша за інші, має нижчі викиди CO<sub>2</sub> і концентрацію оксидів азоту у газах завдяки денітрифікаційній станції. Тоді як головною тенденцією енергетики провідних країн світу є перехід на парогазові турбіни, що працюють на газі, поступове падіння частки вугілля стало головною проблемою енергетиків. Але й американські, і європейські спеціалісти розуміють, що тривале забезпечення їх країн електроенергією має базуватися на використанні вугілля, запаси якого суттєво перевищують запаси природного газу. Таким чином, статус-кво, що склався останнім часом між основними постачальниками енергоносіїв, не може бути тривалим, оскільки потреби в енергії зростають, передусім через країни, що розвиваються. Гідроенергетичні ресурси обмежені. Широко впроваджена атомна технологія не має підтримки у населення, а також використовує уран, ресурси якого обмежені. Проблема обмежених ресурсів викопного органічного палива ще гостріша, тому що найбільш цінне енергетичне джерело – газ – має вичерпатись у першу чергу. З іншого боку, використання органічного палива спричинює значні викиди у доквілля як CO<sub>2</sub> (небезпека глобального потепління), так і токсичних SO<sub>2</sub> і NO<sub>x</sub>, а також пилу. Це і є головні причини виникнення глобальної енергетичної кризи.

Думки вчених на тему того, що ж являють собою альтернативні джерела енергії та можливі шляхи їх використання значно змінилися з часів, відколи було введено це поняття. Сьогодні, коли існує велике різноманіття джерел енергії, так само як і способів їх отримання та застосування, поняття «альтернативна» є досить неоднозначним та суперечним. У загальному розумінні, поняття «альтернативна енергія», як воно трактується на даний момент, це енергія, що виробляється або відновлюється без небажаних наслідків, властивих використанню традиційних видів палива, зокрема великих викидів вуглекислого газу, що є важливим чинником глобального потепління. Найбільш популярними визначеннями поняття «альтернативної енергії» є:

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						80
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- енергія, що живиться способами без використання природних ресурсів і яка не завдає шкоди навколишньому природному середовищу;
- енергія, отримана з джерел, що не використовують природні ресурси або не завдає шкоди навколишньому природному середовищу;
- енергія, одержувана з нетрадиційних джерел (наприклад, стиснений природний газ, сонячна радіація, гідрологічні ресурси, вітер та ін.);
- енергія, що не широко використовується і, як правило, є екологічно безпечною, така як сонячна або вітрова енергія (на відміну від викопних видів палива);
- джерела палива, відмінні від тих, що отримують з корисних копалин. Зазвичай є взаємозамінними з відновлюваними джерелами енергії. Прикладами є: енергія вітру, сонця, біомаси, енергія хвиль та припливів;
- енергія, отримана з сировини, альтернативної корисним копалинам. Не обов'язково є відновлюваною.

Основні причини, що вказують на важливість якнайшвидшого переходу до альтернативних джерел енергії:

- глобально-екологічні: сьогодні загальновідомий і доведений факт згубного впливу на навколишнє середовище традиційних енергодобувних технологій (у т.ч. ядерних і термоядерних), їх застосування неминуче веде до катастрофічного зміни клімату вже в перших десятиліттях XXI столітті;
- політичні: та країна, що першою в повній мірі освоїть альтернативну енергетику, здатна претендувати на світову першість і фактично диктувати ціни на паливні ресурси;
- економічні: перехід на альтернативні технології в енергетиці дозволить зберегти паливні ресурси країни для переробки в хімічній та інших галузях промисловості. Крім того, вартість енергії, виробленої багатьма альтернативними джерелами, вже сьогодні нижче вартості енергії з традиційних джерел, та і терміни окупності будівництва альтернативних електростанцій істотно коротше. Ціни на альтернативну енергію знижуються, на традиційну -

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						81
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

постійно зростають;

- соціальні: чисельність і густина населення постійно зростають. При цьому важко знайти райони будівництва АЕС, ГРЕС, де виробництво енергії було б рентабельно і безпечно для навколишнього середовища. Загальновідомі факти зростання онкологічних і інших важких захворювань у районах розташування АЕС, великих ГРЕС, підприємств паливно-енергетичного комплексу, добре відомий шкоду, що наноситься гігантськими рівнинними ГЕС, – все це збільшує соціальну напруженість;

- еволюційно-історичні: у зв'язку з обмеженістю паливних ресурсів на Землі, а також експоненціальним наростанням катастрофічних змін в атмосфері та біосфері Планети існуюча традиційна енергетика представляється тупиковою; для еволюційного розвитку суспільства необхідно негайно розпочати поступовий перехід на альтернативні джерела енергії.

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) є соціально та політично визначена категорія джерел енергії. Відновлювана енергія, як правило, визначається як енергія, отримана з ресурсів, що постійно поповнюються в людських масштабах часу, таких як гідро, сонячна, вітрова, геотермальна, гідравлічна енергії, енергія морських течій, хвиль, припливів, температурного градієнта морської води, різниці температур між повітряною масою і океаном, тепло Землі, біомаса тваринного, рослинного і побутового походження. Існує фундаментальна привабливість у використанні цих природних сил, що оберігають навколишнє середовище від ефектів горіння органічного палива.

З усього перерахованого тільки енергія падаючої води в річках набула широкого поширення для перетворення в електроенергію. Основне застосування сонячної енергії, завдяки фотосинтезу, людство знайшло в сільському господарстві і лісівництві, але все частіше її починають використовувати для опалення. Біомаса спалюється для одержання енергії, збільшується використання зерна для отримання автомобільного палива. Масштаби використання інших видів природної енергії в даний час набагато менші.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						82
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

До останнього часу в розвитку енергетики простежувалася чітка закономірність: розвиток отримували ті напрями енергетики, що забезпечували досить швидкий прямий економічний ефект. Пов'язані з цими напрямками соціальні та екологічні наслідки розглядалися лише як супутні, і їх роль у прийнятті рішень була незначною. При такому підході відновлювані джерела енергії розглядалися лише як енергоресурси майбутнього, коли будуть вичерпані традиційні джерела енергії або коли їх видобуток стане надзвичайно дорогим та трудомістким. Так як це майбутнє видавалося досить віддаленим, то використання ВДЕ уявлялося досить цікавим, але скоріше екзотичним, ніж практичним, завданням.

Ситуацію різко змінило усвідомлення людством екологічних меж зростання. Швидке зростання негативних антропогенних впливів на навколишнє середовище веде до істотного погіршення середовища проживання людини. Підтримання цього середовища в нормальному стані і можливість його до самозбереження, стає однією з пріоритетних цілей життєдіяльності суспільства. У цих умовах колишні, тільки вузько економічні оцінки різних напрямків техніки, технології, господарювання, очевидно стають недостатніми, адже вони не враховують соціальні та екологічні аспекти. Імпульсом для інтенсивного розвитку відновлюваних джерел енергії вперше стали не перспективні економічні прогнози, а громадський натиск, заснований на екологічних вимогах. Думка про те, що використання відновлюваних джерел енергії істотно поліпшить екологічну ситуацію в світі – ось основа цього натиску. Основна перевага ВДЕ – невичерпність та екологічна чистота. Їх використання не змінює енергетичний баланс планети. Ці якості і послужили причиною бурхливого розвитку відновлюваної енергетики за кордоном і вельми оптимістичних прогнозів їх розвитку в найближчому десятилітті. Близько 16 % кінцевого споживання енергії в світі надходить з відновлюваних ресурсів. З них 10 % всієї енергії отримується з традиційної біомаси, що використовується в основному для опалення, а 3,4 % належить гідроелектроенергії. Нові ВДЕ (малі ГЕС, сучасна біомаса, вітер, сонце, геотермальні джерела, біопалива) складають разом ще 3 % і швидко розвиваються.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						83
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Внесок ВДЕ до загального виробництва електроенергії в світі становить майже 23 %, при цьому лівова частка припадає на гідроенергію – 16,6 %. З інших ВДЕ найбільша частка у вітроенергії – 3,1 %, за якою слідує біомаса – 1,8 %. Найкрупнішими виробниками «зеленої» електроенергії є 7 країн, сумарні потужності яких складають 71,5 % світових (470 ГВт, без врахування гідроенергії): Китай, США, Німеччина, Італія, Іспанія, Японія, Індія.

Теплова енергія становить близько половини кінцевого енергоспоживання в світі. Більше чверті потреби в тепловій енергії забезпечується через відновлювані джерела, зокрема 17 % дає традиційна біомаса, 7 % – сучасна біомаса і лише 1 % – інші сучасні ВДЕ.

Однією з найважливіших характеристик ВДЕ є їх енергетичний потенціал – показник, який визначає кількість енергії, властивої відповідному виду ВДЕ. Для оцінки можливих обсягів використання енергетичних ресурсів ВДЕ енергетичний потенціал по вітчизняній класифікації поділяють наступним чином:

- теоретичний або теоретично-можливий потенціал ВДЕ – загальна кількість енергії, яким характеризується кожне із джерел відновлюваної енергії;
- технічний або технічно-досяжний потенціал ВДЕ – частина енергії загального потенціалу, що можна реалізувати за допомогою сучасних технічних пристроїв;
- економічно-доцільний потенціал ВДЕ – частина енергії загального потенціалу, що доцільно використовувати, враховуючи економічні, соціальні, техніко-технологічні та політичні чинники.

Теоретичний або теоретично-можливий енергетичний потенціал ВДЕ визначається за відповідними методиками з урахуванням багаторічних статистичних даних щодо надходження або наявності кожного з видів ВДЕ на відповідних територіях. Теоретичний потенціал низки видів ВДЕ залежить в першу чергу від кліматометеорологічних умов і в середньому вважається незмінним – енергія Сонця, вітру та води; тоді як енергетичний потенціал такого виду ВДЕ, як енергія відходів біомаси, залежить від господарської діяльності людини і

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						84
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

визначається щорічно з урахуванням цього фактору. Теоретичний енергетичний потенціал ВДЕ є базовим для визначення технічного і економічного енергетичного потенціалу ВДЕ.

Технічний або технічно-досяжний потенціал ВДЕ визначається з урахуванням стану сучасного розвитку технічної та технологічної бази відновлюваної енергетики та, як правило, встановлюється на певний термін – 5–10 років. Крім того, при проведенні розрахунків технічного енергетичного потенціалу ВДЕ враховується також стан економічного розвитку країни – показники технічного енергопотенціалу залежать від можливості закупівлі та впровадження найбільш сучасної світової техніки і технологій або необхідності орієнтації на власний рівень розвитку.

Економічний або економічно-доцільний потенціал ВДЕ є найбільш складним для розрахунків, так як при його визначенні необхідно враховувати цілий ряд факторів – стан економічного розвитку, соціальні, техніко-технологічні та політичні чинники країн і територій. Для держав, що характеризуються нестабільністю в даних сферах, показники економічного потенціалу можуть мати значні розбіжності у різних авторів.

Необхідність широкого використання ВДЕ визначається швидким зростанням потреби в електричній енергії; вичерпанням у видимому майбутньому розвіданих запасів органічного палива; кризовим станом довкілля в зв'язку із забрудненням оксидами азоту і сірки, вуглекислим газом, пилоподібними частинками від згорання палива, радіоактивним і тепловим забрудненням тощо.

Сьогодні загалом можна виділити п'ять основних причин, що зумовили розвиток ВДЕ:

- забезпечення енергетичної безпеки;
- збереження навколишнього середовища та забезпечення екологічної безпеки;
- завоювання світових ринків ВДЕ, особливо в країнах, що розвиваються;
- збереження запасів власних енергоресурсів для майбутніх поколінь;

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						85
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- збільшення споживання сировини для неенергетичного використання палива.

У той час як більшість проектів з використання відновлюваної енергії є великомасштабними, технології використання відновлюваних джерел також є підходящими для сільських та віддалених регіонів, де енергія часто має вирішальне значення для існування та розвитку людини.

ВДЕ, що прямо або опосередковано отримують свою енергію від сонця, наприклад, гідро- та вітрова енергія, потенційно, будуть здатні забезпечувати людство енергією ще протягом майже 1 млрд років, до того часу, коли прогнозоване збільшення сонячного випромінювання зросте до такого рівня, що поверхня Землі стане занадто гарячою для існування.

Окрім очевидних переваг відновлюваних джерел енергії існують і певні недоліки, що характерні кожному з них. Так, якщо фундаментальна властивість відновлювальності джерел енергії полягає в їх доступності та широкій поширеності, то фундаментальна проблема пов'язана з їх нестабільністю та недостатньою передбачуваністю. Виняток становить геотермальна енергія, що не широкодоступною. Це означає, що повинні існувати або дублюючі джерела електроенергії, або способи її накопичення у великих масштабах (накопичення гідроенергії у водосховищах, стисненого повітря в резервуарах або акумулювання енергії).

Під поняттям збалансована енергетика сьогодні розуміється стабільне забезпечення енергією, що дає змогу задовольняти потреби нинішнього покоління та не перешкоджаючи майбутнім поколінням задовольняти свої енергетичні потреби. Технології, що сприяють розвитку збалансованої енергетики мають на увазі використання відновлюваних джерел енергії, таких, як гідроенергетика, сонячна енергія, енергія вітру, енергії хвиль, геотермальна енергія, штучний фотосинтез, енергія припливів та відпливів, а також реалізація технологій, спрямованих на підвищення ефективності використання енергії.

Енергоефективність та відновлювані джерела енергії, сьогодні вважаються

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						86
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

двома основоположними складовими збалансованої енергетики. Нижче наведено найбільш поширені визначення збалансованої енергетики.

1. «Забезпечення енергією таким чином, що дає змогу задовольняти потреби нинішнього покоління та не перешкоджаючи майбутнім поколінням задовольняти свої енергетичні потреби. ...Стойка енергетика має два основні компоненти: відновлювані джерела енергії та енергоефективність».

2. «Динамічна рівновага між об'єктивною доступністю енергоємних товарів і послуг для всіх людей та збереженням землі для майбутніх поколінь», і «...рішення полягає в пошуку збалансованих джерел енергії та більш ефективних способів перетворення і використання енергії».

3. «Будь-які джерела виробництва енергії, її ефективного використання та збереження, де: ресурси, доступні у великих масштабах для забезпечення виробництва великої кількості енергії протягом тривалого терміну, близька 100 років».

4. «Енергія, що може бути поновленою протягом життя людини і не наносить довготривалої шкоди навколишньому середовищу».

Подібні підходи та визначення виокремлюють поняття сталої енергетики серед термінології стосовно інших відновлюваних джерел енергії, таких як альтернативні джерела енергії, та зосереджують увагу на здатності збалансованої енергетики продовжувати забезпечення енергією протягом багатьох років. У той же час виробництво та використання збалансованої енергетики може бути джерелом деякого незначного забруднення навколишнього середовища. Слід також зазначити, що збалансована енергетика також відрізняється від низьковуглецевої енергетики, що є збалансованою лише в тому сенсі, що її виробництво і використання не збільшує кількість вуглекислого газу в атмосфері.

Зеленою енергетикою називають ті види енергії, що можуть видобуватися (отримуватися) та/або споживатися без значного негативного впливу на навколишнє середовище. Наша планета має природну здатність до відновлення. А це в свою чергу означає, що забруднення, яке не виходить за межі цієї можливості

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						87
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

можна трактувати як «зелене».

Зелена енергетика являє собою сукупність поновлюваних джерел енергії і представляє ті джерела та технології, які здатні забезпечувати найвищу екологічну вигоду. Агентство США з охорони навколишнього середовища визначає зелену енергетику як енергію, отриману переробкою енергії сонця, вітру, геотермальної енергії, біогазу, біомаси, та малогабаритних гідроелектростанцій. Усе частіше виробники купують зелену енергію з метою уникнення або мінімізації впливу на навколишнє середовище, а також завдяки її перевагам відносно скорочення викидів парникових газів.

#### **4.2 Класифікація джерел енергії, їх види**

Джерела енергії (енергетичні ресурси) – це матеріальні об'єкти, в яких зосереджена енергія, придатна для практичного використання людиною.

Зважаючи на велике різноманіття існуючих сьогодні джерел енергії їх класифікують за різними ознаками (в залежності від їх походження, технологічних процесів отримання, компонентного складу та ін.). Відповідно до стану переробки енергетичні ресурси поділяються на первинні (природні) та вторинні. Загальна класифікація джерел енергії представлена на рис. 4.3.

Первинні (природні) енергетичні ресурси – це мінеральна сировина, що володіє запасом хімічної енергії в частині, що не складає матеріальну основу готового продукту, тобто не є сировиною, а використовується як джерело енергії. Іншими словами, первинні джерела енергії – це природні ресурси, що ніколи не перероблялися і не перетворювалися. Наприклад, сира нафта, природний газ, вугілля, горючі сланці, вода річок і морів, гейзери, вітер тощо. Крім того, до первинної енергії відноситься ядерна, сонячна, а також хімічно зв'язане тепло шихти деяких руд.

Первинні ресурси можна поділити на:

- природні, що утворюються внаслідок геологічного розвитку землі та

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						88
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

інших природних процесів;

- облагороджені, отримані в процесах облагороджування або збагачення природного енергетичного ресурсу без зміни його фізичної основи;

- перероблені, що отримують у процесі переробки природного енергетичного ресурсу зі зміною його фізико-хімічної основи, але без зміни агрегатного стану;

- перетворені, що отримують в процесі перетворення природного або переробленого енергетичного ресурсу зі зміною його фізико-хімічної основи й агрегатного стану.

Використання вторинних енергоресурсів передбачає не тільки економію палива, і інтенсифікацію технологічних процесів, захист оточуючого середовища від забруднення технологічними викидами і шкідливими газами, а також підвищення економічності промислового виробництва в цілому. На сьогодні відмовлення від планування заходів щодо використання вторинних енергоресурсів як для діючих, так і для проєктованих підприємств, у кожному окремому випадку, може мати місце тільки за умови доведеної технічної неможливості утилізації або неекономічності їхнього використання.

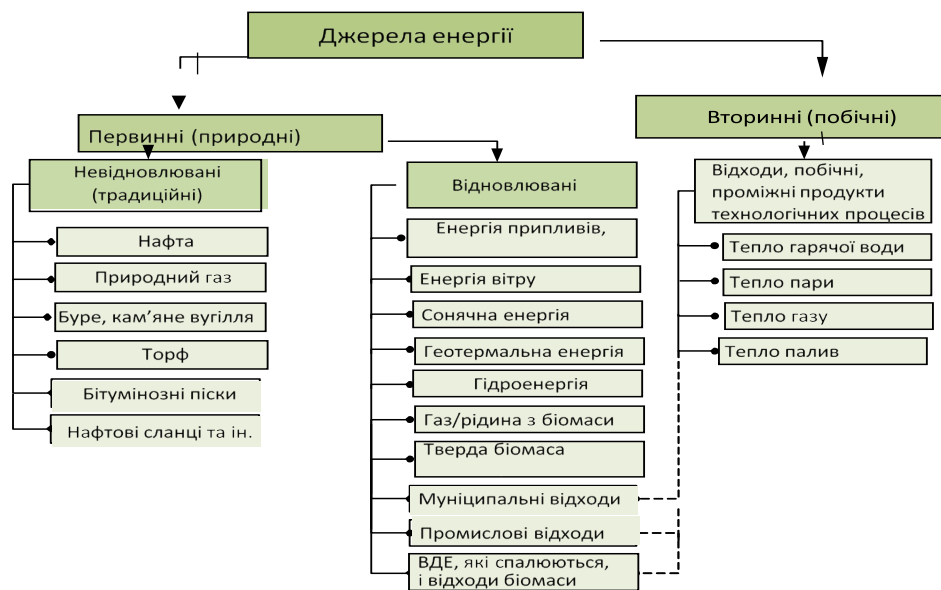


Рис. 4.3. Класифікація джерел енергії

Первинні джерела енергії поділяють на відновлювані та не відновлювані (рис. 4.3). Їх співвідношення у загальній структурі виробництва та споживання енергоресурсів змінюється від країни до країни. Це зумовлюється багатьма факторами, такими як рівень економічного та науково-технічного розвитку, наявність та доступність сировинної бази, кліматичні та географічні умови, та ін.

Невідновлювані (традиційні) джерела енергії – це природньо утворені й накопичені в надрах Планети запаси речовин, здатних за певних умов звільняти енергію, що міститься в них. Ці запаси відомі як корисні копалини. Вони утворюються переважно з рослинної маси, але містять також певну кількість білкових і жирових речовин тваринного походження. Прикладом невідновлюваних енергоресурсів є викопне органічне паливо (вугілля, нафта, природний газ, торф, горючі сланці).

Нафта – природне рідке паливо, що є сумішшю рідких вуглеводнів з молекулярними масами з різних груп. Крім того, у ній міститься деяка кількість рідких кисневих, сірчистих і азотистих сполук. Нафта – це продукт розкладання одноклітинних рослин і організмів, що існували сотні мільйонів років тому. Гинучи, вони формували відкладення на глибинах від 30 метрів до 8 кілометрів. Приблизно 90 % усієї нафти, що видобувається, використовують для виробництва моторних палив, решту застосовують для одержання нафтохімічних продуктів.

Природний газ – є третім за величиною джерелом енергії. Відомо, що 25 % енергії у світі виробляється з природного газу. Вміст енергії в природному газі високий, майже такий самий, як у нафті. Природний газ використовується як паливо для електростанцій, побутове паливо, як сировина для промисловості тощо. Природний газ є найчистішою формою невідновної енергії: у ньому дуже низький вміст отруйних речовин, він згоряє дуже швидко, простий у використанні. Проте проблеми викидів вуглекислого газу при використанні природного газу залишаються.

Торф є найменш сформованою формою вугілля, що досить сильно зберегла риси рослинного походження і складається з води (90 %), вуглецю (5 %) та летючих матеріалів (5 %). Можливе його використання на ТЕС, безпосереднього як палива,

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						90
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

фрезерного торфу як сировини для газифікації та брикетування торфу для забезпечення населення місцевим паливом. Але останній вважається низькоефективним завдяки великому вмісту води. Торф є цінною сировиною для хімічної і біохімічної промисловості, медицини, машинобудування, будівництва і ряду інших галузей.

Вугілля, як непоновлюване енергоджерело було використане першим. Вугілля зручне для виробництва електрики й інших промислових процесів. Слід відмітити, що в більшості розвинених країн видобуток вугілля протягом останніх десятиліть значно скоротився, а деякі країни взагалі відмовилися від його видобутку. Видобуток вугілля ведеться двома способами. Економічно вигідний – відкритий. Після видобутку вугілля необхідно проводити рекультивацію території, що суттєво збільшує вартість вугілля. Якщо вугілля знаходиться досить глибоко, його видобувають підземним способом у шахтах.

Бітумінозні піски мають промислово значимі вмісти нафти. Технологія видобутку і вилучення нафти з пісків полягає у екскаваторному видобутку пісків, подрібненні, транспортуванні на заводи та подальшій переробці. Сировину, отриману з бітумінозних пісків широко використовують для одержання нафтових фракцій лігроїну, керосину, газойлю, та нафтового коксу. Відходи у вигляді води з піском направляють у штучні водоймища – відстійники, де піскова фракція осідає, а воду використовують повторно.

Нафтові сланці являють собою тверді осадові породи, складені з карбонатних та силікатних мінералів, що містять твердий органічний матеріал кероген. Основна частина сланців використовується для спалення на ТЕЦ. Смола може використовуватися як рідке паливо, хімічна сировина. Використовують як місцеве паливо, сировина для отримання рідких палив, терпких будівельних матеріалів, сировина для отримання бітумів, олив, фенолів, бензолу, толуолу, ксилолів, нафтолів, іхтіолу та ін..

Відновлювані джерела енергії – джерела, відновлення яких постійно здійснюється в природі, і які існують на основі постійних чи періодично виникаючих в природі потоків енергії, наприклад: сонячне випромінювання

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						91
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

(біомаса, енергія сонця, вітру, хвиль); гравітаційна взаємодія Сонця, Місяця і Землі (наслідком якої є, наприклад, морські припливи та відпливи); тепла енергія ядра Землі, а також хімічних реакцій і радіоактивного розпаду в її надрах (геотермальна енергія джерел гарячої води – гейзерів). Крім природних джерел поновлюваних енергоресурсів, сьогодні дедалі більшого значення набувають антропогенні, до яких належать теплові, органічні та інші відходи діяльності людства.

Усі відновлювані джерела енергії поділяються на дві групи: ті, що використовують пряму енергію сонячного випромінювання і її вторинні прояви (побічна сонячна енергія), а також енергію взаємодії Сонця, Місяця і Землі (рис. 1.5). Результатом побічної діяльності Сонця є відповідні ефекти в атмосфері, гідросфері та геосфері у вигляді вітру, гідроенергії, енергії течій, хвиль, припливної енергії, теплової енергії навколишнього середовища тощо.

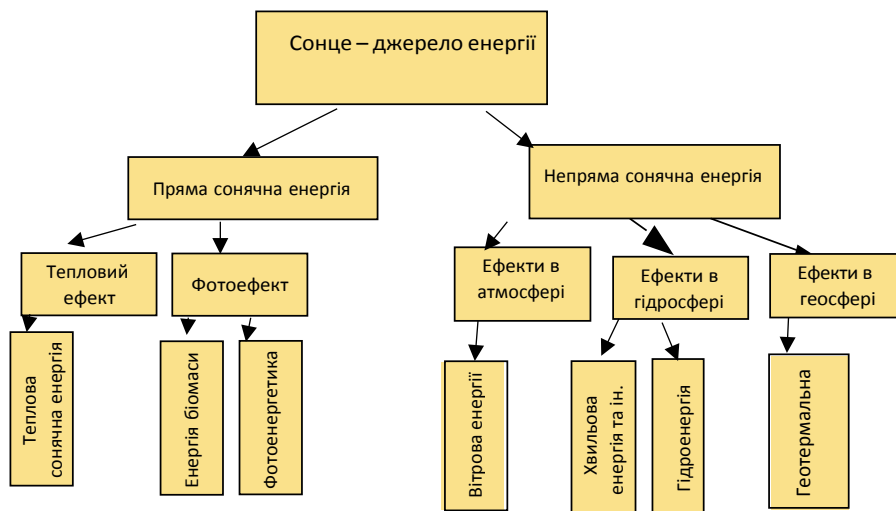


Рис. 4.4. Класифікація відновлювальних джерел енергії

Відповідно до класифікації Міжнародного енергетичного агентства (International Energy Agency – IEA) до поновлюваних джерел енергії належать такі категорії:

- відновлювані джерела енергії, що спалюються, і відходи біомаси;
- тверда біомаса і тваринні продукти: біологічна маса, у тому числі будь-які матеріали рослинного походження, що використовуються безпосередньо як паливо або перетворюються на інші форми перед спалюванням (деревина, рослинні відходи і відходи тваринного походження; деревне вугілля, яке одержують з

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		92

твердої біомаси);

- газ/рідина з біомаси: біогаз, отриманий у процесі анаеробної ферментації біомаси і твердих відходів, що спалюється для виробництва електрики і тепла;

- муніципальні відходи: матеріали, що спалюються для продукування теплової та електричної енергії (відходи житлового, комерційного і громадського секторів). Утилізуються муніципальною владою з метою централізованого знищення;

- промислові відходи: тверді й рідкі матеріали (наприклад, автомобільні покришки), що спалюються безпосередньо, зазвичай на спеціалізованих підприємствах, для виробництва теплової й електричної енергії;

- гідроенергія: потенційна, або кінетична, енергія води, перетворена на електричну енергію за допомогою гідроелектростанцій, як великих, так і малих;

- геотермальна енергія: тепла енергія, що надходить із земних надр, зазвичай у вигляді гарячої води або пари. Використовується для виробництва або безпосередньо як джерело тепла для систем тепlopостачання, потреб сільського господарства тощо;

- сонячна енергія: випромінювання Сонця, що використовується для одержання гарячої води й електричної енергії;

- енергія вітру: кінетична енергія вітру, що застосовується для виробництва електроенергії у вітрових турбінах;

- енергія припливів, морських хвиль і океану: механічна енергія припливних потоків, або хвиль, що використовується для виробництва електричної енергії.

### 4.3 Поняття енергоощадності, енергоефективності та енергозбереження

В останні десятиліття постійно повідомляється про успіхи та грандіозні плани з освоєння вуглеводневих ресурсів континентального шельфу, про американську сланцеву революцію, що призвела до падіння світових цін на природний газ і про запаси нафти в бітумінозних пісках Атабаски (Канада) і

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						93
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Оріноко (Венесуела). Очевидно, таким чином людство намагаються впевнити в завтрашньому дні, і спростувати думку про швидке вичерпання запасів викопних палив. Багато розмов ведеться про рентабельність даних проєктів і про окупність інвестицій. Однак, експерти уникають розмов про інший, більш важливий показник для економіки енергоресурсів, а саме про окупність енергетичних витрат, що представляє собою відношення отриманої енергії до витраченої. У закордонній літературі це поняття відоме як EROEI (enrgy return on energy invested).

EROEI – рентабельність виробництва або видобутку енергоресурсів, що розрахована в енергетичних одиницях. Відомо, що будь-яке виробництво має приносити прибуток: виручка від діяльності повинна бути більше, ніж повна собівартість. Відсоткове співвідношення цієї різниці називається «рентабельність». Стосовно до видобутку енергоресурсів і подальшого виробництва палива, крім грошового доходу, процес повинен бути енергетично вигідний, це очевидно: витрати енергії на видобуток, транспорт і переробку сировини повинні бути менше енергії, одержуваної від видобутих ресурсів. Це можна назвати «енергетичною рентабельністю», або EROEI (енергія отримана від енергії вкладеної). Вперше цю ідею запропонував в 70-х роках минулого століття американський вчений-біолог Чарльз Холл коли проводив дослідження міграції риб. Тоді він сформулював твердження, що «хижак не може витратити більше енергії, ніж він отримує в результаті полювання». Далі він переніс цю ідею на видобуток нафти.

$EROEI = \text{Енергія отримана} / \text{енергія витрачена на видобуток(виробництво)}$ .

Коли  $EROEI = 1$  – це означає, що на одну одиницю отриманої енергії з видобутої сировини довелося затратити на видобуток кількість енергії, що дорівнює отриманій, тобто виробництво енергії відбулося з нульовим результатом і є по суті безглуздом. Коли значення менше одиниці – це означає, що видобуток енергоресурсів є енергетично збитковим і тому є неприйнятним. Коли значення більше одиниці – це значить, що виробництво приносить додаткову, «прибуткову» енергію.

З практичної точки зору EROEI означає наступне: коли вперше була відкрита нафта, то в середньому одного бареля нафти було досить, щоб знайти, видобути і

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						94
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

переробити 80–100 барелів нафти. За останнє сторіччя це співвідношення поступово знизилося до трьох отриманих барелів на один витрачений в США і приблизно до 10 на 1 в Саудівській Аравії.

Або інший приклад: якщо в 1990 р. на одному витраченому барелі можна було імпортувати в США 35 барелів нафти, то в 2007 р. спалюючи один барель в країну можна було ввести лише 12 барелів нафти.

Таким чином, EROEI є важливою характеристикою видобутку енергоресурсів і виробництва палива (або в загальному випадку просто енергії). Очевидно, що чим вище EROEI – тим ефективніше видобуток і виробництво. Це відноситься як до видобутку традиційних енергоресурсів, так і до виробництва поновлюваних. Стає зрозуміло, що для найбільшої суспільної вигоди, при інших рівних умовах вибір слід робити на користь тих напрямків енергетики, де EROEI вище.

Таким чином, великі коливання в зоні високих значень EROEI (наприклад, від 100 до 50:1), можуть практично не мати ніякого впливу на суспільство в той час як невеликі варіації в зоні низьких значень EROEI (наприклад, від 5 до 2,5:1) може мати набагато більший і потенційно більш негативний вплив на суспільство. Таким чином виявилось, що падіння EROEI, пов'язане з виснаженням невідновлюваних енергоресурсів, є дуже небезпечним і складним викликом для промислових економік світу і цивілізації в цілому.

Це пов'язано з тим, що при зниженні сукупної енергоефективності енергоресурсів цивілізації нижче загальносвітового порогу  $EROEI = 9:1$ , підтримання сучасного рівня розвитку нашого індустріального світу стає більш неможливим і пов'язано це з т. зв. «Ієрархією енергетичних потреб людства».

Як відомо, до моменту, коли споживач отримує енергію у зручному для нього вигляді, вона зазнає кількох перетворень. Кожен раз, коли енергія змінює свою форму, певна її частина втрачається. Звісно, вона не зникає нікуди. У природі енергія завжди зберігається. Тобто, у результаті будь-якого процесу кількість енергії після його завершення залишається такою як і до його початку. Проте, при кожній зміні, деяка кількість вихідної енергії перетворюється у такі форми, які ми

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						95
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

не хочемо або не можемо використовувати (наприклад пара, що утворюється у результаті згорання палива). Зменшення кількості втрат енергії, також відоме як збільшення ефективності використання енергії або підвищення ККД – є одним з важливих завдань для забезпечення людства енергією в майбутньому. Адже відомо, що величезна кількість енергії втрачається у результаті багатьох перетворень. Постачання електроенергії є гарним прикладом. До того часу, коли енергія у формі електрики досягає кінцевого споживача, вона проходить безліч перетворень. Традиційно, процес починається, коли вугілля спалюється на теплоелектростанції. Хімічна енергія, що міститься у вугіллі, вивільняється у процесі його горіння, виробляючи тепло, яке надалі використовується для отримання пари. Пар обертає турбіну, механічна енергія, що при цьому утворюється, використовується для обертання генератора, що у свою чергу виробляє електричну енергію. У розглянутому процесі, вихідна енергія приймала чотири різні форми, а на кожному етапі її перетворення зазнавала певних втрат. Ефективність типової вугільної теплоелектростанції становить у середньому 38 %. Тобто, лише трохи більше третини хімічної енергії вугілля може бути перетворено на електрику. Іншими словами 62 % початкової енергії не потрапляє до електричної мережі. На шляху електроенергії від теплоелектростанції до споживача відбуваються подальші її втрати. І, нарешті, досягаючи лампи розжарювання, де вона нагріває тонкий дротик, доки метал нагріється і почне світити, витрачається ще більше енергії у вигляді тепла. У результаті отримане світло містить лише приблизно 2 % енергії, що містилася у вугіллі, використаному для виробництва електрики. Замінюючи лампу розжарювання на компактну люмінесцентну, ми збільшуємо ефективність приблизно до 5 % – це звісно краще, але все ще надзвичайно мала частина від вихідної енергії. Іншою відомою формою втрат енергії є робота двигунів внутрішнього згорання. Хімічна енергія палива перетворюється на теплову енергію, що приводить у рух поршні двигуна. Надалі ця механічна енергія передається колесам, підвищуючи кінетичну енергію автомобіля. Навіть з використанням низки сучасних удосконалень автомобілі використовують лише близько 20 % енергії палива, а решта виділяється у вигляді

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		96

тепла. Електричні двигуни зазвичай мають більший рівень ефективності. Але цей рівень відображає лише кількість електроенергії, яка перетворюється на роботу автомобіля. Він не відображає скільки було втрачено первинної енергії на етапі її руху від початкового джерела до мотору автомобіля. Ефективність теплових двигунів може бути підвищеною, але лише до певної міри. Основи фізики визначають верхні межі їх ефективності. У зв'язку з цим, сьогодні робляться значні зусилля, щодо підвищення ефективності виробництва використання енергії.

#### 4.4 Сучасний стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в світі

На сьогодні ВДЕ забезпечують близько 19 % кінцевого енергоспоживання в світі, зокрема традиційна біомаса – 9 %, сучасні ВДЕ – більше 10 % (виробництво теплової та електричної енергії, транспортний сектор). Загалом за рахунок біомаси (традиційної та сучасної) покривається близько 14 % кінцевого споживання енергії. Термін «традиційна біомаса» означає безпосереднє використання біомаси для приготування їжі та для обігріву приміщень у країнах, що розвиваються. Поняття «сучасні АДЕ/біомаса» стосується використання АДЕ/біомаси в сучасних технологіях виробництва енергії. Дорожня карта розвитку відновлюваних джерел Міжнародне Агентство з відновлюваної енергетики розробило Дорожню Карту для досягнення подвоєння частки відновлюваних джерел енергії у світовому споживанні енергії у період 2010- 2030 рр. (REmap 2030): з 18 % ВДЕ у загальному кінцевому енергоспоживанні (2010 р.) до 36 % (2030 р.). При цьому сучасні відновлювані джерела енергії мають поступово витіснити використання традиційної біомаси. Оскільки у 2010 р. з 18 % ВДЕ половина припадала на традиційну біомасу, то у 2030 р. частка сучасних ВДЕ має більш ніж потроїтись (до 30 %), залишаючи традиційному використанню біомаси лише 6 %.

Можна порівняти Дорожню Карту REmap 2030 з прогнозом Світової Енергетичної Ради, що розробила два сценарії розвитку світової енергетики до 2050 р. Сценарій 1 передбачає доволі повільний розвиток відновлюваної енергетики – 20 % загального постачання первинної енергії у 2050 р., та досить суттєве зростання

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						97
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

загального постачання первинної енергії порівняно з 2010 р. – на 38 % (з 546 ЕДж/рік у 2010 р. до 879 ЕДж/рік у 2050 р.). Цей сценарій видається малореалістичним, оскільки його ціль з ВДЕ досягнуто вже зараз. Сценарій 2 є більш реалістичним. Він передбачає переважний розвиток відновлюваної енергетики та зростання енергоефективності. Завдяки цьому у 2050 р. частка ВДЕ має досягти близько 30 % у загальному постачанні первинної енергії та 50 % у виробництві електроенергії. При цьому загальне постачання енергії у період 2010–2050 рр. зросте лише на 22 %.

#### Проекти по досягненню 100 % споживання відновлюваної енергії

На сьогоднішній день в світі нараховується близько 150 запланованих та вже реалізованих проектів із повного переходу на відновлювану енергетику. Вони поділяються на декілька категорій: міські, регіональні, державні, проекти у житловому фонді та у бізнесі.

#### Енергетичні стратегії Європейського Союзу

В Європейському Союзі стан розвитку відновлюваної енергетики в цілому близький до загальносвітових показників. Внесок ВДЕ до кінцевого енергоспоживання складає 15 % (табл. 1.5), в тому числі біомаси – близько 9 %. Частка ВДЕ у виробництві електроенергії становить 25,4 %, зокрема з біомаси отримується близько 5 %. Більше 19 % загального обсягу теплової енергії в ЄС виробляється з відновлюваних джерел, головним чином, з біомаси. Сприяння використанню відновлюваних джерел енергії має важливе значення як для зниження залежності ЄС від імпорту енергоносіїв, так і в досягненні цілей по боротьбі з глобальним потеплінням. Частки ВДЕ, досягнуті та заплановані, представлено у таблиці.

5 червня 2009, Директива про заохочення використання енергії з відновлюваних джерел ( 2009/28/ЕС, Директива RES ) була опублікована в Офіційному журналі ЄС і набула чинності 25 червня 2009 р.. Ця директива була опублікована як частина законодавчого пакету «Клімат – Енергія», прийнятого Радою 6 квітня 2009 р.

Пакет «Клімат – Енергія» включає в себе наступні документи:

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						98
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- Постанова (ЄС) № 443/2009 – скорочення викидів CO<sub>2</sub> від малогабаритних транспортних засобів;

- Директива 2009/28/ЄС – директива про використання відновлюваних джерел енергії;

- Директива 2009/29/ЄС – директива щодо схем торгівлі викидами;

- Директива 2009/30/ЄС – директива про якість палива

- Директива 2009/31/ЄС – директива про уловлювання та зберігання вуглецю

- Рішення № 406/2009/ЄС – «спільні зусилля» Пакет «Клімат – Енергія» був задуманий як демонстрація прихильності ЄС до вирішення все більш складних завдань зміни б2 клімату та сталого розвитку, що були поставлені на стіл світових переговорів у самітах ООН в Ріо-де-Жанейро в 1992 р. і в Йоганнесбурзі в 2002 р..

Потреба Європи в енергії зростає з огляду на високі та нестабільні ціни на енергоносії. Викиди парникових газів невинно зростають. Зміна клімату поряд із зростаючою залежністю від імпорту енергоносіїв є лише одним з ризиків європейської економіки сьогодні.

Маастрихтський договір поставив завдання сприяння стабільному зростанню при збереженні навколишнього середовища. Амстердамський договір додав принцип збалансованого розвитку до основних цілей ЄС. З 1997 р. ЄС працює у напрямку розвитку відновлюваних джерел енергопостачання.

У 2009 директива про використання відновлюваних джерел енергії мала встановити обов'язкові цілі для всіх держав-членів ЄС, такими, щоб ЄС досягнув 20 % частки відновлюваних джерел енергії в 2020 р. і 10 % частку відновлюваної енергії в транспортному секторі зокрема.

Сьогодні в основі багатьох пропозицій енергетичної політики ЄС полягає завдання обмежити глобальні зміни температури не більше ніж на 2 °С вище доіндустріального рівня, з яких 0,8 °С вже відбулася. 2 °С, як правило, розглядається в якості верхньої межі температури, для уникнення «небезпечного глобального потепління». Однак деякі вчені стверджують, що відповідно до науково обґрунтованих розрахунків 1 °С є більш точним порогом для «небезпечних» зміни клімату.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						99
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Держави-члени, що приєдналися до ЄС у 2004 р. повинні упровадити положення Директиви 2001/77/ЄС з виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії. Їх приєднання до договорів встановлює національні індикативні цільові показники за часткою електроенергії, виробленої з відновлювальних джерел енергії на рівні 21 %, для інших членів ЄС – 25 %.

Крім того, Європейське агентство (агентство з поновлюваних джерел) зміцнює й раціоналізує європейські дослідницькі, демонстраційні і розробок у всіх технологіях використання поновлюваних джерел енергії.

Завдання пріоритетного розвитку енергетики завжди було в числі головних економічних завдань ЄС. Раніше це завдання вирішувалося проведенням відповідної політики в рамках окремих держав. Загострення проблеми енергоресурсів і конкурентної боротьби та посилення зв'язку політики з економікою поставили питання енергетичної безпеки країн ЄС на рівень загальноєвропейського.

Розв'язання енергетичної проблеми західні політики та бізнес вбачають у посиленні інтеграційних процесів у сфері енергетичного забезпечення потреб економіки і соціально-культурної сфери на єдиній організаційно-правовій базі.

Створення загальноєвропейського енергетичного ринку започатковано у 90-х рр. прийняттям відповідних директив. Основними документами, що регулюють нову енергетичну політику ЄС стали Енергетична Хартія і Договір до Енергетичної Хартії. Ці документи переслідували такі стратегічно важливі цілі як посилення енергетичної безпеки ЄС, підвищення конкурентоспроможності економіки країн альянсу, недопущення монопольного тиску експортерів енергоносіїв на імпортерів, покращення екології, зниження цін на енергоносії. Документи визначили загальні правила функціонування внутрішнього ринку електроенергії і газу, що опиралися на єдність правових інструментів, прозорість діяльності компаній на енергоринку, вільний доступ до нього нових учасників, недопущення монополізації.

Розроблення енергетичної політики ЄС здійснюють усі керівні органи ЄС, проте провідну роль відіграє Єврокомісія. Питання оперативного характеру вирішує Генеральний Директорат з енергетики і транспорту. У 2003 р. за ініціативи

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						100
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Єврокомісії були прийняті нові важливі рішення, закріплені директивами 2003/55/ЄС і 2003/54/ЄС. Тут визначено лібералізацію як основний засіб оптимізації ринку, а широкий доступ на ринок капіталу з пропозицією послуг у сфері енергетики та зниження цін на такі послуги – як перспективну мету лібералізації. Документи визначали принципи функціонування ринку, що забезпечували б вільну конкуренцію, розвиток компаній і інтереси споживачів. Складності мали місце щодо вимоги розділення вертикально інтегрованих компаній.

У 2006 р. опублікована так звана «Зелена книга», в якій викладені основні підходи щодо сутності нової енергетичної політики, її основних завдань і засобів вирішення цих завдань. У книзі 65 підкреслена необхідність стабільного постачання енергії до країн ЄС з країн-експортерів енергоносіїв, важливість лібералізації ринку, необхідність економії енергоресурсів і розвитку новітніх технологій у сфері енергетики, посилення екологічних вимог щодо енергоспоживання.

У січні 2007 р. прийнято інтегрований пакет дій, покликаних реформувати енергетичний сектор і формувати єдину енергетичну політику. Головними завданнями визначеними новим документом стали розвиток інфраструктури, зменшення зовнішньої уразливості країн Європейського Союзу, запобігання негативним змінам клімату.

Слід також додати, що енергетичну політику ЄС можна розглядати як таку, що має два вектори – внутрішній і зовнішній. Якщо у питаннях взаємодії країн ЄС усередині союзу існує певна єдність розуміння енергетичних проблем і варіантів її розв’язання, то у розумінні зовнішньоекономічної стратегії з енергетичних питань такої єдності немає. Очевидно, що існуючий стан речей склався згідно з дією цілої низки причин.

Насамперед необхідно відмітити, що країни ЄС мають різний рівень енергозабезпечення власними енергетичними ресурсами. Якщо Норвегія і Данія відносно забезпечені первинними джерелами енергії, Польща і Великобританія володіють значними запасами кам’яного вугілля, яке зменшує гостроту

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						101
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

енергетичних проблем, то для таких держав як Австрія або Чехія питання імпорту енергоресурсів є питанням виживання; по-друге, європейські країни різняться за географічним положенням. Держави, розташовані на півночі Європи, потребують більше енергоресурсів. Водночас вони мають обмежені можливості використання сонячної енергії. Південні країни споживають менше енергії в житловому секторі і мають більш широкі перспективи у розвитку геліоенергетики. Окрім цього, географічне положення морських держав дозволяє їм вирішувати питання постачання енергоносіїв, використовуючи для цього танкерний флот, чого позбавлені континентальні країни. Різною є також віддаленість країн від держав-експортерів енергоносіїв; по-третє, країни ЄС різняться між собою структурою і масштабами виробництва, що також є чинником енергоспоживання. Різним є і рівень виробництва, а це означає, що різними є можливості енергоефективності; по-четверте, кожна з країн формувала свій енергетичний баланс, опираючись на встановлені економічні відносини у даній сфері з іншими країнами. Якщо, наприклад, Німеччина має п'ять незалежних і досить надійних джерел енергопостачання, то Чехія обмежена одним; по-п'яте, механізмом задоволення енергетичних потреб в ЄС виступають ринкові відносини, і конкуренція, за яких регуляторна політика обмежена.

До цих об'єктивних причин додається суб'єктивна – бажання низки трансєвропейських корпорацій з метою отримання максимально можливих прибутків підписати окремі угоди з російським експортером і вирішувати енергетичні питання в рамках двостороннього співробітництва. Такі дії вступають в протиріччя з такою загальною метою ЄС в енергетичній сфері як надійне забезпечення енергоресурсами за справедливою ціною. Виходячи з нової енергетичної політики, ЄС надає важливого значення енергозбереженню. Важливість енергозбереження пояснюється тим, що завдяки йому зберігаються значні ресурси вуглеводнів, заощаджуються фінансові кошти споживачів, зменшуються викиди вуглекислого газу.

Виходячи з важливості енергозбереження, ЄС у грудні 2005 р. видав директиву, що зобов'язувала усі країни альянсу розробити національні плани дій з

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						102
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

підвищення енергоефективності (EEAPs–Energie–Effizienz–Actions–Plane). Відповідно до директиви на найближчі 9 років кожна з 27 країн ЄС повинна щорічно досягати щонайменше 1 % економії електроенергії в усіх сферах її споживання. Схема реалізації EEAPs за дорученням Єврокомісії розроблена Вупертальським інститутом. Починаючи з 2011 р., усі країни ЄС повинні беззастережно виконувати ці зобов'язання.

У жовтні 2006 р. Єврокомісія представила план дій з енергозбереження, у якому подавалися жорсткі стандарти з енергоефективності для 14 груп товарів. У 2007 р. список було розширено до 20 позицій. Особливий контроль з енергозбереження покладался на освітлювальні прилади для вуличного і побутового використання. Розроблення і контроль за виконанням планів із підвищення енергоефективності систем штучного освітлення доручено спеціально створеній на початку 2007 р. робочій групі – ROMS (Roll out Member States). Робоча група створена Європейським союзом виробників освітлювальних приладів і їх компонентів (CELMA) і Європейським союзом виробників джерел світла (ELC).

За розрахунками експертів цих компаній усі країни ЄС через упровадження енергозберігаючих освітлювальних приладів і систем мають можливість скоротити викиди вуглецю на 40 млн т/рік. Європейські виробники освітлювальних приладів та обладнання опублікували матеріали щодо поступового згортання виробництва освітлювальних ламп побутового призначення низької ефективності і повного їх виводу з європейського ринку. Така ініціатива дасть можливість зменшити викиди вуглецю на 23 млн т/рік та заощадити близько 7 млрд євро.

Заощадженню електроенергії сприятиме також упровадження у практику проектування освітлювальних установок нових європейських світлотехнічних нормативів: EN 12464–1 (Освітлення робочих місць у приміщеннях); EN 15193–1 (Енергетична оцінка будівель. Енергетичні вимоги до освітлення – оцінка потреб електроенергії для освітлення).

Відповідно до ст. 12 директиви ESD (Energy Services Directive) Єврокомісія делегувала Європейському комітету з нормування в електротехніці (CENELEC) мандат на розроблення спеціальних норм з енергозбереження. Такі норми повинні

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						103
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

передбачати узгоджені методи розрахунку характеристик енергоефективності будівель в цілому і окремих виробів, установок і систем у комплексі інженерного обладнання.

У грудні 2008 р. Єврокомісія прийняла рішення про відмову від ламп розжарювання. Відповідно до прийнятого документа джерела світла, що споживають багато електроенергії будуть поступово замінені. На думку спеціалістів, такі заходи зменшать споживання електроенергії на 3–4 %. Заощадженої унаслідок впровадження нових освітлювальних приладів в офісах і жилих приміщеннях енергії буде достатньо, щоб забезпечити освітленням таку країну як Румунія.

9 грудня 2008 р. уряди держав членів Євросоюзу і Європарламент ухвалили законопроект щодо збільшення використання поновлюючих джерел енергії до 2020 р. на 20 %, зниження на таку ж величину використання електроенергії та викидів парникових газів. Документ передбачає збільшення частки біопалива в енергетиці ЄС до 10 %, а також підвищення витрат на наукові дослідження у сфері енергетики на 50 %.

ВДЕ – енергія вітру, сонця (теплова та фотоелектрична), гідроелектрична, енергія припливів, геотермальна енергія та енергія біомаси – основні альтернативи викопному паливу. Використання цих джерел не тільки сприятиме зменшенню викидів вуглецю від генерації енергії, а ще й знизить залежність ЄС-25 та України від імпорту викопного палива (особливо нафти та газу).

У 2004 році розподіл енергії у ЄС-25, що вироблялась з відновлювальних джерел, становив 6,52 % (енергетичного балансу) і за джерелами виглядав так: 1,47 % – гідроенергетика, 4,4 % – спалення та переробки відходів, 0,64 % – сонячна та геотермальна енергія.

Для того, щоб досягти мети у 20 % енергії з ВДЕ в цілому об'ємі енергії, ЄС-25 планує зосередитись на секторах електропостачання, обігріву та охолодження за рахунок використання біопалива. У транспортному секторі, що також залежить від нафти, ЄС25 має надію збільшити поточну мету з 5,75 % частки біопалива у сумарному споживанні на 2010 р. до 10 % у 2020 р..

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						104
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Щоб дотриматись сценарію зміни клімату 2DS, у 2011 р. Євросоюз ще раз підтвердив свою офіційну мету по зниженню емісії парникових газів (декарбонізації) у 2050 році на 80 – 95 % у порівнянні з показниками 1990 р. Оскільки сектор енергетики є одним з основних джерел викидів парникових газів, що пов'язані з діяльністю людини, то й головні резерви по зменшенню цих викидів мають бути знайдені та реалізовані саме в ньому. З огляду на це, Європейська Комісія розробила Дорожню Карту з енергетики до 2050 р., в якій проаналізувала, як саме можна досягти поставлених цілей по зниженню емісії парникових газів, забезпечуючи при цьому надійність та конкурентоспроможність систем енергопостачання.

#### **4.5 Перспективи розвитку та екологізації паливно-енергетичного комплексу в Україні**

Україна належить до країн, лише частково забезпечених традиційними видами первинної енергії, і тому вона змушена імпортувати їх з-за кордону. Рівень енергозалежності України є середньоєвропейським і має тенденцію до зменшення, однак він характеризується відсутністю диверсифікації джерел постачання енергоносіїв, насамперед нафти, природного газу, ядерного палива.

Дослідження в області розвитку паливно-енергетичного комплексу дозволяють виробити рекомендації і запропонувати практичні заходи щодо підвищення рівня енергетичної та екологічної безпеки в Україні.

В умовах становлення ринкових відносин і з урахуванням нинішнього стану енергетики України щодо підвищення рівня енергетичної безпеки і поліпшення загальної ситуації в енергетичному комплексі доцільно:

- удосконалення структури управління енергетичним комплексом загалом без послаблення регулюючої ролі держави;
- підвищення рівня ефективності використання енергетичних джерел;
- реконструкція електростанцій з модернізацією основного енергетичного устаткування енергосистеми, розвиток нових джерел електроенергії на базі

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						105
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

сучасних технологій;

- вдосконалення тарифної політики і встановлення порядку змінення тарифів на енергію і паливо;
- створення системи енергетичного моніторингу;
- вдосконалення структури паливного балансу;
- здійснення активної політики в області енергозбереження та широке залучення в енергобаланс відновлювальних джерел енергії;
- подальший розвиток досліджень в області енергетичної безпеки у комплексі з дослідженнями економічної безпеки.

У січні 2006 р. Верховна Рада України за поданням Міністерства палива та енергетики прийняла Основні положення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. Відповідно до Стратегії освоєння нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії розглядається як важливий фактор підвищення рівня енергетичної безпеки та зниження антропогенного впливу енергетики на довкілля. Масштабне використання потенціалу нетрадиційної енергетики в Україні має не тільки внутрішньодержавне, а й значне міжнародне значення. Адже альтернативна енергетика постає як вагомий чинник протидії глобальним змінам клімату планети в цілому, покращання загального стану енергетичної безпеки світу, зокрема.

Через низку причин у 2013 р. Стратегію було уточнено та оновлено. Стратегія передбачає, що розвиток відновлювальних джерел енергії забезпечить значний ефект скорочення використання традиційних джерел енергії, викидів шкідливих та парникових газів, покращить загальний екологічний стан навколишнього середовища.

Цілями Енергетичної стратегії України є:

- створення умов для надійного та якісного задоволення попиту на енергетичні продукти за найменших сукупних витрат, при цьому економічно обґрунтовано;
- підвищення енергетичної безпеки держави;
- підвищення ефективності споживання та використання енергопродуктів;
- зменшення техногенного навантаження на навколишнє середовище і забезпечення цивільного захисту у сфері техногенної безпеки ПЕК.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						106
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Виходячи із зазначених цілей, основними завданнями й напрямками реалізації Енергетичної стратегії України є:

- формування цілісної та дієвої системи управління та регулювання в паливно-енергетичному секторі, розвиток конкурентних відносин на ринках енергоносіїв;
- поступова лібералізація та розвиток конкурентних відносин на ринках енергоресурсів і ринках пов'язаних послуг;
- створення передумов для істотного зменшення енергоємності економіки через впровадження нових технологій, прогресивних стандартів, сучасних систем контролю, управління й обліку, транспортування та споживання енергетичних продуктів і розвитку ринкових механізмів стимулювання енергозбереження;
- збільшення видобутку та виробництва власних енергоресурсів з урахуванням економіки видобування, а також збільшення обсягів енергії та енергопродуктів, видобутих із нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії;
- диверсифікація зовнішніх джерел поставок енергетичних продуктів;
- досягнення збалансованості економічно обґрунтованої цінової політики щодо енергетичних продуктів, яка повинна забезпечити покриття видатків на їх виробництво й доставку до кінцевого споживача, а також створення відповідних умов для надійного функціонування та сталого розвитку підприємств ПЕК;
- створення умов для залучення до ПЕК приватних інвестицій, нових технологій і сучасного досвіду ефективної роботи;
- нормативно-правове забезпечення реалізації цілей розвитку ПЕК України з урахуванням наявного внутрішнього законодавчого поля, численних зобов'язань, передбачених міжнародними договорами, а також вимогами європейського енергетичного законодавства.

В атомній енергетиці передбачено: Здійснити комплекс заходів щодо підвищення безпеки та продовження терміну експлуатації 12 діючих енергоблоків АЕС, виведення з експлуатації 6 енергоблоків після завершення терміну їх експлуатації, а також введення в експлуатацію 18,5 млн кВт нових потужностей, переважно на існуючих майданчиках. Для забезпечення власних потреб атомних електростанцій України передбачено розвиток уранового виробництва

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						107
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

(концентрату природного урану), виробництво цирконію і цирконієвих сплавів, будівництво заводу для виготовлення власних тепловиділяючих збірок, а також вирішення питань безпечного розміщення відпрацьованого ядерного палива та радіоактивних відходів.

У тепlopостачанні передбачено: Радикальні зміни в структурі джерел тепlopостачання, які обумовлені значним зростанням світових цін на природний газ, нафту і нафтопродукти при відносно стабільних цінах на електроенергію. Прогнозується поступове заміщення ТЕЦ і котелень на газовому паливі іншими прогресивними технологіями генерування тепла (індивідуальні теплогенератори, теплові насоси, системи акумуляційного обігріву, біомаса, шахтний метан і т.п.).

Основний потенціал технологічного енергозбереження зосереджений в найбільш енергоємних секторах економіки – чорна металургія, хімічна і нафтохімічна промисловість, промисловість будівельних матеріалів, агропромисловий комплекс.

Основні джерела забезпечення фінансових потреб розвитку енергетики:

- оптимізація цінової і тарифної політики з включенням необхідних витрат на розвиток енергетичних підприємств до відповідних тарифи;
- активізація інвестиційної політики в паливно-енергетичного комплексу;
- законодавче запровадження прискореної амортизації основних фондів;
- залучення коштів від реструктуризації та погашення заборгованості минулих років учасників енергоринку;
- використання коштів, отриманих від реалізації положень Кіотського протоколу по проектам спільного впровадження;
- розширення залучення кредитних ресурсів, внутрішніх і зовнішніх інвестицій.

Державне регулювання розвитку енергетики буде здійснюватися через відповідну цінову, податкову, митну, антимонопольну політику та інші засоби регулювання природних монополій, удосконалення законодавства і нормативно-правової бази функціонування енергетичного сектора економіки.

У той же час аналіз основних положень Енергетичної стратегії свідчить, що вона концептуально все ще не відповідає сучасним європейським вимогам щодо

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						108
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

енергетичної та екологічної безпеки, а також існуючим економічним реаліям України. У першу чергу це стосується окреслених перспектив розвитку атомної енергетики, енергозбереження, використання поновлюваних джерел енергії, використання водних ресурсів. Викликає сумнів необхідність і можливість будівництва 22 нових атомних енергоблоків: проблематичність забезпечення всіх працюючих АЕС необхідною кількістю води для охолодження, відсутність технічної можливості будівництва і введення в експлуатацію двох нових атомних енергоблоків кожні два роки, відсутність надзвичайно великих субсидій для будівництва нових атомних енергоблоків. Відзначається, що Україна ніколи не матиме замкнутого циклу виробництва ядерного палива через політичні (розповсюдження ядерної зброї) і економічних (значні капіталовкладення, що ніколи не повернуться) факторів. Викликає занепокоєння значна залежність атомної енергетики України від інших країн, особливо від Росії, яка поставляє ядерне паливо і більшу частину технологічного обладнання для АЕС, перш за все атомні реактори.

На підставі ретельного аналізу Енергетичної стратегії України науковці роблять висновки про необхідність розробки більш реальної програми розвитку паливно-енергетичного комплексу з урахуванням, у першу чергу, економічних і технічних можливостей країни, більш ефективного використання енергії та розвитку наявних енергетичних ресурсів, особливо поновлюваних джерел енергії.

Рекомендуються такі заходи:

- проведення спеціального дослідження для визначення фактичних втрат енергоресурсів в різних областях народного господарства для оцінки повного потенціалу енергозбереження, зокрема в секторі житлово-комунального господарства;
- перегляд прогнозу споживання первинних енергоресурсів в Україні відповідно до планів зростання ВВП і зниження його енергоемності;
- проведення ретельного аналізу стану і перспектив будівництва нових атомних енергоблоків з урахуванням прозорих економічних розрахунків витрат на переробку та зберігання ядерних відходів, відпрацьованого ядерного палива та

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						109
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

інших непередбачених стратегією витрат ядерного комплексу;

- проведення широкого громадського обговорення стратегії і альтернативних сценаріїв із залученням всіх зацікавлених сторін в прийнятні терміни, які дозволяють їх всебічний розгляд.

Невідкладним кроком у напрямі покращення енергетичної ситуації України, зменшення її енергозалежності, а також подальшої інтеграції в Європейську співдружність, повинна стати усебічна підтримка держави розвитку та впровадження альтернативних енергетичних установок у регіонах з найвищими показниками економічної доцільності. Цього можливо досягнути шляхом виконання наступних дій:

- удосконалення низки існуючих законодавчих актів щодо відновлювальних джерел енергії, що б сприяли підвищенню економічної ефективності виробництва альтернативної енергії;

- розроблення інвестиційних проектів з метою залучення додаткових вкладень в дану галузь;

- надання гарантій державою виробникам «чистої» енергії щодо її купівлі за фіксованими тарифами;

- забезпечення рівня енергетичної безпеки України завдяки модернізації мережі існуючих енергетичних установок, підвищення рівня їх надійності та безперебійності роботи;

- інформування населення України щодо перспективності використання нетрадиційних джерел енергії, необхідності збереження довкілля та зменшення викидів парникових газів в атмосферу від спалювання традиційних видів палива.

За період 1997–2005 р. в Україні заміщено понад 84 млн т у.п. традиційних паливно-енергетичних ресурсів, за рахунок використання енергії виробленої на об'єктах альтернативної енергетики.

У цілому виконання програм з енергозбереження, в тому числі програм зі створення об'єктів альтернативної енергетики (Програма НВДЕ), в перспективі може забезпечити для України наступне:

- зміцнення державності України підвищенням енергетичної та економічної

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		110

незалежності;

- зниження енергоемності внутрішнього валового продукту;
- досягнення світового рівня ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів;
- зменшення обсягів імпорту паливно-енергетичних ресурсів;
- створення ринку енергозберігаючого та науково обладнання, відповідної техніки та технологій;
- технічне та технологічне переоснащення енергоємного виробництва;
- конкурентоздатність вітчизняних товарів;
- підвищення добробуту громадян;
- підвищення рівня зайнятості населення;
- підвищення рівня зайнятості населення;
- підвищення рівня безпеки праці та культури виробництва;
- покращення стану здоров'я людей;
- зменшення обсягів шкідливих викидів у довкілля;
- відтворення природних ресурсів;
- виконання міждержавних угод щодо підвищення рівня екологічної безпеки.

Обнадійливим є також і зростаюче усвідомлення підприємствами нагальної потреби підвищення енергоефективності виробництва у комплексі з екологічною безпекою, отримання енергоносіїв та використання з цієї метою альтернативних джерел, горючих відходів згубних для довкілля, що підлягають знешкодженню,

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						111
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. Енергоефективність в муніципальному секторі. Навчальний посібник для посадових осіб місцевого самоврядування / А. Максимов, І. Вахович, Т. Гутніченко, П. Бабічева, Н. Вакуленко, Н. Ігольнікова, Т. Цифра, О. Молодід, О. Молодід, О. Беленкова, Ю. Ячменьова, Ю. Дорошук, А. Скрипник, А. Ваколюк, В. Бойко, М. Сегедій, Д. Вахович / Асоціація міст України – К., ТОВ «ПІДПРИЄМСТВО «ВІ ЕН ЕЙ», 2015. – 184 с.
8. Ковалько М.П., Денисюк С.П. Енергозбереження. Пріоритетний напрямок державної політики України. – Київ: УЕЗ. – 1998. – 306 с.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						112
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

9. Проектування котелень з паровими та водогрійними котлами: Метод. вказівки до викон. кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра для студентів на-пряму 6.050601 “Теплоенергетика” ден. та заоч. форм навч. Частина 2. / Ук-лад.: М.О. Прядко, В.М. Філоненко. –К.: НУХТ, 2011. – 110 с.
10. 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 “Тепло-енергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. . – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.
11. Сергій Бойченко. Альтернативні енергоресурси. Вступ до спеціальності. Начальний посібник. - Київ
12. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Сабарно Р.В. та інші. Охорона праці та промислова безпека: Посібник. – Київ: НАУ, 2021. –397 с.
13. Енергозбереження в теплопостачанні: текст лекцій для студентів спеціальності “Теплоенергетика” [Електронний ресурс] / Автор М.Ф. Боженко. Вид. 2-е, перероб. і доп. – Київ : НТУУ «КПІ», ТЕФ, 2015. - 225 с.

					КР 000.144.004.210735.2023.ПЗ	Арк.
						113
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		