

## Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи  
магістра

на тему «**Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул.  
Індустріальна 14-Б у м. Чернігів**»

Виконав: студент 6 курсу,  
групи 601-мНТ  
спеціальності  
144 Теплоенергетика  
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)  
Трофимішин О.Л.  
(прізвище та ініціали)

Керівник Колієнко А.Г.  
(прізвище та ініціали)  
Рецензент Алефіренко Ю.Г.  
(прізвище та ініціали)  
Зав.кафедрою Голік Ю.С.  
(прізвище та ініціали)

**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»**

(повне найменування вищого навчального закладу)

Інститут, факультет, відділення навчально-науковий інститут нафти і газуКафедра, циклова комісія кафедра теплогазопостачання, вентиляції та теплоенергетикиОсвітньо-кваліфікаційний рівень магістр

Напрямок підготовки \_\_\_\_\_

(шифр і назва)

Спеціальність 144 «Теплоенергетика»

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ****Завідувач кафедри, голова циклової комісії Голік Ю.С.**

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2022 року

**ЗАВДАННЯ  
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ**Трофимішин Олександр Леонідович

(прізвище, ім'я по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна 14-Б у м. ЧернігівКерівник проекту (роботи) Колієнко Анатолій Григорович

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

затверджені наказом вищого навчального закладу №544 фа від "12" серпня 2022 року

2. Строк подання студентом проекту (роботи) \_\_\_\_\_

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Генеральний план населеного пункту з даними по щільності населення та характеристиками будівель. 2. Місце будівництва об'єкту. 3. План котельні до реконструкції. 3. Параметри роботи котельні до реконструкції. 4. Профіль місцевості в районі проектування теплових мереж.

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

1.Визначення характеристик забудови. 2. Визначення метеорологічних характеристик зовнішнього повітря. 3. Розрахунок теплових навантажень району міста на потреби опалення, вентиляції і гарячого водопостачання. Вибір і побудова температурного графіку відпуску теплоти. 4. Побудова графіку відпуску теплоти залежно від зовнішньої температури і за тривалістю опалювального періоду. 5. Трасування теплових мереж, призначення розрахункових ділянок теплових мереж, визначення теплових навантажень на розрахункові ділянки, визначення витрат води по розрахунковим ділянкам. 6. Гідравлічний розрахунок теплових мереж і їх конструювання. 7. Розроблення тепломеханічної схеми котельні, підбір обладнання. 8. Розрахунок експлуатаційних характеристик роботи котельні до і після реконструкції. 9. Розроблення заходів з підвищення ефективності роботи котельні. 10

Розроблення схеми обв'язки когенераційної установки. 11. Аналіз експлуатаційних характеристик роботи когенераційної установки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1. Генплан населеного пункту зі схемою теплових мереж. 2.Схема теплових мереж. 3. Графіки відпуску теплоти залежно від температури і за тривалістю, температурний графік відпуску теплоти. 4. Тепломеханічна схема котельні після реконструкції. 5. План котельні після реконструкції. 6. План розміщення і обв'язки когенераційної установки. 7. Аксонометричні і принципові схеми інженерних мереж. 8. Графіки і інші результати визначення експлуатаційних і економічних характеристик роботи котельні і когенераційної установки.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

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

7. Дата видачі завдання: 20.08.2022 р.

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи) – разом з графічною роботою	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Підготовка кліматологічних даних, визначення характеристик генерального плану забудови і кількості населення	25.08.22	
2	Визначення розрахункового навантаження на потреби опалення, вентиляції і гарячого водопостачання	10.09.22	
3	Побудова графіків споживання теплоти: залежно від температури зовнішнього повітря і річних	25.09.22	
4	Гідравлічний розрахунок теплових мереж. Конструювання теплових мереж	10.10.22	
5	Розрахунок тепломеханічної схеми котельні. Реконструкція котельні. Підбір обладнання. Розрахунок газоходів і повітропроводів. Підбір обладнання.	01.11.22	
6	Визначення експлуатаційних характеристик роботи котлів і когенераційних машин	20.11.22	

Студент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Трофимішин О.Л.

\_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

  
(підпис)

Коліснко А.Г.

\_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Магістерська робота на тему «Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна 14-Б у м. Чернігів» на здобуття рівня вищої освіти магістр зі спеціальності 144 «Теплоенергетика» Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, м. Полтава, 2022 р. складається з 129 сторінок, 43 таблиць, 25 рисунків, 17 аркушів графічної частини формату А3, список літератури містить 32 найменування (з них 15 – нормативно-правові документи).

Ключові слова та словосполучення: котельня, реконструкція, когенерація, система опалення, вентиляція, теплові втрати, котел, теплопостачання, димова труба, насос, енергоефективність.

Об'єкт розробки – існуюча районна котельня по вул. Індустріальна, 14-Б в м. Чернігові, що працює на газоподібному паливі.

Метою роботи є розробка проектних рішень щодо вдосконалення роботи котельні за рахунок зменшення споживання природного газу внаслідок застосування нових енергоефективних котлів, а також зменшення споживання електричної енергії за рахунок застосування нових насосів з частотним регулюванням.

Актуальність теми полягає в більш ефективному виробництві теплової енергії для забезпечення потреб опалення, вентиляції та гарячого водопостачання приєднаних споживачів. За рахунок використання енергоефективних котлів отримується значний економічний ефект та відбувається скорочення споживання природного газу, дефіцит якого дуже гостро відчувається у поточних умовах господарювання.

Результати: застосування сучасних енергоефективних котлів у поєднанні з когенераційною установкою є економічно доцільним заходом, що дозволяє досягти більшої енергоефективності.

## ЗМІСТ

ВСТУП	5
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ	7
1.1. Загальні відомості про котельню	7
1.2. Аналіз ефективності роботи котельні	10
2. ПРОЄКТНІ РІШЕННЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ КОТЕЛЬНОЇ	20
2.1. Розрахунок приєданого теплового навантаження на котельню	21
2.2. Складання графіків витрат теплоти для котельні	25
2.3. Вибір температурного графіка відпуску теплоти для котельні	31
3. ТРАНСПОРТУВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ В ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖАХ	40
3.1. Гідравлічний розрахунок трубопроводів систем опалення та вентиляції	40
3.2. Гідравлічний розрахунок трубопроводів системи гарячого водопостачання	49
3.3. Конструктивні особливості теплової мережі від котельні по вул. Індустріальна, 14-б в м. Чернігові	56
4. ПІДБІР ОСНОВНОГО ТА ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ КОТЕЛЬНОЇ ПО ВУЛ. ІНДУСТРІАЛЬНА, 14Б	61
4.1. Вибір котлоагрегатів	61
4.2. Вибір насосного обладнання	66
4.3 Розрахунок діаметру рециркуляційної перемички для котлів та підбір трьохходових клапанів	74
5. ПРОЄКТУВАННЯ ОПАЛЕННЯ ТА ВЕНТИЛЯЦІЇ КОТЕЛЬНОЇ	78
5.1. Опалення котельні	78

<i>601-МНТ-9772257-КМР</i>				
<i>Зм.</i>	<i>Кільк</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>
<i>Виконав</i>		<i>Трофимішин О.Л.</i>		<i>12/2022</i>
<i>Перевірив</i>		<i>Колієнко А.Г.</i>		<i>12/2022</i>
<i>Н. контр</i>		<i>Колієнко А.Г.</i>		<i>12/2022</i>
<i>Зав. кафедри</i>		<i>Голік Ю.С.</i>		<i>12/2022</i>
<i>Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна 14-Б у м. Чернігів Пояснювальна записка</i>				
<i>Стадія</i>		<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>	
<i>КМР</i>		<i>3</i>	<i>134</i>	
<i>Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»</i>				

5.2. Вентиляція котельні	80
6. АЕРОДИНАМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ДИМОВИХ ТРУБ	84
6.1. Аеродинамічний розрахунок димової труби котельні	84
6.2. Аеродинамічний розрахунок димової труби когенераційної установки	87
7. АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЯ КОТЕЛЬНІ	90
8. ПРОЄКТУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ	95
8.1. Загальні положення про установки комбінованого вироблення теплової і електричної енергії	95
8.2. Аналіз експлуатаційних характеристик роботи когенераційної установки 2G Avus 800c	98
9. АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ	113
9.1 Аналіз ефективності заходу щодо заміни існуючих котлів	113
9.2. Аналіз ефективності заходу щодо зменшення втрат у теплових мережах	116
9.3. Аналіз ефективності заходу щодо запровадження автоматизації котельні	121
ВИСНОВКИ	128
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	130
ПЕРЕЛІК МАТЕРІАЛІВ ГРАФІЧНОЇ ЧАСТИНИ	134

## ВСТУП

На сучасному етапі розвитку світової економіки, на перше місце виходить проблема енергоефективності. З огляду на те, що ціна на природний газ стрімко зростає, а по всій Європі наразі є величезні проблеми з постачанням природного газу та проходженням опалювального сезону 2022-2023 років, питання економії природного газу стає надзвичайно актуальним.

Що стосується України, то внаслідок військової агресії російської федерації в країні гостро відчувається дефіцит даного виду палива. З урахуванням того, що стан котельного господарства по всій країні й до цього був вкрай невтішним – у використанні ще й досі велика кількість застарілих котлів з низьким коефіцієнтом корисної дії, зношені теплові мережі з незадовільною якістю теплової ізоляції, що призводить до великих втрат теплової енергії як від поривів, так і від втрат у навколишнє середовище, застаріле насосне обладнання, яке не дозволяє здійснювати кількісне регулювання теплової енергії, а все це застаріле основне та допоміжне обладнання не надійне, вимагає частого проведення ремонтів, що також призводить до додаткових втрат теплової енергії. Величезна кількість теплової енергії втрачається безпосередньо на рівні споживачів внаслідок того, що внутрішньобудинкові системи опалення переважно не обладнані погодозалежним регулюванням.

У акціонерного товариства «Облтеплокомуненерго» на балансі перебуває велика кількість котелень, що введені в експлуатацію у 70-80 роках минулого століття, обладнання яких працює вже по 40-50 років. Об'єктом розробки обрано квартальну котельню по вул. Індустріальна, 14-Б в м. Чернігові, обладнану 4 котлами НИИСТУ-5. Котельня забезпечує потреби у тепловій енергії на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання як об'єктів житлової інфраструктури, так і соціальної – школи та дитячого садочка.

В магістерській роботі було проведено аналіз існуючого стану роботи котельні та прийнято рішення щодо доцільності реконструкції котельні – заміні котлів та насосного обладнання на сучасне, енергоефективне.

									Аркуш
									5
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

601-МНТ-9772257-КМР

Котельня являє собою окремо розташовану будівлю. Система тепlopостачання від котельні двотрубна закритого типу. Котельня відноситься до II категорії надійності відпуску тепла споживачам. В якості палива використовується природний газ. Застосування резервного палива не передбачається. Потужність котельні після реконструкції – 3 МВт.

З огляду на ситуацію, що склалася на енергетичному ринку України, прийнято рішення про додаткове розміщення на території котельні когенераційної установки, що працюватиме на природному газі. Установка забезпечить виробництво електричної енергії у достатній кількості для забезпечення власних потреб котельні та продажу зайвої електричної енергії в об'єднану енергетичну систему України. Крім того, додаткове вироблення теплової енергії може дати змогу частково забезпечити потреби споживачів у опаленні та гарячому водопостачанні.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
						6
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		

# 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ

## 1.1. Загальні відомості про котельню

Котельня по Індустріальна, 14-Б в м. Чернігові, що як частина орендованого цілісно-майнового комплексу перебуває у користуванні акціонерного товариства «Облтеплокомуненерго», була введена в експлуатацію у 1973 році та призначалася для забезпечення опаленням та гарячим воодопостачанням загальноосвітньої школи, дитячого садочка, гуртожитку та 6 житлових будинків, приєднані напряму до магістральної тепломережі. В котельні встановлено 4 водогрійні котли НИИСТУ-5,0 потужністю по 0,8 МВт кожний, що працюють на природному газі в якості палива. Існуюча система хімічної водопідготовки здійснюється по схемі двоступеневого На-катионування.

Будівля котельні забезпечена всіма інженерними мережами, у тому числі: водопровід, каналізація, електропостачання, газопостачання. Живлення електроенергією котельні здійснюється від існуючих ввідних щитів. Водопостачання існує – від існуючих 3-х вводів водопроводів діаметром Ду100 мм. На вводі водопроводу встановлено водомірні вузли обліку. Джерело газопостачання котельні – існуючий газопровід низького тиску діаметром DN133 мм. Для обліку споживання газу використовується існуючий вузол, оснащений обчислювачем об'ємної витрати та витрати газу ОЕ-22 ЛА, фірми «Ізодром», м. Київ.

Відведення димових газів відбувається за допомогою газоходів в сталеву димову трубу висотою 30 м, діаметром 500 мм.

Основні технічні показники котельні представлено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1. Загальна характеристика котельні по вул. Індустріальна, 14-б в м.

Чернігові

№ з/п	Показник	Значення
1	Тип встановлених котлів	НИИСТУ-5
2	Кількість котлів, од.	4

									Аркуш
									7
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				

№ з/п	Показник	Значення
3	Фактичне приєднане теплове навантаження на котельню*, в тому числі: – опалення – гаряче водопостачання	2,2265 Гкал/год. 1,1842 Гкал/год. 1,0423 Гкал/год.
4	Тривалість експлуатації котлів від дати установки, років	49
5	Тип насосів, їх встановлена потужність: – мережеві:	К100/80/160, потужністю N=15 кВт; Н = 32 м – 2 шт.
	– підживлюючі:	К20/30, потужністю N = 4 кВт; Н = 30 м – 2 шт.
	– насоси ГВП:	К90/35, потужністю N = 11 кВт; Н = 35 м – 2 шт.
	– насоси циркуляційні ГВП	К20/30, потужністю N = 4 кВт; Н = 30 м – 2 шт.
	– насос підвищувальний холодного водопостачання	К90/85, потужністю N = 37 кВт; Н = 85 м – 1 шт.
6	Допоміжне обладнання:	– Водопідігрівач (2 од.); – Солерозчинник; – Резервуар промивки фільтрів;

\* – відповідно до даних підприємства станом на серпень 2022 року.

Теплові мережі прокладалися ще у 1970-х роках та на початку 1980-х років. Від котельні теплові мережі прокладалися звичайні сталеві, тож на даний час стан теплової ізоляції незадовільний, мають місце значні втрати в теплових мережах. Тим не менш роботи з оновлення мереж ведуться, відбувається поступова заміна ділянок сталевих труб на попередньо ізольовані. Загальну схему теплових мереж від котельні по вул. Індустріальна, 14-б подано на аркуші 2.

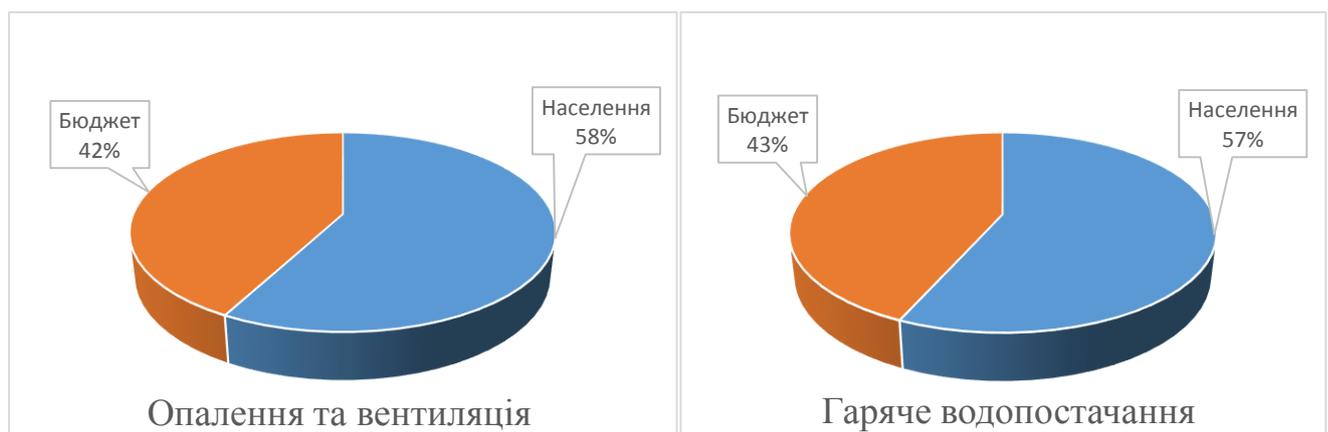


Рис. 1.1. Структура приєданого теплового навантаження

Для здійснення загального аналізу роботи котельні по вул. Індустріальна, 14-б скористаємося наступною таблицею.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		8

Таблиця 1.2. Аналіз річної роботи котельні

Назва показника	2019	2020	Відхилення (+/-)	2021	Відхилення (+/-)
Середня температура опалювального періоду, °С	-1,3	1,6	2,9	1,4	-0,2
Тривалість опалювального періоду, днів	175	172	-3	174	+2
Річні витрати палива котельнею – природного газу з теплою згорання, тис. м <sup>3</sup>	802,19	795,68	-6,51	801,81	6,13
Загальне річне вироблення теплоти (опалення), Гкал	5544,4	5310,6	-233,8	5437,4	126,8
Кількість теплоти, яка була відпущена споживачам, Гкал	4879,1	4620,2	-258,9	4839,3	219,1
Кількість спожитої електричної енергії, кВт/ год	85288	86330	1042	80524	-5806
Витрати води, м <sup>3</sup>	6675	5286	-1389	4726	-560

Не дивлячись на те, що у 2021 році середня температура опалювального періоду була значно вище (на 2,87 °С), ніж у 2019 та 2020 роках, тим не менш у 2021 році, як бачимо, загальна кількість виробленої теплової енергії значно більше порівняно з попередніми роками (на 126,8 Гкал більше порівняно з 2020 роком). Це пояснюється більш тривалим опалювальним періодом, а також тим, що кількість холодних днів була все ж таки більша, ніж у минулих періодах.

На рис. 1.2 представлено відпуск теплоти у теплову мережу помісячно у розрізі 3 років. Графік побудовано відповідно до даних підприємства.

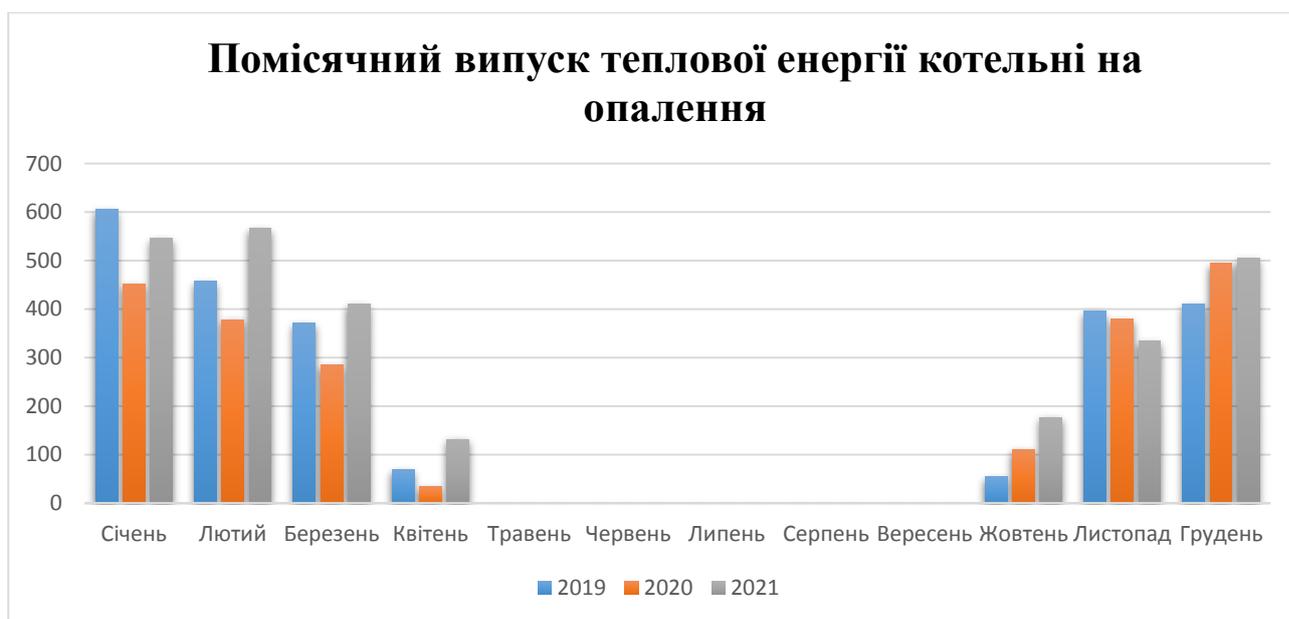


Рис. 1.2. Помісячний відпуск теплової енергії у теплову мережу

Важливою характеристикою роботи котельні є показник втрат теплової енергії у теплових мережах. За рахунок проведеної роботи з модернізації теплових мереж на деяких ділянках із заміною їх на попередньо ізольовані, втрати вдалося скоротити на 2,82% (12,96 Гкал) порівняно з 2020 роком та на 7,57% (88,6 Гкал) порівняно з 2019 роком. Як наслідок, знизилися також і витрати електричної енергії та витрати води у зв'язку з тим, що відбувається менше поривів теплових мереж.

## 1.2. Аналіз ефективності роботи котельні

Визначимо середньорічний коефіцієнт корисної дії котельні за наступною формулою:

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{Q_{\text{вир}}}{Q_{\text{повна}}} \times 100\%, \text{ де} \quad (1.1)$$

$\eta_{\text{кот}}$  — середньорічний коефіцієнт корисної дії котельні;

$Q_{\text{кор}}$  — корисно отримана теплота;

$Q_{\text{повна}}$  — теплота, яка виділяється в процесі повного згоряння палива (при нижчій теплоті згоряння природного газу 8247 ккал/стм<sup>3</sup>).

$$\eta_{2019} = \frac{5544,4}{1000 \times 802,19 \times 8247 \times 10^{-6}} \times 100\% = 83,8\%;$$

$$\eta_{2020} = \frac{5310,6}{1000 \times 795,68 \times 8247 \times 10^{-6}} \times 100\% = 80,9\%;$$

$$\eta_{2021} = \frac{5437,4}{1000 \times 801,81 \times 8247 \times 10^{-6}} \times 100\% = 82,2\%.$$

Як бачимо, ККД роботи котельні досить низький та складає лише 82,2% у опалювальному періоді 2021-2022 років, при цьому показник коливається протягом аналізованого періоду, що свідчить про недостатню ефективність роботи котлів, яка в цілому характерна для котлів марки НІИСТУ-5, оскільки вони мають досить суттєві втрати теплоти з відхідними газами та помітно великі втрати теплоти у навколишнє середовище з огляду на недосконалу теплову ізоляцію.

Визначимо також середній коефіцієнт загальної ефективності роботи системи централізованого опалення та ГВП від аналізованої котельні за наступною формулою:

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
						10
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		

$$\eta_{\text{сист}} = \frac{Q_{\text{кор}}}{Q_{\text{повна}}} \times 100\%, \text{ де} \quad (1.2)$$

$\eta_{\text{сист}}$  — коефіцієнт ефективності системи централізованого опалення;

$Q_{\text{кор}}$  — корисно спожита теплота;

$Q_{\text{повна}}$  — теплота, яка виділяється в процесі повного згоряння палива.

$$\eta_{2019} = \frac{4879,1}{1000 \times 802,19 \times 8247 \times 10^{-6}} \times 100\% = 73,8\%;$$

$$\eta_{2020} = \frac{4620,2}{1000 \times 795,68 \times 8247 \times 10^{-6}} \times 100\% = 70,4\%;$$

$$\eta_{2021} = \frac{4839,3}{1000 \times 801,81 \times 8247 \times 10^{-6}} \times 100\% = 73,2\%.$$

Як бачимо, ефективність роботи системи централізованого опалення дуже низька та складає лише 73,2% у опалювальному періоді 2021-2022 років, що свідчить про як низьку ефективність роботи безпосередньо котельні, так і суттєві втрати теплової енергії у мережах централізованого опалення, а отже й незадовільне використання природного газу. Це однозначно підтверджує необхідність негайного проведення реконструкції котельні.

На котельні по вул. Індустріальна, 14-б в м. Чернігові режимне налагодження роботи котлів здійснюється кожні 3 роки. Для більш детального аналізу роботи котлів виконаємо аналіз ККД роботи кожного з котлів, для цього скористаємося даними технічного звіту про проведення режимно-налагоджувальних робіт та екологотеплотехнічних випробувань, розробленого сумісно з групою наладки і режимів підприємства.

Таблиця 1.3 Режимна карта роботи котлів НИИСТУ-5

Найменування параметрів	Одиниця виміру	РЕЖИМИ		
		1	2	3
<b>Вода</b>				
1. Теплопродуктивність котла	Гкал/год	0,263	0,381	0,540
2. Витрата води через котел	т/год.	25	25	25
3. Температура води на вході в котел	°С	49,0	51,0	52,0
4. Температура води на виході з котла	°С	59,6	66,1	73,3
5. Підігрів води у котлі	°С	10,6	15,1	21,3
6. Тиск води на вході в котел	кг/см <sup>2</sup>	3,6	3,6	3,6
7. Тиск води на виході з котла	кг/см <sup>2</sup>	3,3	3,3	3,3
<b>Паливо</b>				
1. Вид палива		Природний газ		
2. Число пальників у роботі	шт.	1	1	1
3. Тиск до лічильника	мм.в.ст.	280	270	255

Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш 11
------	-------	---------	--------	------	---------------------	-------------

Найменування параметрів	Одиниця виміру	РЕЖИМИ		
		1	2	3
4. Тиск газу на пальниках	кПа	0,15	0,30	0,40
5. Температура палива	°С	10,0	10,0	10,0
6. Витрата палива по лічильнику	ст.м <sup>3</sup> /год.	40,0	57,0	78,0
7. Дійсна витрата газу	ст.м <sup>3</sup> /год.	40,0	57,0	78,0
<b>Повітря</b>				
1. Температура повітря перед пальником	°С	17	17	17
2. Тиск повітря на пальниках	мм.в.ст.	7,0	20,0	35,0
<b>Димові гази</b>				
1. Розрідження в топці	мм.в.ст.	2,0	2,0	2,0
2. Температура димових газів	°С	219,0	246,0	271,0
3. Склад продуктів згоряння за котлом:				
вміст O <sub>2</sub>	%	10,5	9,0	6,9
вміст CO <sub>2</sub>	%	5,9	6,7	7,9
вміст CO	ppm	37	49	60
вміст NO <sub>x</sub>	ppm	35	37	49
4. Коефіцієнт надлишку повітря за котлом (α)	–	1,90	1,68	1,44
5. Концентрація оксиду вуглецю при н.у.	мг/нм <sup>3</sup>	92	108	112
5. Концентрація оксидів азоту при н.у.	мг/нм <sup>3</sup>	144	134	150

Відповідно до сертифікату якості природного газу, наданого АТ «Чернігівгаз», маємо наступні характеристики палива:

Таблиця 1.4 Основні показники газоподібного палива (відповідно до сертифікату якості газу)

№ з/п	Найменування параметрів	Позначення	Одиниця виміру	Величина
1	Склад газоподібного палива			
	метан	CH <sub>4</sub>	%	90,130
	етан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	%	4,810
	пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	%	1,110
	бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	%	0,313
	пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	%	0,097
	гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	%	0,065
	азот	N <sub>2</sub>	%	1,536
	діоксид вуглецю	CO <sub>2</sub>	%	1,942
	кисень	O <sub>2</sub>	%	0,006
	сірка	S <sub>2</sub>	%	0,000
сірководень	H <sub>2</sub> S	%	0,000	
2	Густина сухого газоподібного палива		рн	0,7460
3	Об'ємна нижча теплота згоряння при ст.у.	Q <sub>н ст</sub>	ккал/см <sup>3</sup>	8247

За відомого складу газоподібного палива теоретична потреба у повітрі визначається за залежністю\*:

$$V_T = 0,0476 \times \left( \sum \left[ \left( m + \frac{n}{4} \right) \times C_m H_n \right] - O^p \right) \quad (1.3)$$

					601-МНТ-9772257-KMP	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		12

$$V_T = 0,0476 \times (2 \times 90,13 + 3,5 \times 4,81 + 5 \times 1,11 + 6,5 \times 0,313 + 8 \times 0,097 + 9,5 \times 0,065 - 0,006) = 9,8085 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

\*за умови, що концентрація кисню у продуктах згорання становитиме 21% об. і повітря буде сухим, температура 0 °С, тиск 760 мм рт. ст.

З огляду на те, що на момент проведення режимної наладки атмосферний тиск становив 752 мм рт. ст., а температура повітря перед пальниками складала +17° С, теоретичний обсяг повітря становитиме:

$$V_T^t = V_T \times \frac{(273+t_{\text{пов}})}{273} \times \frac{760}{P_{\text{бар}}^{\text{дійсн}} + P_{\text{пов}}^{\text{надл.}}}, \text{ де} \quad (1.4)$$

$t_{\text{пов}}$  – температура повітря перед пальником, °С;

$P_{\text{бар}}^{\text{дійсн}}$  – атмосферний тиск повітря на момент проведення режимної наладки, мм рт. ст.;

$P_{\text{пов}}^{\text{надл.}}$  – тиск повітря на пальниках, мм рт. ст.

$$\text{Режим 1: } V_T^t = 9,8085 \times \frac{(273+17)}{273} \times \frac{760}{752+7} = 10,4330 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

$$\text{Режим 2: } V_T^t = 9,8085 \times \frac{(273+17)}{273} \times \frac{760}{752+20} = 10,2573 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

$$\text{Режим 3: } V_T^t = 9,8085 \times \frac{(273+17)}{273} \times \frac{760}{752+35} = 10,0618 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

Для визначення об'єму продуктів згорання за нормальних умов за сумою складових компонентів продуктів згорання скористаємося формулою:

$$V_{\text{пз}} = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}, \text{ де} \quad (1.5)$$

$V_{\text{пз}}$  – об'єм продуктів згорання за нормальних умов, нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>;

$V_{\text{CO}_2}$  – об'єм діоксиду карбону у продуктах згорання, нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>;

$V_{\text{N}_2}$  – об'єм азоту у продуктах згорання, нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>;

$V_{\text{O}_2}$  – об'єм кисню у продуктах згорання, нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>.

$V_{\text{H}_2\text{O}}$  – об'єм водяної пари у продуктах згорання, нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>;

Відповідно до цього розрахуємо кожен з компонентів формули.

1. Визначення об'єму діоксиду карбону у продуктах згорання:

$$V_{\text{CO}_2} = 0,01(\text{CO}_2 + \text{CO} + \sum m\text{C}_m\text{H}_n) \quad (1.6)$$

						601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата			13

$$V_{CO_2} = 0,01 \times (1,942 + 1 \times 90,13 + 2 \times 4,81 + 3 \times 1,11 + 4 \times 0,313 + 5 \times 0,097 + 6 \times 0,065) = 1,0715 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

2. Визначення об'єму азоту у продуктах згорання:

$$V_{N_2} = 0,79 \times \alpha \times V_T^t + 0,008 N^P \quad (1.7)$$

Режим 1:  $V_{N_2} = 0,79 \times 1,90 \times 10,4330 + 0,008 \times 1,536 = 15,6722 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$

Режим 2:  $V_{N_2} = 0,79 \times 1,68 \times 10,2573 + 0,008 \times 1,536 = 13,6258 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$

Режим 3:  $V_{N_2} = 0,79 \times 1,44 \times 10,0618 + 0,008 \times 1,536 = 11,4586 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$

3. Визначення об'єму кисню у продуктах згорання:

$$V_{O_2} = 0,21 \times (\alpha - 1) \times V_T^t + 0,009 O^P \quad (1.8)$$

Режим 1:  $V_{O_2} = 0,21 \times (1,90 - 1) \times 10,4330 + 0,009 \times 0,006 = 1,9719 \text{ нм}^3/\text{кг}$

Режим 2:  $V_{O_2} = 0,21 \times (1,68 - 1) \times 10,2573 + 0,009 \times 0,006 = 1,4648 \text{ нм}^3/\text{кг}$

Режим 3:  $V_{O_2} = 0,21 \times (1,44 - 1) \times 10,0618 + 0,009 \times 0,006 = 0,9298 \text{ нм}^3/\text{кг}$

4

$$V_{H_2O} = 0,01 \times (H_2 + \sum_2^n C_m H_n + 0,124 \times d_r) + 0,0161 \times V_T^t, \text{ де} \quad (1.9)$$

Визначення об'єму водяної пари у продуктах згорання:  
 $d_r$  – вологовміст природного газу, %;

Режим 1:  $V_{H_2O} = 0,01 \times (0 + 2 \times 90,13 + 3 \times 4,81 + 4 \times 1,11 + 5 \times 0,313 + 6 \times 0,097 + 7 \times 0,065) + 0,0161 \times 10,4330 = 2,1853 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$

Режим 2:  $V_{H_2O} = 0,01 \times (0 + 2 \times 90,13 + 3 \times 4,81 + 4 \times 1,11 + 5 \times 0,313 + 6 \times 0,097 + 7 \times 0,065) + 0,0161 \times 10,2573 = 2,1825 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$

Режим 3:  $V_{H_2O} = 0,01 \times (0 + 2 \times 90,13 + 3 \times 4,81 + 4 \times 1,11 + 5 \times 0,313 + 6 \times 0,097 + 7 \times 0,065) + 0,0161 \times 10,0618 = 2,1793 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$

Відповідно до цього, визначимо загальний обсяг продуктів згорання за формулою (1.5) для кожного з режимів роботи котлів:

Режим 1:  $V_{пз} = 1,0715 + 15,6722 + 1,9719 + 2,1853 = 20,9009 \text{ нм}^3/\text{кг}$

Режим 2:  $V_{пз} = 1,0715 + 13,6258 + 1,4648 + 2,1825 = 18,3446 \text{ нм}^3/\text{кг}$

Режим 3:  $V_{пз} = 1,0715 + 11,4586 + 0,9298 + 2,1793 = 15,6392 \text{ нм}^3/\text{кг}$

Для подальших розрахунків необхідно також визначити нижчу теплоту згорання природного газу, що можна визначити згідно наступної залежності:

									Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				14

$$Q_H^p = 4,2 \times 85,5 \text{CH}_4 + 153,2 \text{C}_2\text{H}_6 + 221,8 \text{C}_3\text{H}_8 + 292 \text{C}_4\text{H}_{10} + 372,9 \text{C}_5\text{H}_{12} + 390 \text{C}_6\text{H}_{14} \quad (1.10)$$

$$Q_H^p = 4,2 \times 85,5 \times 90,13 + 153,2 \times 4,81 + 221,8 \times 1,11 + 292 \times 0,313 + 372,9 \times 0,097 + 390 \times 0,065 = 34535,69 \text{ кДж/нм}^3.$$

Перейдемо до визначення коефіцієнту корисної дії котлів за допомогою методу зворотного балансу для кожного з режимів роботи.

1. Визначення втрат теплоти з відхідними газами ( $q_2$ ):

$$Q_2 = C_{\text{пз}} \times \alpha \times V_T^t \times (t_{\text{пз}} - t_{\text{сер}}), \text{ де} \quad (1.11)$$

$C_{\text{пз}}$  – теплоємність продуктів згоряння, ккал/( $\text{м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$ )

$$\text{Режим 1: } Q_2 = 0,3127 \times 4,2 \times 1,90 \times 10,4330 \times (219 - 17) = 5258,86 \text{ кДж}$$

$$\text{Режим 2: } Q_2 = 0,3133 \times 4,2 \times 1,68 \times 10,2573 \times (246 - 17) = 5192,63 \text{ кДж}$$

$$\text{Режим 3: } Q_2 = 0,3139 \times 4,2 \times 1,44 \times 10,0618 \times (271 - 17) = 4851,91 \text{ кДж}$$

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_H^p} \times 100\% \quad (1.12)$$

$$\text{Режим 1: } q_2 = \frac{5258,86}{34535,69} 100 = 15,23 \text{ \%}.$$

$$\text{Режим 2: } q_2 = \frac{5192,63}{34535,69} 100 = 15,04 \text{ \%}.$$

$$\text{Режим 3: } q_2 = \frac{4851,91}{34535,69} 100 = 14,04 \text{ \%}.$$

Як бачимо втрати теплової енергії з вихідними газами дуже значні, що пояснюється досить великим значенням коефіцієнту  $\alpha$ .

2. Визначення втрат теплоти з хімічним недопалом ( $q_3$ ):

Спочатку визначимо об'єм сухих продуктів згоряння для кожного з режимів:

$$V_{\text{пз}}^{\text{сух}} = V_{\text{пз}} - V_{\text{H}_2\text{O}} \quad (1.13)$$

$$\text{Режим 1: } V_{\text{пз}}^{\text{сух}} = 20,9009 - 2,1853 = 18,7156 \text{ нм}^3 / \text{нм}^3.$$

$$\text{Режим 2: } V_{\text{пз}}^{\text{сух}} = 18,3446 - 2,1825 = 16,1621 \text{ нм}^3 / \text{нм}^3.$$

$$\text{Режим 3: } V_{\text{пз}}^{\text{сух}} = 15,6392 - 2,1793 = 13,4599 \text{ нм}^3 / \text{нм}^3.$$

Тепер маємо можливість визначити втрати теплоти з наступною формулою:

$$Q_3 = 4,2 \times (30,2 \times \text{CO} + 25,80 \times \text{H}_2 + 85,50 \times \text{CH}_4) \times V_{\text{пз}}^{\text{сух}} \quad (1.14)$$

$$\text{Режим 1: } Q_3 = 4,2 \times (30,2 \times 0,0037) \times 18,7156 = 8,78 \text{ кДж};$$

$$\text{Режим 2: } Q_3 = 4,2 \times (30,2 \times 0,0049) \times 16,1621 = 10,05 \text{ кДж};$$

$$\text{Режим 3: } Q_3 = 4,2 \times (30,2 \times 0,006) \times 13,4599 = 10,24 \text{ кДж};$$

						601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата			15

Звідси можемо знайти втрати від хімічного недопалу у %:

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_H} \times 100\% \quad (1.15)$$

$$\text{Режим 1: } q_3 = \frac{8,78}{34535,69} \times 100\% = 0,025 \%$$

$$\text{Режим 2: } q_3 = \frac{10,05}{34535,69} \times 100\% = 0,029 \%$$

$$\text{Режим 3: } q_3 = \frac{10,24}{34535,69} \times 100\% = 0,030 \%$$

Як бачимо, втрати теплової енергії від хімічного недопалу досить незначні, що відбувається за рахунок подачі значних обсягів надлишкового повітря.

1. Втрати теплоти з механічним недопалом ( $q_4$ ) відсутні, тобто  $q_4 = 0$ .
2. Втрати теплової енергії у довкілля ( $q_5$ ):

$$Q_5^{\text{ном}} = \sum_1^M F_i^{\text{пов}} \times \alpha_i^{\text{пов}} \times (t_i^{\text{пов}} - t_{\text{сер}}) \times 10^{-3}, \text{ де} \quad (1.16)$$

$F_i^{\text{пов}}$  – площа  $i$ -тої поверхні котла, м<sup>2</sup>.

$\alpha_i^{\text{пов}}$  – коефіцієнт тепловіддачі від  $i$ -тої поверхні котла до повітря, кДж/м<sup>2</sup>;

$t_i^{\text{пов}}$  – температура  $i$ -тої поверхні котла, °С;

$t_{\text{сер}}$  – температура повітря в котельні, °С.

Усереднено втрати теплової енергії у довкілля складуть:

$$Q_5^{\text{ном}} = 60,93 \times 8 \times (70 - 17) \times 10^{-3} = 25,84 \text{ кВт.}$$

Для продовження розрахунків необхідно обчислити годинні витрати палива при роботі котла в номінальному режимі.

$$V_{\text{год}}^{\text{ном}} = \frac{N}{Q_H^p}, \text{ де} \quad (1.17)$$

$N$  – номінальна потужність котла, ккал/год.

$$V_{\text{год}}^{\text{ном}} = \frac{688000}{34535,69/4,2} = 83,7 \text{ нм}^3/\text{год.}$$

Розрахуємо також витрати палива для кожного з режимів роботи котлів:

$$\text{Режим 1: } V_{\text{год}}^{\text{дійсн}} = \frac{263000}{34535,69/4,2} = 31,98 \text{ нм}^3/\text{год.}$$

$$\text{Режим 2: } V_{\text{год}}^{\text{дійсн}} = \frac{381000}{34535,69/4,2} = 46,33 \text{ нм}^3/\text{год.}$$

$$\text{Режим 3: } V_{\text{год}}^{\text{дійсн}} = \frac{540000}{34535,69/4,2} = 65,67 \text{ нм}^3/\text{год.}$$

									Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				16

$$q_5^{\text{НОМ}} = \frac{860 \times Q_5^{\text{НОМ}}}{V_{\text{ГОД}}^{\text{ДІЙСН}} \times Q_{\text{Н}}^{\text{P}}} \times 100\% \quad (1.18)$$

$$\text{Режим 1: } q_5^{\text{НОМ}} = \frac{860 \times 25,84}{31,98 \times 34535,69} 100 = 2,01 \%$$

$$\text{Режим 2: } q_5^{\text{НОМ}} = \frac{860 \times 25,84}{46,33 \times 34535,69} 100 = 1,39 \%$$

$$\text{Режим 3: } q_5^{\text{НОМ}} = \frac{860 \times 25,84}{65,67 \times 34535,69} 100 = 0,98 \%$$

При зміні теплового навантаження величина втрат теплоти у % змінюється пропорційно відхиленню навантаження  $N$  від номінального  $N_{\text{НОМ}}$ :

$$q_5 = q_5^{\text{НОМ}} \times \frac{N_{\text{НОМ}}}{N} \quad (1.19)$$

$$\text{Режим 1: } q_5 = 2,01 \times \frac{0,688}{0,263} = 5,26 \%$$

$$\text{Режим 2: } q_5 = 1,39 \times \frac{0,688}{0,381} = 2,51 \%$$

$$\text{Режим 3: } q_5 = 0,98 \times \frac{0,688}{0,540} = 1,25 \%$$

Відповідно до цього маємо можливість визначити ККД брутто:

$$q_1 = \eta_{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5) \quad (1.20)$$

$$\text{Режим 1: } \eta_{\text{бр}} = 100 - (15,23 + 0,025 + 5,26) = 79,49\%$$

$$\text{Режим 2: } \eta_{\text{бр}} = 100 - (15,04 + 0,029 + 2,51) = 82,42\%$$

$$\text{Режим 3: } \eta_{\text{бр}} = 100 - (14,04 + 0,030 + 1,25) = 84,68\%$$

Визначимо також втрати теплоти на власні потреби ( $q_{\text{вл}}$ )

$$q_{\text{вл}} = q_{\text{зап.кл}} + q_{\text{ох}} + q_{\text{оп}} + q_{\text{зуп}} \quad (1.21)$$

$q_{\text{вл}}$  – витрати теплоти на власні потреби котельні.

Втрати теплоти на власні потреби котельні становлять:

- Втрати теплоти на відпрацювання запобіжних клапанів:  $q_{\text{зап.кл}} = 0,20\%$ ;
- Втрати теплоти на охолодження навколишнього середовища трубопроводів та допоміжного обладнання:  $q_{\text{ох}} = 0,71\%$ .
- Втрати теплоти на опалення приміщення котельні, душові:  $q_{\text{оп}} = 0,65\%$ .
- Втрати теплоти при запусках та зупинках котла:  $q_{\text{зуп}} = 0,95\%$ .

$$q_{\text{вл}} = 0,20 + 0,71 + 0,65 + 0,95 = 2,51\%$$

Відповідно ККД нетто складе:

					601-МНТ-9772257-KMP	Аркуш
						17
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		

$$q_1 = \eta_{\text{нетто}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_{\text{вл}}) \quad (1.22)$$

Режим 1:  $\eta_{\text{нет}} = 100 - (15,23 + 0,025 + 5,26 + 2,51) = 76,98\%$ .

Режим 2:  $\eta_{\text{нет}} = 100 - (15,04 + 0,029 + 2,51 + 2,51) = 79,91\%$ .

Режим 3:  $\eta_{\text{нет}} = 100 - (14,04 + 0,030 + 1,25 + 2,51) = 82,17\%$ .

Відповідно до отриманих даних та даних з режимних карт, маємо можливість зіставити основні характеристики котлів з відповідними показниками технічних паспортів котлів, для цього скористаємося наступною таблицею.

Таблиця 1.5. Порівняння реальних параметрів роботи котлів НИИСТУ-5 з паспортними даними

№ з/п	Параметр	Паспортне значення	РЕЖИМИ		
			1	2	3
1	Номінальна теплопродуктивність, МВт	0,8	0,263	0,381	0,54
2	Номінальне розрідження за котлом, мм вод. ст.	1,5	2,0	2,0	2,0
3	Температура відхідних газів при спалюванні газу, °С	180-290	219	246	271
4	ККД брутто, %	87,0	79,49	82,42	84,68

Як бачимо, котли працюють недосконало, ККД котлів, невисокий навіть за паспортними даними, перебуває значно нижче нормативного значення, що свідчить про значний фізичний знос котлів та призводить до неефективного використання палива. Крім того, дані режимних карт попередніх років свідчать, що чітко спостерігається поступове зниження показника ККД.

Крім того, як бачимо з наведених даних, температура відхідних газів котлів при максимальному навантаженні дуже висока, що свідчить про значну втрату корисної теплової енергії. Відповідно й втрати теплоти з відхідними газами дуже значні – в середньому 15,23%.

Тим не менш, відповідно до даних наявних режимних карт та проведених розрахунків, пальники котлів забезпечують практично повне згорання палива у всьому діапазоні навантажень, оптимальну форму «факелу». Оптимальне співвідношення «газ-повітря», за якого вдається забезпечити необхідну повноту згорання палива, вдається досягти лише при досить значному значенні коефіцієнту надлишку повітря – в середньому 1,6, що й призводить до великих втрат теплоти з

відхідними газами. Але за таких умов вдається досягти незначних втрат від хімічного недопалу – до 0,03% в середньому по котлах.

Таким чином, можна підбити певні висновки щодо поточної ситуації з аналізованою котельнею по вул. Індустріальна, 14-б в м. Чернігові.

Встановлені котли НІИСТУ-5, не дивлячись на те, що вони перебувають у робочому стані, працюють досить неефективно, з огляду на високі втрати теплової енергії з відхідними газами та давно вже відпрацювали вставлений ресурс.

Великим недоліком котельні є те, що вона працює повністю в ручному режимі, здійснити її автоматизацію без проведення повної реконструкції неможливо. Значно впливає також людський фактор, оскільки оператори не завжди дотримуються встановленого температурного графіку роботи котельні, тим самим збільшуючи витрати природного газу. Насосне обладнання, з огляду на значний вік та значну щорічну кількість аварій, також підлягає заміні.

Таким чином, подальшу її експлуатацію в поточному технічному стані котельні по вул. Індустріальна, 14-б в м. Чернігові, з огляду на неефективність її роботи, вважаю недоцільною. Необхідне проведення реконструкції котельні із заміною котлів, насосного та іншого допоміжного обладнання. Це дасть змогу значно збільшити ефективність її роботи, отримати значну економію споживання природного газу та зменшити викиди забруднюючих речовин в атмосферу.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		19

## 2. ПРОЄКТНІ РІШЕННЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ КОТЕЛЬНІ

Згідно технічного завдання на проведення реконструкції котельні проектом в існуючій котельній за адресою: м. Чернігів, вул. Індустріальна, 14б, необхідно передбачити:

- демонтаж 4-х існуючих водогрійних котлів НИИСТУ-5, а також всього насосного та іншого допоміжного обладнання;
- встановлення нових сучасних водогрійних газових котлів фірми Riello з автоматизованим пальником з модульним регулюванням спалювання газу та низькими викидами в навколишнє середовище;
- заміна насосів на сучасні з вбудованими частотними перетворювачами;
- встановлення іншого допоміжного обладнання, регулюючої та запірної арматури;
- приєднання нових котлів до магістралей теплопостачання, газопостачання та існуючій димовій трубі.

Для забезпечення енергоефективності в проекті передбачені наступні заходи з енергозбереження:

- при підборі обладнання застосовувати сучасні енергоефективні водогрійні котли з ККД не нижче 93%;
- забезпечити погодозалежне регулювання відпуску теплової енергії до споживача;
- насосне обладнання обладнується частотним регулюванням;
- автоматичне регулювання параметрів роботи котлів та допоміжного обладнання котельні за рахунок комплексної автоматизації технологічного процесу;
- застосування сучасної теплової ізоляції при монтажі обладнання, трубопроводів та газоходів для зменшення теплових втрат.
- запровадження роботи котельні повністю в автоматичному режимі з передачею всіх контрольних та аварійних сигналів на диспетчерський пункт АТ «Облтеплокомуненерго» по вул. Г. Полуботка, 80а.

									Аркуш
									20
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

601-МНТ-9772257-КМР

## 2.1. Розрахунок приєднаного теплового навантаження на котельню

Загальну потребу в теплоті для всіх приєднаних споживачів можна визначити за такою формулою:

$$Q_{\text{ЗАГ}}^{\text{max}} = Q_0^{\text{max}} + Q_{\text{В}}^{\text{max}} + Q_{\text{ГВ}}^{\text{max}}, \text{ де} \quad (2.1)$$

$Q_0^{\text{max}}$  – максимальні погодинні витрати теплоти для опалення;

$Q_{\text{В}}^{\text{max}}$  – максимальні погодинні витрати теплоти для потреб вентиляції;

$Q_{\text{ГВ}}^{\text{max}}$  – максимальні погодинні витрати теплоти для потреб гарячого

водопостачання.

Відповідно до [14], для визначення максимальної погодинної потреби в теплоті для опалення приєднаних житлових будинків застосуємо наступну формулу:

$$Q_0^{\text{max}} = V_3 \times q_0 \times (t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}}) \times \eta, \text{ де} \quad (2.2)$$

$V_3$  – зовнішній будівельний об'єм будівлі, м<sup>3</sup>;

$q_0$  – питома опалювальна характеристика будівлі, ккал/(м<sup>3</sup>·год·°С) (при  $t_{\text{р.о.}} = -30^\circ\text{C}$ ).

$t_{\text{вн}}$  – середня температура внутрішнього повітря, °С;

$t_{\text{р.о.}}$  – розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування опалення, °С.

$\eta$  – коефіцієнт перерахунку.

Оскільки, для міста Чернігова  $t_{\text{р.о.}}$  становить  $-23^\circ\text{C}$ , табличне значення показника  $q_0$  необхідно скоригувати на поправочний коефіцієнт відповідно до таблиці 2.7 з [14], який для м. Чернігова становить 1,116, що визначено методом інтерполяції.

Таким чином, розрахуємо кількість теплоти для опалення житлового будинку по вул. Індустріальна, 16:

$$Q_0^{\text{max}} = 13509 \times 0,33 \times (20 - (-23)) \times 1,116 = 213929,06 \text{ ккал/год.} = 0,2488 \text{ МВт.}$$

Для розрахунку максимальних погодинних витрат теплоти для опалення для всіх будівель скористаємося наступною таблицею:

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		21

Таблиця 2.1

## Розрахунок максимальних погодинних витрат теплоти для опалення

№ з/п	Адреса будинку	Поверховість	Зовнішній об'єм, м <sup>3</sup>	Рік будівництва	$q_0$ , ккал/ м <sup>3</sup> ·год·°C	$Q_0^{max}$ , ккал/год.	$Q_0^{max}$ , МВт
<i>Житлові будинки</i>							
1	вул. Індустріальна, 16	9	13509	1990	0,33	213929,06	0,2488
2	вул. Індустріальна, 12	3	1599	1945	0,46	35297,09	0,0411
3	вул. Індустріальна, 14	3	1600	1945	0,46	35319,17	0,0411
4	вул. Індустріальна, 14а	5	10885	1976	0,34	177598,79	0,2065
5	Гуртожиток по вул. Осипенко, 2а	5	10504	1984	0,34	171382,42	0,1993
6	вул. Борисенко, 137	1	241	1938	0,58	6707,76	0,0078
<b>Всього по групі будинків:</b>						<b>640234,29</b>	<b>0,7446</b>
<i>Громадські будівлі</i>							
1	ЗНЗ Колегіум №11 – I корпус	3	19420	1985	0,33	307535,9	0,3577
2	ЗНЗ Колегіум №11 – басейн	1	1211	1985	0,38	22083,12	0,0257
3	ЗНЗ Колегіум №11 – II корпус	2	6044	1947	0,35	101513,82	0,1181
4	ЗНЗ Колегіум №11 – теплиця	1	307	1985	0,37	5450,96	0,0063
5	ЗНЗ Колегіум №11 – гараж	1	166	1985	0,7	5576,21	0,0065
6	Дитячий навчальний заклад №16 по вул. О. Білевич, 11а	2	2590	1975	0,38	47229,79	0,0549
<b>Всього по групі будинків:</b>						<b>489389,8</b>	<b>0,5692</b>
<b>ВСЬОГО НА ОПАЛЕННЯ:</b>						<b>1129624,09</b>	<b>1,3138</b>

Отже, для забезпечення потреб опалення приєднаних споживачів, необхідно 1,3138 МВт теплової енергії, що практично відповідає фактичним даним підприємства по приєднаному навантаженню на опалення по котельні.

Оскільки до котельні приєднано також громадські будівлі – школу та дитячий садок, необхідно також визначити витрати теплової енергії на забезпечення вентиляції. Для цього скористаємося наступною формулою:

$$Q_B^{max} = V_3 \times q_B \times (t_{вн} - t_{p.o.}) \times \eta, \text{ де} \quad (2.3)$$

$q_B$  – питома опалювальна характеристика будівлі, ккал/(м<sup>3</sup>·год·°C) (при  $t_{p.o.} = -30^\circ\text{C}$ ).

Для школи:

$$Q_B^{max} = 19420 \times 0,07 \times (18 - (-23)) \times 1,116 = 62200,71 \text{ ккал/год.} = 0,0723 \text{ МВт.}$$

								Аркуш
								22
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР			

## Розрахунок максимальних погодинних витрат теплоти на вентиляцію

№ з/п	Адреса будинку	Зовнішній об'єм, м <sup>3</sup>	Рік будівництва	$\frac{q_B}{\text{м}^3 \cdot \text{год} \cdot \text{°C}}$	$Q_B^{max}$ , ккал/год.	$Q_B^{max}$ , МВт
1	ЗНЗ Колегіум №11 – I корпус	19420	1975	0,07	62200,71	0,0723
2	ЗНЗ Колегіум №11 – басейн	1211	1985	0,51	28259,36	0,0329
3	ЗНЗ Колегіум №11 – II корпус	6044	1947	0,07	19358,45	0,0225
4	Дитячий навчальний заклад №16 по вул. О. Білевич, 11а	2590	1975	0,11	13035,88	0,0152
<b>ВСЬОГО НА ОПАЛЕННЯ:</b>					122854,40	0,1429

Отже, для забезпечення потреб вентиляції приєднаних громадських будівель, необхідно 0,1429 МВт теплової енергії.

Останній етап розрахунків – визначення витрат теплоти на гаряче водопостачання. Для цього скористаємося методикою, наведеною в [5]. Необхідно визначити середній тепловий потік на гаряче водопостачання в опалювальний період для житлових і громадських споруд за наступною формулою:

$$Q_{г.в.сер.} = \frac{1,2 \times m \times c \times a \times (55 - t_{х.з.})}{t_{вод.} \times 3,6} \times 10^{-6}, \text{ де} \quad (2.4)$$

$Q_{г.в.сер.}$  – середній тепловий потік на гаряче водопостачання, ккал/год.;

$m$  – кількість людей;

$a$  – норма витрати води на гаряче водопостачання на 1 людину на добу за температури 55 °С, л. (Приймається згідно [6]);

$c$  – питома теплоємність води, кДж/(кг °С);

$t_{х.з.}$  – температура холодної води в опалювальний (зимовий) період, °С. (Приймається згідно [6]);

$t_{вод.}$  – тривалість годин водоразбору на добу, год. (Приймається згідно [6]);

Для житлових будинків згідно табличних значень [6] середні витрати гарячої води становлять 105 л/добу на 1 мешканця. Для гуртожитку ця норма складає 50 л/добу. Норма витрати води на гаряче водопостачання, що споживається в громадських спорудах за температури 55 °С для дошкільних навчальних закладів з їдальнями – 30 л/добу на 1 учня, для загальноосвітніх шкіл – 8 л/добу. Значення максимальних витрат гарячої води має враховувати також коефіцієнт максимальної добової нерівномірності (в нашому випадку становить 1,1 для всіх споруд окрім

						Аркуш
					601-МНТ-9772257-КМР	23
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		

басейну, для якого коефіцієнт становить 1,0). Відповідно, визначимо норми витрат води на гаряче водопостачання для житлових та громадських споруд:

$$a_{житл} = 105 \times 1,1 = 115,5 \text{ л/добу};$$

$$a_{гурт} = 50 \times 1,1 = 55 \text{ л/добу};$$

$$a_{днз} = 30 \times 1,1 = 33 \text{ л/добу};$$

$$a_{днз} = 8 \times 1,1 = 8,8 \text{ л/добу};$$

$$a_{бас} = 60 \times 1,0 = 60 \text{ л/добу};$$

Для прикладу розрахуємо показник для будинку по вул. Індустріальна, 16:

$$Q_{г.в.сер.} = \frac{1,2 \times 88 \times 4,187 \times 115,5 \times (55 - 5)}{24 \times 3,6} \times 10^{-6} = 0,0262 \text{ МВт.}$$

Також розрахуємо максимальний тепловий потік на гаряче водопостачання в опалювальний період для житлових і громадських споруд за наступною формулою:

$$Q_{ГВ}^{max} = 2,4 \times Q_{г.в.сер.}, \text{ де} \quad (2.5)$$

$Q_{г.в.макс.}$  – максимальний тепловий потік на гаряче водопостачання, ккал/год.

Для будинку по вул. Індустріальна, 16 він становитиме:

$$Q_{г.в.макс.} = 2,4 \times 0,0262 = 0,0629 \text{ МВт.}$$

Для розрахунку теплового потоку для гарячого водопостачання для всіх будівель скористаємося наступною таблицею:

Таблиця 2.3

Розрахунок максимальних годинних витрат теплоти на гаряче водопостачання

№ з/п	Адреса будинку	Тривалість водорозбору, год.	Кількість мешканців, чол.	$Q_{г.в.сер.}$ , ккал/год.	$Q_{ГВ}^{max}$ , МВт
1	Ж/б по вул. Індустріальна, 16	24	220	0,07388	0,1773
2	Ж/б по вул. Індустріальна, 12	24	22	0,00739	0,0177
3	Ж/б по вул. Індустріальна, 14	24	21	0,00705	0,0169
4	Ж/б по вул. Індустріальна, 14а	24	120	0,0403	0,0967
5	Гуртожиток по вул. Осипенко, 2а	24	170	0,02719	0,0653
6	Ж/б по вул. Борисенко, 137	24	11	0,00369	0,0089
7	ЗНЗ Колегіум №11 (навчальні корпуси) по вул. Борисенко, 137	8	530	0,04068	0,0976
8	ЗНЗ Колегіум №11 (басейн) по вул. Борисенко, 137	8	100	0,05234	0,1256
9	Дитячий навчальний заклад №16 по вул. О. Білевич, 11а	10	102	0,02349	0,0564
<b>ВСЬОГО НА ГВП:</b>			<b>2391</b>	<b>0,27601</b>	<b>0,6624</b>

					Аркуш
					601-МНТ-9772257-КМР
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	24

Таким чином, для забезпечення потреб гарячого водопостачання всіх приєднаних споживачів, необхідно 0,6624 МВт теплової енергії. Приймаємо, що в котельні відсутні баки-акумулятори, тому враховуємо максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання.

Звідси, загальна потреба у тепловій енергії становитиме:

$$Q_{ЗАГ}^{max} = 1,3138 + 0,1429 + 0,6624 = 2,1191 \text{ МВт.}$$

На рис.2.1 подано питому вагу кожного з видів теплового навантаження.

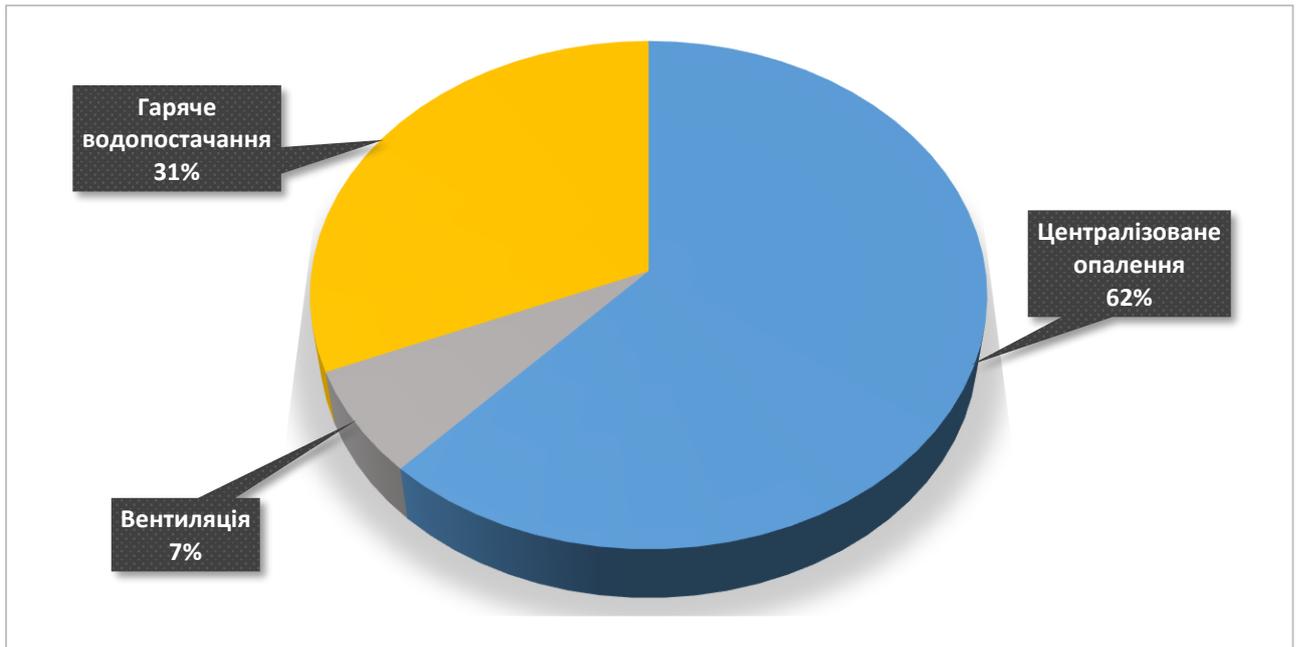


Рис. 2.1. Структура розрахованого теплового навантаження котельні

## 2.2. Складання графіків витрат теплоти для котельні

### Графік витрат теплоти залежно від температури зовнішнього повітря

Наступним етапом роботи є побудова графіка тривалості теплового навантаження. Даний графік будується для різних температур зовнішнього повітря. Вихідними даними для побудови графіка є результати виконаних розрахунків витрат теплоти на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання приєднаних споживачів в залежності від температури зовнішнього повітря та погодних даних.

Для розрахунків скористаємося наступною формулою:

$$Q_o = Q_o^{max} \times \frac{t_B - t_3}{t_B - t_{3.0.}} \quad (2.6)$$

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		25

де  $t_3$ - температура зовнішнього повітря змінюється від  $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$  для м. Чернігова,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$t_B$ - температура внутрішнього повітря у приміщеннях,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$t_{3.0}$ . – розрахункова температура самої холодної п'ятиденки для м. Чернігова ( $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$  для м. Чернігова).

Відповідно, для температури зовнішнього повітря  $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$ , витрати теплоти складуть:

$$Q_o = 1,3138 \times \frac{18-8}{18+23} = 0,3204 \text{ МВт.}$$

Таким же чином визначимо витрати теплоти, що витрачаються на вентиляцію громадських будівель:

$$Q_B = Q_B^{max} \times \frac{t_B - t_3}{t_B - t_{3.0}}, \quad (2.7)$$

$$Q_B = 0,1429 \times \frac{18-8}{18+23} = 0,0349 \text{ МВт.}$$

Витрати теплоти на гаряче водопостачання протягом опалювального періоду практично не залежать від температури зовнішнього повітря, тому значення залишається сталим:  $Q_{ГВ}^{зим} = Q_{ГВ}^{max} = 0,6624 \text{ МВт.}$

Однак в літній період витрати теплоти на гаряче водопостачання необхідно перерахувати з врахуванням температури холодної води в літній період ( $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ):

$$Q_{ГВ}^{літ} = Q_{ГВ}^{max} \times \frac{t_{ГВ.сер.} - t_x^{літ}}{t_{ГВ.сер.} - t_x} \times \beta \quad (2.8)$$

$$Q_{ГВ}^{літ} = 0,6624 \times \frac{55-15}{55-5} \times 0,8 = 0,4239 \text{ МВт.}$$

Відповідно до цього, побудуємо графік витрат теплоти залежно від температури зовнішнього повітря.

Наступним етапом роботи є побудова графіка витрат теплоти залежно від тривалості температур зовнішнього повітря. Даний графік побудуємо для температурного графіка роботи котельні  $95/70\text{ }^{\circ}\text{C}$  та існуючої системи якісного регулювання відпуску теплоти в котельні по вул. Індустріальна, 146 в м. Чернігові.

При температурі зовнішнього повітря  $-7,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  і до завершення опалювального періоду якісне регулювання відпуску теплоти на опалення не здійснюється у зв'язку з необхідністю підтримання необхідної температури теплоносія для генерації

									Аркуш
									26
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата				601-МНТ-9772257-КМР	

гарячої води. У цій точці відбувається так званий «злам» графіку і лінія відпуску теплоти іде горизонтально. Це відповідає тепловому навантаженню 1,59 МВт.



Рис. 2.2. Графік регулювання відпуску теплоти залежно від температури зовнішнього повітря для якісного і кількісно-якісного регулювання.

Таблиця 2.4. Тривалість температур зовнішнього повітря для м. Чернігова

Температура $t_z$ , °C	до -23	до -20	до -15	до -10	до -5	до 0	до +5	до +8	+8
Тривалість періоду, год.	11	50	177	501	1149	2387	3897	4488	4272

Відповідно до цього, складемо графік витрат теплоти залежно від тривалості температур, що наведений на рис. 2.3.

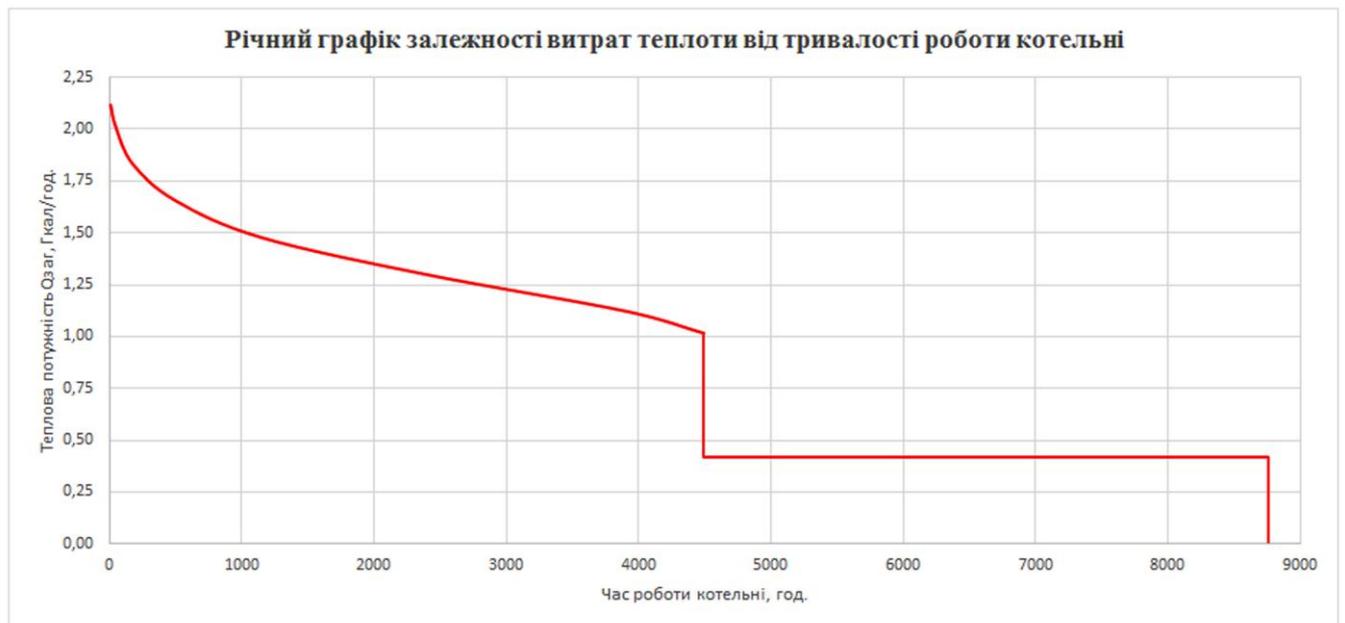


Рис. 2.3. Графік витрат теплоти залежно від тривалості температур зовнішнього повітря (протягом опалювального періоду)

З урахуванням того, що котельня також працюватиме у літній період на потреби гарячого водопостачання, час роботи котельні збільшиться відповідно до 8760 годин.

Відповідно до цього, графік роботи котельні набуде вигляду, що подано на рис. 2.4.

Базуючись на отриманих даних, а також користуючись графіком на рис. 2.4, маємо можливість визначити річні витрати теплової енергії як протягом опалювального періоду, так і на потреби гарячого водопостачання у літній період.

Річні витрати теплової енергії на потреби опалення можна визначити за допомогою наступної формули:

$$Q_{\text{оп}}^{\text{річна}} = Q_0^{\text{max}} \times \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{сер оп}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{з.о.}}} \times n_o \times 3600 \times 10^{-6}, \text{ де} \quad (2.9)$$

$Q_{\text{оп}}^{\text{річна}}$  – річні витрати теплової енергії на потреби опалення, ГДж;

$t_{\text{сер оп}}$  – середня температура зовнішнього повітря протягом опалювального періоду (для м. Чернігова становить  $-0,9^{\circ}\text{C}$ );

$n_o$  – тривалість роботи опалення, годин.

$$Q_{\text{оп}}^{\text{річна}} = 1313,8 \times \frac{18 - (-0,9)}{18 - (-23)} \times 4488 \times 3600 \times 10^{-6} = 9785,0 \text{ ГДж.}$$

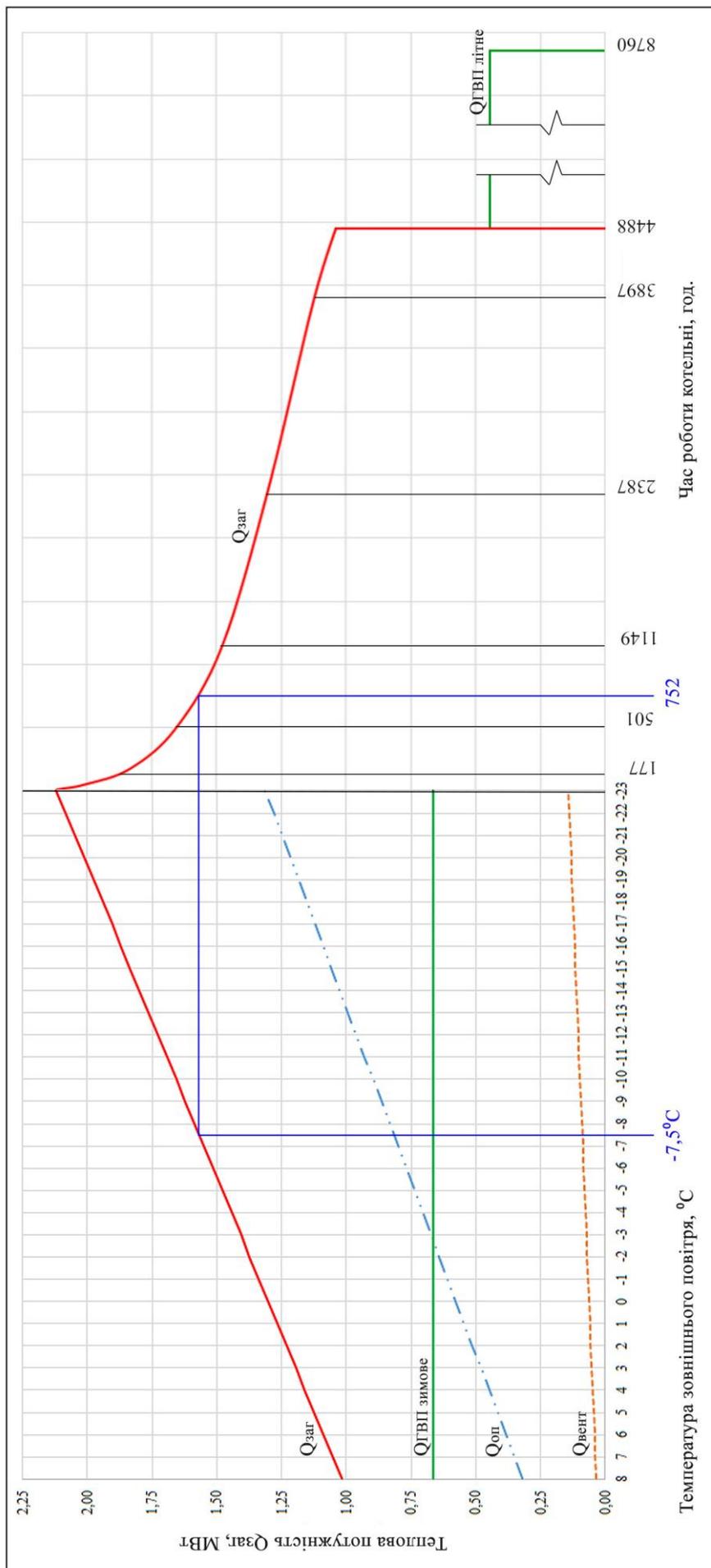


Рис. 2.4 Графік роботи котельні в залежності від тривалості температур зовнішнього повітря

Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата
------	-------	---------	--------	------

Аналогічно визначимо річні витрати теплової енергії на потреби вентиляції:

$$Q_B^{\text{річна}} = Q_B^{\text{max}} \times \frac{t_B - t_{\text{сер оп}}}{t_B - t_{3.0.}} \times \frac{n_o}{24} \times n_B \times 3600 \times 10^{-6}, \text{ де} \quad (2.10)$$

$Q_B^{\text{річна}}$  – річні витрати теплової енергії на потреби вентиляції, ГДж;

$n_B$  – тривалість роботи систем вентиляції, годин на добу.

$$Q_B^{\text{річна}} = 142,9 \times \frac{18 - (-0,9)}{18 - (-23)} \times \frac{4488}{24} \times 8 \times 3600 \times 10^{-6} = 354,8 \text{ ГДж.}$$

При визначенні річних витрат теплової енергії на потреби гарячого водопостачання необхідно врахувати, що вона складається з річних витрат теплоти протягом опалювального періоду та витрат теплоти протягом літнього періоду:

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{річна}} = Q_{\text{ГВП оп}}^{\text{річна}} + Q_{\text{ГВП літ}}^{\text{річна}}, \text{ де} \quad (2.11)$$

$Q_{\text{ГВП}}^{\text{річна}}$  – загальні річні витрати теплової енергії на потреби ГВП, ГДж;

$Q_{\text{ГВП оп}}^{\text{річна}}$  – річні витрати теплової енергії на потреби ГВП протягом опалювального періоду, ГДж;

$Q_{\text{ГВП літ}}^{\text{річна}}$  – річні витрати теплової енергії на потреби ГВП протягом літнього періоду, ГДж.

$$Q_{\text{ГВП оп}}^{\text{річна}} = Q_{\text{ГВ}}^{\text{зим}} \times n_o \times 3600 \times 10^{-6} \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{ГВП оп}}^{\text{річна}} = 662,4 \times 4488 \times 3600 \times 10^{-6} = 10702,3 \text{ ГДж.}$$

$$Q_{\text{ГВП літ}}^{\text{річна}} = Q_{\text{ГВ}}^{\text{літ}} \times (8760 - n_o) \times 3600 \times 10^{-6} \quad (2.13)$$

$$Q_{\text{ГВП літ}}^{\text{річна}} = 423,9 \times (8760 - 4484) \times 3600 \times 10^{-6} = 6519,2 \text{ ГДж.}$$

$$Q_{\text{ГВП}}^{\text{річна}} = 10702,3 + 6519,2 = 17221,5 \text{ ГДж.}$$

Відповідно до цього, маємо можливість визначити загальні річні витрати теплової енергії по котельні:

$$Q_{\text{ЗАГ}}^{\text{річна}} = Q_B^{\text{річна}} + Q_{\text{оп}}^{\text{річна}} + Q_{\text{ГВП}}^{\text{річна}}, \text{ де} \quad (2.14)$$

$Q_{\text{ЗАГ}}^{\text{річна}}$  – загальні річні витрати теплової енергії по котельні на всі потреби.

$$Q_{\text{ЗАГ}}^{\text{річна}} = 9785,0 + 354,8 + 17221,5 = 27361,3 \text{ ГДж} = 6535,13 \text{ Гкал.}$$

									Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				30

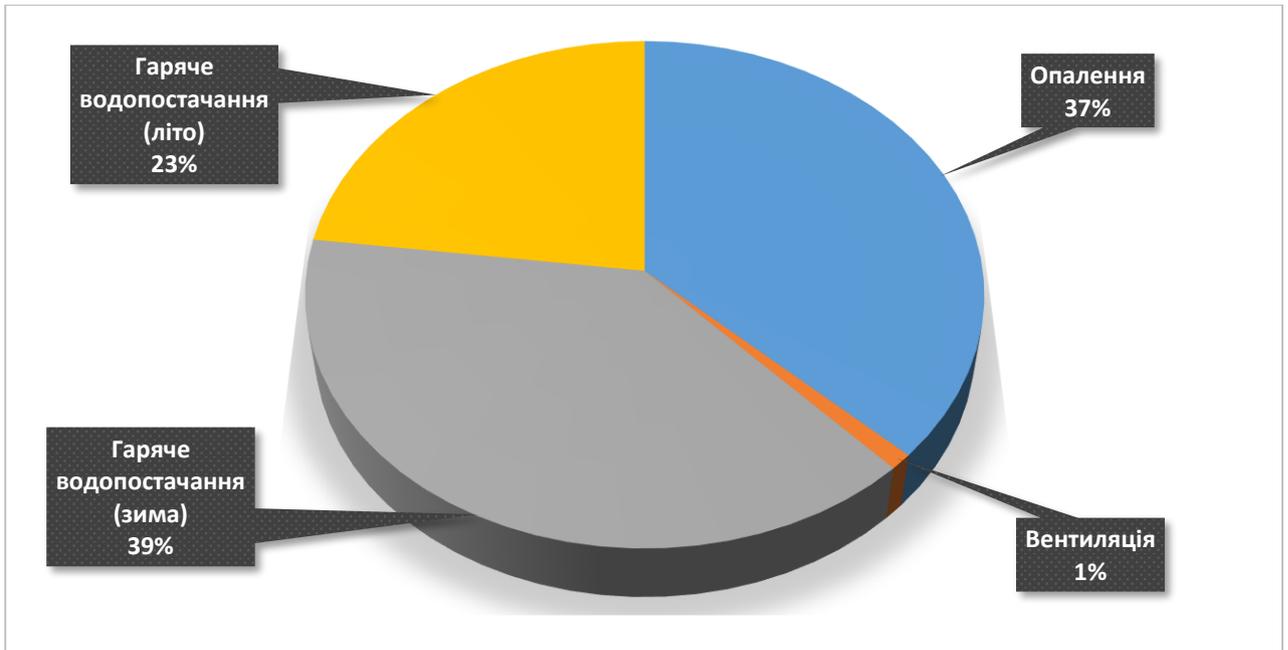


Рис. 2.5. Структура річних витрат теплової енергії котельні

### 2.3. Вибір температурного графіка відпуску теплоти для котельні

Низька ефективність на кожному з етапів роботи централізованих систем тепlopостачання – виробництві, транспортуванні та відпуску теплової енергії призводить до величезних втрат теплової енергії. Одною з найбільш характерних в цьому відношенні є втрат, які виникають під час застосування кількісного та якісного регулювання параметрів теплоносія. Тож надзвичайно важливе значення з точки зору втрат теплової енергії має правильний вибір температурного графіку роботи майбутньої котельні.

Не менш важливою є проблема відсутності погодозалежного регулювання на вводах у будівлі в кінцевих споживачів теплової енергії. Наразі чинна нормативно-правова база вимагає обладнання введів житлових будинків вузлами комерційного обліку теплової енергії, а вимогами ДБН вимагається також й влаштування ІТП з функцією погодозалежного регулювання.

Такі ІТП маж дуже незначна кількість будівель у м. Чернігові, а безпосередньо самі вузли комерційного обліку не призначені для здійснення регулювання споживання теплової енергії у будівлі. Мешканці будинків самовільно втручаються

у роботу системи централізованого опалення, використовуючи запірну арматуру, що призводить до розбалансування системи опалення та порушення гідравлічного режиму роботи тепломережі. В будь-якому випадку виникає велика розбіжність між дійсно необхідною тепловою енергією, яка б забезпечила оптимальні параметри температурного режиму у приміщеннях та тією тепловою енергією, що фактично подається на тепловий ввід у будівлю. В кінцевому рахунку це веде до значного перевищення споживання паливно-енергетичних ресурсів котельнями.

Відповідно до [5] можна виділити такі 4 типи регулювання:

- центральне, тобто регулювання безпосередньо на самому джерелі виробництва теплової енергії;
- групове, що здійснюється одразу для групи споживачів на центральному тепловому пункті для декількох приєднаних до нього будинків;
- індивідуальне, яке здійснюється для конкретної будівлі в індивідуальному тепловому пункті;
- місцеве регулювання, яке відбувається безпосередньо у самих споживачів.

Центральне регулювання здійснюється або в автоматичному або ручному режимі на котельні відповідно до температури зовнішнього повітря, тобто враховує лише один фактор, спільний для всіх споживачів теплової енергії.

Місьцеве регулювання споживання теплової енергії здійснюється на рівні теплових пунктів, а також за наявності такої технічної можливості – за допомогою регуляторів, встановлених безпосередньо у помешканнях споживачів на приладах опалення. Відповідно до цього, кінцевий споживач за таких умов може пристосовуватися до впливу окрім фактору температури зовнішнього повітря до впливу ще ряду важливих чинників – вітру, впливу сонячної радіації, теплових надходжень у приміщенні окрім централізованого опалення, стану та інерційності огорожуючих конструкцій, специфіки самовідчуття людини та інших факторів.

В цьому значенні місцеве регулювання має значно більше значення з точки зору енергоефективності, оскільки дозволяє розподіляти та в кінцевому рахунку заощаджувати теплову енергію у відповідності з фактичними потребами у ній, особливо при застосуванні засобів автоматичного регулювання, однак сучасний

									Аркуш
									32
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

технічний стан внутрішньобудинкових мереж в більшості випадків не дозволяє здійснювати ефективне регулювання. Особливо це актуально для громадських будівель, де можна отримати реальну економію теплоти при регулюванні споживання теплової енергії відповідно до реальних потреб, зменшуючи його, наприклад, у вихідні та святкові дні, а також у нічні години доби. Останнє актуальне також і для житлових будівель – у робочі години, коли мешканці на роботі, споживання можна зменшити, а ввечері перед приходом додому відповідно збільшити.

Що стосується методів центрального регулювання безпосередньо на котельні, то виділяють якісне, кількісне та комбіноване регулювання. На практиці на більшості котелень застосовується саме комбінований метод регулювання в безперервному режимі. При цьому спочатку здійснюється якісне регулювання під час якого відбувається регулювання температури теплоносія, а при досягненні критичного значення, нижче якого температура теплоносія не може опускатися, застосовується кількісне регулювання, тобто регулювання кількості теплоносія, що подається за рахунок зміни роботи мережевих насосів. При цьому останні повинні бути обладнані станціями частотного регулювання.

В разі відсутності частотного регулювання на насосному обладнанні можна застосовувати переривчастий метод регулювання, тобто періодично зупиняти роботу котлів на час, що потрібен для досягнення потрібних параметрів теплоносія, однак в цьому випадку зростають втрати теплової енергії на власні потреби котельні, а також погіршуються умови у помешканнях кінцевих споживачів. Слід врахувати, що робота котельні з перервами можлива лише за температури зовнішнього повітря вище 0 °С для того, щоб уникнути розмерзання теплових мереж та систем опалення при перервах у роботі котельні. Крім того, за таких умов важко підтримувати внутрішню температуру у приміщеннях на рівні +18 °С з огляду на можливе розбалансування внутрішньобудинкових систем опалення.

Зрозуміло, що застосування лише одного методу центрального регулювання параметрів теплоносія у системах централізованого опалення та гарячого

									Аркуш
									33
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

водопостачання не дасть змоги забезпечити ефективне споживання теплової енергії для кожного споживача, забезпечивши комфортні умови в всіх приміщеннях.

Таким чином, ефективне регулювання це реальна вимога часу, яка дозволяє суттєво зменшити втрати теплової енергії, тим більше що це наразі вимагається чинними нормативними документами при проектуванні теплових мереж, котельнь, теплових пунктів.

Місцеве регулювання наразі залишається на розсуд самих споживачів, тим не менш певні кроки зроблені і в цьому напрямку, наприклад, у Законі України «Про комерційний облік теплової енергії та водопостачання» передбачено можливість здійснення обліку теплової енергії відповідно до показань приладів-розподільвачів теплової енергії, що встановлюються безпосередньо на опалювальних приладах. За таких умов кінцеві споживачі мають можливість економити теплову енергію, застосовуючи як раз такі засоби місцевого регулювання.

Однак при цьому виникає ряд проблемних питань, оскільки місцеве регулювання може негативно впливати на саму систему централізованого опалення, зокрема на процеси виробництва та транспортування теплової енергії, часом призводячи до неоптимальних умов роботи всієї системи тепlopостачання, порушуючи принципи оптимального центрального регулювання. Зокрема, можна зазначити, що одним з таких впливів буде зменшення обсягів витрат теплоносія, що призведе до порушення оптимального режиму роботи мережевих насосів на котельні та до необхідності застосовувати кількісне центральне регулювання. Крім того, це також вплине на теплове навантаження котельні, тобто котли будуть працювати на режимах, відмінних від розрахованих у режимних картах, що веде до перевитрат теплової палива. Самі ж теплові мережі будуть працювати в умовах, що відрізняються від розрахункових, що призведе до порушення гідравлічного режиму їх роботи. За таких умов, всі аспекти роботи системи централізованого тепlopостачання та його регулювання треба розглядати комплексно.

Основою центрального регулювання за допомогою якісного методу є температурний графік роботи котельні, тобто залежність температури теплоносія від температури зовнішнього повітря. Графік будується з врахуванням розрахункової

									Аркуш
									34
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

потреби у тепловій енергії для кожного значення зовнішньої температури повітря, задаючи конкретне значення температури теплоносія на виході з котельні та на ввіді у будівлю як для подавального, так і для зворотнього трубопроводів опалення та гарячого водопостачання.

Звісно, що у дійсності існують певні обмеження, за яких необхідно враховувати при побудові графіка. Наприклад, температура у зворотньому трубопроводі на вході в котел має бути не нижче 60, що вирішується за допомогою рециркуляційних насосів, підмішуючи частину води із подавального трубопроводу. Однак при роботі систем гарячого водопостачання, відповідно до існуючих вимог, нижче допустиме значення температури гарячої води у кінцевих абонентів має бути також 60 °С, що призводить до необхідності тримати температуру у зворотньому трубопроводі перед теплообмінниками в центральних та індивідуальних теплових пунктах при застосуванні закритих систем близько 70 °С. Це призводить до того, що температурний графік «зрізається» в цій точці, стаючи горизонтальною лінією.

Найбільшого розповсюдження в Україні набули графіки 95/70 °С для невеликих котельнь та 105/70 °С для більш потужних.

У зв'язку з тим, що більшість сучасних котлів, в тому числі й обрані у розділі 4 котли, не підтримують роботу на більш високих температурах, обрано графік роботи котельні 95/70 °С. На рис. 1.1 подано температурний графік роботи котельні, що реконструюється по вул. Індустріальна, 14-Б в м. Чернігові. Відповідно до цього графіку та відповідних формул, маємо можливість визначити конкретні параметри теплоносія на подавальних та зворотних трубопроводах. Отримані дані по температурам з урахуванням якісного та кількісного регулювання теплоносія представлено у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5. Температурні опалювальні графіки котельні по вул. Індустріальна, 14-Б в м. Чернігові

Температура зовнішнього повітря, °С	Температура води в подавальному трубопроводі, °С	Температура води в зворотньому трубопроводі, °С	Температура води в подавальному трубопроводі на ввіді в будівлю, °С	Температура води в зворотньому трубопроводі на ввіді в будівлю, °С
-23,0	95,0	70,0	85,0	60,0
-22,0	93,4	69,0	83,6	59,2

601-МНТ-9772257-КМР					Аркуш
					35
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	

Температура зовнішнього повітря, °С	Температура води в подавальному трубопроводі, °С	Температура води в зворотньому трубопроводі, °С	Температура води в подавальному трубопроводі на ввіді в будівлю, °С	Температура води в зворотньому трубопроводі на ввіді в будівлю, °С
-21,0	91,9	68,1	82,3	58,5
-20,0	90,3	67,1	80,9	57,7
-19,0	88,7	66,1	79,5	56,9
-18,0	87,1	65,2	78,1	56,1
-17,0	85,5	64,2	76,7	55,3
-16,0	83,9	63,2	75,3	54,6
-15,0	82,3	62,2	73,9	53,8
-14,0	80,7	61,1	72,5	52,9
-13,0	79,0	60,1	71,0	52,1
-12,0	77,4	59,1	69,6	51,3
-11,0	75,7	58,1	68,2	50,5
-10,0	74,1	57,0	66,7	49,6
-9,0	72,4	55,9	65,2	48,8
-8,0	70,7	54,9	63,8	47,9
-7,0	69,0	53,8	62,3	47,1
-6,0	67,3	52,7	60,8	46,2
-5,0	65,6	51,6	59,3	45,3
-4,0	63,9	50,5	57,8	44,4
-3,0	62,2	49,4	56,3	43,5
-2,0	60,4	48,2	54,8	42,6
-1,0	58,7	47,1	53,2	41,7
0,0	56,9	45,9	51,7	40,7
1,0	55,1	44,7	50,1	39,8
2,0	53,3	43,5	48,6	38,8
3,0	51,4	42,3	47,0	37,8
4,0	49,6	41,0	45,3	36,8
5,0	47,7	39,8	43,7	35,8
6,0	45,8	38,5	42,1	34,7
7,0	43,9	37,2	40,4	33,7
8,0	41,9	35,8	38,7	32,6

На рисунку 2.4 показано, що при значенні температури зовнішнього повітря +7,5 °С та вище при температурному графіку 95/70 °С має починати застосовуватися кількісне або ж місцеве регулювання, оскільки при такій температурі повітря, температура у подавальному трубопроводі має знижуватися нижче 70 °С, що неприпустимо. Така ситуація призводить до значних втрат теплоти у досить тривалі

									Аркуш
									36
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				

теплі проміжки опалювального періоду з високою середньодобовою температурою. Зокрема для м. Чернігова така тривалість становить 3569 годин з 4584 загальних годин тривалості опалювального періоду (тобто 77,9%). В південній частині країни такі періоди можуть становити до 87% від тривалості опалювального сезону.

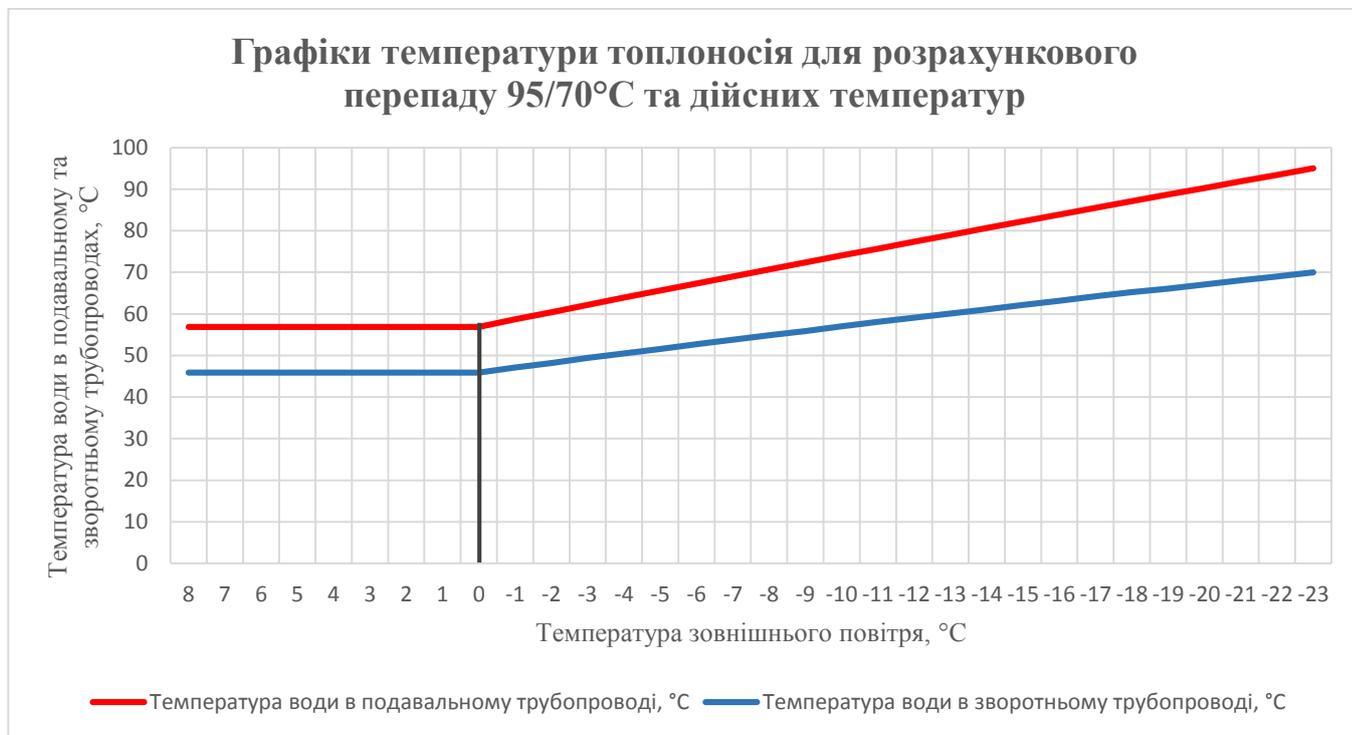


Рис. 2.6. Температурний графік відпуску теплоти 95/70 °C

Однак зазначимо, що кількісне регулювання має кілька суттєвих недоліків, які починають проявлятися у будівлях, які підключені до теплових мереж за залежною схемою та обладнані водоструменевими елеваторними вузлами. На сьогоднішній день частка таких житлових та громадських будівель досить значна. При таких обставинах застосування кількісного регулювання призводить до теплового та гідравлічного розрегулювання внутрішньобудинкових систем опалення. Окрім того, що дані елеватори при встановленні розраховувалися на певні параметри теплоносія, які за кількісного регулювання їм не відповідають, а самі елеватори мають кілька конструктивних недоліків, так і самі мешканці будинків самовільно втручаються в роботу систем централізованого опалення, змінюючи діаметр сопла елеватора.

За таких умов необхідне додаткове оснащення вузлів обліку теплової енергії додатковим насосним обладнанням для підмішування теплоносія зі зворотнього

трубопроводу в автоматичному режимі, залежно від температури зовнішнього повітря.

Альтернативою може слугувати перехід на більш вискотемпературні графіки роботи котельні – наприклад 150/70 °С. При такому графіку втрати теплової енергії за рахунок перетопів стають суттєво меншими, а також відбувається економії електричної енергії за рахунок зменшення витрат води, оскільки потрібні менш потужні мережеві насоси, однак при цьому виникає інша проблема – збільшення витрат теплової енергії під час транспортування за рахунок того, що значно зростають втрати у теплових мережах з огляду на значно вищу різницю температур теплоносія та навколишнього середовища. Також необхідно враховувати технічну можливість роботи котельні при таких температурних графіках, адже більшість сучасних жаротрубних котлів не мають можливості забезпечити температуру теплоносія у подавальному трубопроводі вище 115 °С.

Разом з тим, застосування низькотемпературних графіків набуває все більшого розповсюдження у розвинених країнах. Це насамперед пов'язано з тим, що там широке застосування набувають конденсаційні котли, а також максимальне використання вторинних та відновлювальних енергетичних ресурсів. В цьому випадку

Таким чином, для кожного конкретного випадку необхідно розраховувати конкретні техніко-економічні показники та порівнювати втрати теплової енергії за кожного варіанту температурного графіку роботи котельні за конкретних умов.

Зазначу, що внаслідок військової агресії РФ в Україні відчувається дефіцит у постачанні електричної енергії, що призводить до періодичної зупинки котельного господарства та тривалих перерв у роботі централізованого опалення та гарячого водопостачання. Тож наразі саме життя примушує працювати котельні у переривчастому режимі. Це дуже негативно впливає на котельне, насосне та інше обладнання, призводить до виходу його з ладу. Зупинки насосів призводять до потрапляння повітря у системи опалення та порушують нормальний гідравлічний режим роботи теплових мереж.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		38

Саме за таких умов встановлення когенераційних установок, які будуть щонайменше забезпечувати внутрішні потреби котелень у електричній енергії та дозволять безперебійно працювати котельням у періоди відключення електроенергії та уникнути аварійних ситуацій, що можуть виникнути внаслідок відсутності електроенергії протягом кількох днів за умови низьких температур зовнішнього повітря.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		39

### 3 . ТРАНСПОРТУВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ В ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖАХ

Наступним етапом роботи є проектування теплових мереж від котельні до кінцевих споживачів теплової енергії. Проектування теплових мереж при реконструкції здійснюється за тих же умов, що й для проектування нових теплових мереж. починають із нанесення на план житлового району траси трубопроводів. Необхідно врахувати як існуючу забудову території для якої здійснюється проектування, так і зважати на подальші перспективи її розвитку відповідно до генерального плану забудови міста. Що стосується безпосередньо котельні по вул. Індустріальна, 14-б, то вона розташована в старому, щільно забудованому районі міста, з великою кількістю інженерних мереж, що значно обмежує виконання робіт при реконструкції теплових мереж.

При проектуванні теплових мереж необхідно застосовувати найбільш прогресивні теплоізоляційні матеріали та конструкції, що дозволяє досягти значно вищої надійності та довговічності теплових мереж, що проектуються. Також слід користуватися наступними принципами при проектуванні теплових мереж:

- досягнення мінімальної відстані від джерела генерації теплової енергії та кінцевого споживача;
- забезпечення максимальної надійності роботи системи тепlopостачання.

При проектуванні теплових мереж проведемо наступні розрахунки:

- розрахунок витрат теплоносія на опалення та гаряче водopостачання;
- гідравлічний, за допомогою якого визначимо діаметри трубопроводів, втрати тиску та кінцеві параметри теплоносія;
- розрахунок на міцність і компенсацію теплових подовжень, що дасть змогу оцінити необхідну кількість компенсаторів, опор та ін.

#### 3.1. Гідравлічний розрахунок трубопроводів систем опалення та вентиляції

Першим етапом розрахунків буде визначення розрахункових витрат теплоносія на опалення (сюди враховуються також витрати теплоносія на

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		40

вентиляцію) для всіх приєднаних споживачів теплової енергії відповідно до отриманих в попередньому розділі теплових навантажень.

Для визначення витрат теплоносія на опалення та вентиляцію скористаємося наступною формулою:

$$G_p = \frac{Q_p}{4,187 \times (\tau_1 - \tau_2)}, \text{ де} \quad (3.1)$$

$Q_p$  – сумарне теплове навантаження на опалення та вентиляцію, кВт;

$\tau_1$  – температура у подаючому трубопроводі відповідно до температурного графіку, °С.

$\tau_2$  – температура у зворотньому трубопроводі відповідно до температурного графіку, °С;

Для розрахунків скористаємося наступною таблицею:

Таблиця 3.1. Визначення розрахункових витрат теплоносія на опалення та вентиляцію

№ з/п	Адреса будинку	Теплове навантаження			Витрати теплоносія, $G_p$ , кг/с
		$Q_o$ , кВт	$Q_v$ , кВт	$Q_p$ , кВт	
<i>Житлові будинки</i>					
1	вул. Індустріальна, 16	248,8	–	248,8	2,3695
2	вул. Індустріальна, 12	41,1	–	41,1	0,3914
3	вул. Індустріальна, 14	41,1	–	41,1	0,3914
4	вул. Індустріальна, 14а	206,5	–	206,5	1,9667
5	Гуртожиток по вул. Осипенко, 2а	199,3	–	199,3	1,8981
6	вул. Борисенко, 137	7,8	–	7,8	0,0743
<b>Всього по групі будинків:</b>		<b>744,6</b>	<b>–</b>	<b>744,6</b>	<b>7,0914</b>
<i>Громадські будівлі</i>					
1	ЗНЗ Колегіум №11 – І корпус	357,7	72,3	430,0	4,0952
2	ЗНЗ Колегіум №11 – басейн	25,7	32,9	58,6	0,5581
3	ЗНЗ Колегіум №11 – ІІ корпус	118,1	22,5	140,6	1,339
4	ЗНЗ Колегіум №11 – теплиця	6,3		6,3	0,06
5	ЗНЗ Колегіум №11 – гараж	6,5		6,5	0,0619
6	ДНЗ №16 по вул. О. Білевич, 11а	54,9	15,2	70,1	0,6676
<b>Всього по групі будинків:</b>		<b>569,2</b>	<b>142,9</b>	<b>712,1</b>	<b>6,7818</b>
<b>Всього на опалення та вентиляцію:</b>		<b>1313,8</b>	<b>142,9</b>	<b>1456,7</b>	<b>13,8733</b>

Також визначимо витрати теплоносія для окремих ділянок теплових мереж:

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		41

Таблиця 3.2. Визначення розрахункових витрат теплоносія на опалення та вентиляцію для ділянок теплових мереж

№ з/п	№ ділянки	Теплове навантаження, $Q_p$ , кВт	Витрати теплоносія, $G_p$ , кг/с	Витрати теплоносія, $G_p$ , т/год.
1	Ділянка 1 від ж/б по вул. Індустріальна, 14 до ТК7	41,1	0,3914	1,4
2	Ділянка 2 від ТК7 до ТК6	41,1	0,3914	1,4
3	Ділянка 3 від ж/б по вул. Індустріальна, 12 до ТК6	41,1	0,3914	1,4
4	Ділянка 4 від ТК6 до ТК4	82,2	0,7829	2,8
5	Ділянка 5 від II корпусу ЗНЗ Колегіум №11 до ТК5	140,6	1,339	4,8
6	Ділянка 6 від ТК5 до ТК4	140,6	1,339	4,8
7	Ділянка 7 від ТК4 до ТК3	222,8	2,1219	7,6
8	Ділянка 8 від ж/б по вул. Індустріальна, 14а до ТК3	206,5	1,9667	7,1
9	Ділянка 9 від ТК3 до ТК2	429,3	4,0886	14,7
10	Ділянка 10 від басейну ЗНЗ Колегіум №11 до ТК12	58,6	0,5581	2,0
11	Ділянка 11 від I корпусу ЗНЗ Колегіум №11 до ТК12	430,0	4,0952	14,7
12	Ділянка 12 від ТК12 до ТК11	488,6	4,6533	16,8
13	Ділянка 13 від ДНЗ №16 до ТК 11	70,1	0,6676	2,4
14	Ділянка 14 від ж/б по вул. Борисенко, 137 до ТК11	7,8	0,0743	0,3
15	Ділянка 15 від ТК11 до ТК10	566,5	5,3952	19,4
16	Ділянка 16 від гаражу та теплиці ЗНЗ Колегіуму №11 до ТК10	12,8	0,1219	0,4
17	Ділянка 17 від ТК10 до ТК8	579,3	5,5171	19,9
18	Ділянка 18 від гуртожитку до ТК9	199,3	1,8981	6,8
19	Ділянка 19 від ж/б по вул. Індустріальна, 16 до ТК9	248,8	2,3695	8,5
20	Ділянка 20 від ТК9 до ТК8	448,1	4,2676	15,4
21	Ділянка 21 від ТК8 до ТК2	1027,4	9,7848	35,2
22	Ділянка 22 від ТК2 до ТК1	1456,7	13,8733	49,9
23	Ділянка 23 від ТК1 до котельні	1456,7	13,8733	49,9
<b>Всього на опалення та вентиляцію:</b>		<b>1456,7</b>	<b>13,8732</b>	<b>49,9</b>

Для визначення витрат теплоносія на гаряче водопостачання скористаємося наступною формулою:

$$G_p = \frac{Q_{гвп}}{4,187 \times (\tau_3 - \tau_4)}, \text{ де} \quad (3.2)$$

$Q_p$  – сумарне теплове навантаження на гаряче водопостачання, кВт;

$\tau_3$  – температура у подаючому трубопроводі відповідно до температурного графіку, °С;

$t_4$  – температура у зворотньому трубопроводі відповідно до температурного графіку, °С;

Для розрахунків витрат теплоносія на гаряче водопостачання скористаємося наступною таблицею:

Таблиця 3.3. Визначення розрахункових витрат теплоносія на гаряче водопостачання

№ з/п	Адреса будинку	Теплове навантаження, $Q_{гвп}$ , кВт	Витрати теплоносія, $G_{гвп}$ , кг/с
1	Ж/б по вул. Індустріальна, 16	177,3	2,1107
2	Ж/б по вул. Індустріальна, 12	17,7	0,2107
3	Ж/б по вул. Індустріальна, 14	16,9	0,2012
4	Ж/б по вул. Індустріальна, 14а	96,7	1,1512
5	Гуртожиток по вул. Осипенко, 2а	65,3	0,7774
6	Ж/б по вул. Борисенко, 137	8,9	0,106
7	ЗНЗ Колегіум №11 (навчальні корпуси) по вул. Борисенко, 137	97,6	1,1619
8	ЗНЗ Колегіум №11 (басейн) по вул. Борисенко, 137	125,6	1,4952
9	Дитячий навчальний заклад №16 по вул. О. Білевич, 11а	56,4	0,6714
<b>Всього:</b>		<b>662,4</b>	<b>7,8857</b>

Визначимо додатково витрати теплоносія на гаряче водопостачання для окремих ділянок теплових мереж:

Таблиця 3.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія на гаряче водопостачання для ділянок теплових мереж

№ з/п	№ ділянки	Теплове навантаження, $Q_p$ , кВт	Витрати теплоносія, $G_p$ , кг/с
1	Ділянка 1 від ж/б по вул. Індустріальна, 14 до ТК7	16,9	0,2012
2	Ділянка 2 від ТК7 до ТК6	16,9	0,2012
3	Ділянка 3 від ж/б по вул. Індустріальна, 12 до ТК6	17,7	0,2107
4	Ділянка 4 від ТК6 до ТК4	34,6	0,4119
5	Ділянка 5 від ТК4 до ТК3	34,6	0,4119
6	Ділянка 6 від ж/б по вул. Індустріальна, 14а до ТК3	96,7	1,1512
7	Ділянка 7 від ТК3 до ТК2	131,3	1,5631
8	Ділянка 8 від басейну ЗНЗ Колегіум №11 до ТК12	125,6	1,4952
9	Ділянка 9 від I корпусу ЗНЗ Колегіум №11 до ТК12	97,6	1,1619
10	Ділянка 10 від ТК12 до ТК11	223,2	2,6571
11	Ділянка 11 від ДНЗ №16 до ТК 11	56,4	0,6714
12	Ділянка 12 від ж/б по вул. Борисенко, 137 до ТК11	8,9	0,106
13	Ділянка 13 від ТК11 до ТК10	288,5	3,4345
14	Ділянка 14 від ТК10 до ТК8	288,5	3,4345
15	Ділянка 15 від гуртожитку до ТК9	65,3	0,7774

№ з/п	№ ділянки	Теплове навантаження, Q <sub>p</sub> , кВт	Витрати теплоносія, G <sub>p</sub> , кг/с
16	Ділянка 16 від ж/б по вул. Індустріальна, 16 до ТК9	177,3	2,1107
17	Ділянка 17 від ТК9 до ТК8	242,6	2,8881
18	Ділянка 18 від ТК8 до ТК2	531,1	6,3226
19	Ділянка 19 від ТК2 до котельні	662,4	7,8857
<b>Всього на ГВП:</b>		<b>662,4</b>	<b>7,8857</b>

Відповідно до цього, маємо змогу провести гідравлічний розрахунок теплових мереж.

Суть проведення гідравлічного розрахунку теплових мереж полягає у поділі теплових мереж на окремі ділянки, на яких змінюється теплове навантаження та подальше визначення таких діаметрів трубопроводів, які б забезпечили оптимальний перепад тиску на даних ділянках теплових мереж. При цьому необхідно намагатися, щоб даний перепад наближався до 8 кгс/м<sup>2</sup> м. Спочатку це робиться для основної гілки теплової мережі від самого дальнього споживача до джерела генерації теплової енергії (в нашому випадку це 3 основні гілки), далі розраховуються діаметри розгалужень до інших споживачів. Для визначення діаметрів та швидкості руху теплоносія можна використовувати як номограми, так і користуватися готовими таблицями для гідравлічних розрахунків трубопроводів, наведених у довідниках. Наразі також розроблене спеціалізоване програмне забезпечення, що значно спрощує роботу з розрахунку теплових мереж для проєктувальника. За результатами гідравлічного розрахунку теплової мережі складається монтажна схема, креслення якої здійснюється у довільному масштабі, але з урахуванням співвідношення довжин визначених ділянок теплових мереж. При будівництві теплової мережі падаючий трубопровід прокладається з правого боку в напрямку руху теплоносія від котельні, а зворотній трубопровід відповідно розміщується зліва.

При проєктуванні нашої теплової мережі застосуємо підземний спосіб прокладення теплової мережі із застосуванням попередньоізолюваних труб. При цьому на довгих ділянках теплових мереж необхідно передбачати застосування П-подібних компенсаторів. Біля теплових камер необхідно застосовувати нерухомі опори. На відгалуженнях від основної гілки теплової мережі та відгалуженнях до кінцевих споживачів (в нашому випадку їх 8), встановлюється запірна арматура. У

									Аркуш
									44
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				

вузлових камерах встановлюють секційні засувки. Для відведення повітря з трубопроводів у найвищих точках теплових камер встановлюються повітрявідвідники, а в нижчих точках необхідно встановити спускники.

Результати проведеного гідравлічного розрахунку теплової мережі системи опалення та вентиляції котельні по вул. Індустріальна, 14б представлено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5. Гідравлічний розрахунок теплової мережі основних розрахункових магістралей (для систем опалення та вентиляції) за умови, що значення еквівалентної шорсткості  $k_e = 0,5$  мм

№ діл.	Gp, т/год	Dn×S, мм	l, м	Δh, кгс/м <sup>2</sup> м	V, м/с	l <sub>екв</sub>
<b>Магістраль 1: Ж/б Індустріальна, 14 - Котельня</b>						
1: ж/б по вул. Індустріальна, 14 - ТК6	1,4	45×2,5	41	5,21	0,32	0,48
2: ТК6 - ТК4	2,8	57×3,5	98	6,32	0,41	4,93
3: ТК4 - ТК3	7,6	89×3,5	104	3,7	0,44	17,44
4: ТК3 - ТК2	14,7	108×4	15	4,24	0,54	8,58
5: ТК2 - котельня	49,9	159×4,5	32	5,9	0,82	7,87
<b>Відгалуження від магістралі</b>						
V1: ж/б по вул. Індустріальна, 12 – ТК6	1,4	45×2,5	4	5,21	0,32	0
V2: II корп. колегіуму №11 – ТК4	4,8	76×3,5	57	3,34	0,37	2,0
V3: ж/б Індустріальна, 14а – ТК3	7,1	89×3,5	31	3,26	0,41	1,28
<b>Магістраль 2: I корпус ЗНЗ Колегіум №11 - Котельня</b>						
6: I корпус Колегіуму №11 – ТК12	14,7	108×4	31	4,54	0,55	4,95
7: ТК12 - ТК11	16,8	108×4	40	5,83	0,63	5,85
8: ТК11- ТК10	19,4	133×4,5	30	2,48	0,47	14,52
9: ТК10 -ТК8	19,9	133×4	62	2,48	0,47	15
10: ТК8 - ТК2	35,2	159×4,5	36	3,06	0,59	17,92
5: ТК2 - котельня	49,9	159×4,5	32	5,9	0,82	7,87
<b>Відгалуження від магістралі</b>						
V4: басейн колегіуму №11 – ТК12	2,0	57×3,5	31	3,25	0,3	1,3
V5: ДНЗ №16 – ТК11	2,4	57×3,5	56	4,64	0,35	1,95
V6: ж/б по вул. Борисенко, 137 - ТК11	0,3	38×2,5	15	0,72	0,1	0,3
V7: гараж колегіуму №11 – ТК10	0,4	38×2,5	27	0,81	0,11	0,3
<b>Магістраль 3: Гуртожиток - Котельня</b>						
11: від гуртожитку – ТК9	6,8	76×3,5	27	6,7	0,53	2
12: від ТК9-ТК8	15,4	108×4	36	5,17	0,59	2,63
10: ТК8 - ТК2	35,2	133×4	36	7,58	0,83	17,92
5: ТК2 - котельня	49,9	159×4,5	32	7,6	0,9	7,87
<b>Відгалуження від магістралі</b>						
V8: ж/б Індустріальна, 16 – ТК9	8,5	89×3,5	22	4,18	0,47	1,28

З урахуванням того, що еквівалентна шорсткість труб, які будуть використовуватися для прокладання, відрізняється від табличного значення коефіцієнту  $k_e = 0,5$  мм, необхідно величини  $\Delta h$  та  $l_{\text{екв}}$  перерахувати за допомогою наступних формул:

$$\Delta h' = \beta \times \Delta h, \text{ де} \quad (3.3)$$

$\Delta h'$  – уточнені питомі втрати тиску на тертя;

$\beta$  – коефіцієнт, що приймається відповідно до таблиці 9.15 [23].

$$l'_{\text{екв}} = \frac{1}{\beta} \times l_{\text{екв}}, \text{ де} \quad (3.4)$$

$l'_{\text{екв}}$  – уточнені еквівалентні довжини місцевих опорів.

Відповідно до цього, маємо можливість скласти таблицю для уточнення величини  $\Delta h$  та  $l_{\text{екв}}$ .

Таблиця 3.6. Розрахунок уточнених питомих втрат тиску на тертя та довжин ділянок трубопроводів для основних розрахункових магістралей при  $k_e = 0,2$  мм

№ діл.	$\beta$	$\Delta h$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$\Delta h'$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$l$ , м	$l_{\text{екв}}$ , м	$l'_{\text{екв}}$ , м	$l'_{\text{пр}}$ , м
<b>Магістраль 1: Ж/б по вул. Індустріальна, 14 - Котельня</b>							
1: ж/б по вул. Індустріальна, 14 - ТК6	0,74	5,21	3,855	41	0,48	0,65	41,65
2: ТК6 - ТК4	0,75	6,32	4,740	98	4,93	6,57	104,57
3: ТК4 - ТК3	0,77	3,70	2,849	104	17,44	22,65	126,65
4: ТК3 - ТК2	0,77	4,24	3,265	15	8,58	11,14	26,14
5: ТК2 - котельня	0,78	5,90	4,602	32	7,87	10,09	42,09
<b>Відгалуження від магістралі</b>							
V1: ж/б по вул. Індустріальна, 12 – ТК6	0,74	5,21	3,855	4	0	0	4
V2: II корп. колегіуму №11 – ТК4	0,75	3,34	2,505	57	2	2,67	59,67
V3: ж/б Індустріальна, 14а – ТК3	0,77	3,26	2,51	31	1,28	1,66	32,66
<b>Магістраль 2: I корпус ЗНЗ Колегіум №11 - Котельня</b>							
6: I корпус Колегіуму №11 – ТК12	0,77	4,54	3,496	31	4,95	6,43	37,43
7: ТК12 - ТК11	0,77	5,83	4,489	40	5,85	7,60	47,60
8: ТК11- ТК10	0,78	2,48	1,934	30	14,52	18,62	48,62
9: ТК10 -ТК8	0,78	2,48	1,934	62	15,00	19,23	81,23
10: ТК8 - ТК2	0,78	3,06	2,387	36	17,92	22,97	58,97
5: ТК2 - котельня	0,78	5,90	4,602	32	7,87	10,09	42,09
<b>Відгалуження від магістралі</b>							
V4: басейн колегіуму №11 – ТК12	0,75	3,25	2,438	31	1,3	1,73	32,73
V5: ДНЗ №16 – ТК11	0,75	4,64	3,480	56	1,95	2,60	58,60

№ діл.	$\beta$	$\Delta h$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$\Delta h'$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$l$ , м	$l_{\text{екв}}$ , м	$l'_{\text{екв}}$ , м	$l_{\text{пр}}$ , м
В6: ж/б по вул. Борисенко, 137 - ТК11	0,73	0,72	0,526	15	0,3	0,41	15,41
В7: гараж колегіуму №11 – ТК10	0,73	0,81	0,591	27	0,3	0,41	27,41
<b>Магістраль 3: Гуртожиток - Котельня</b>							
11: від гуртожитку – ТК9	0,75	6,7	5,025	27	2,00	2,67	29,67
12: від ТК9-ТК8	0,77	5,17	3,981	36	2,63	3,42	39,42
10: ТК8 - ТК2	0,78	7,58	5,912	36	17,92	22,97	58,97
5: ТК2 - котельня	0,78	7,6	5,928	32	7,87	10,09	42,09
<b>Відгалуження від магістралі</b>							
В8: ж/б Індустріальна, 16 – ТК9	0,77	4,18	3,219	22	1,28	1,66	23,66

Тепер маємо можливість скласти остаточну таблицю гідравлічного розрахунку теплової мережі від котельні по вул. Індустріальна, 14-б.

Таблиця 3.7. Уточнений гідравлічний розрахунок теплової мережі (для систем опалення та вентиляції)

№ ділянки	Гр, т/год	Характеристика труб		$l_{\text{пр}}$ , м	$V$ , м/с	Втрати тиску		Сумарна втрата тиску, Н, м вод. ст
		Ду, мм	Дн×S, мм			$\Delta h'$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$\Delta H$ , кгс/м <sup>2</sup>	
<b>Магістраль 1: Ж/б по вул. Індустріальна, 14 - Котельня</b>								
1: ж/б по вул. Індустріальна, 14 - ТК6	1,4	40	45×2,5	41,65	0,32	3,855	160,58	0,16
2: ТК6 - ТК4	2,8	50	57×3,5	104,57	0,41	4,740	495,66	0,66
3: ТК4 - ТК3	7,6	80	89×3,5	126,65	0,58	2,849	360,83	1,02
4: ТК3 - ТК2	14,7	100	108×4,0	26,14	0,54	3,265	85,34	1,11
5: ТК2 - котельня	49,9	150	159×4,5	42,09	0,9	4,602	193,7	1,30
<b>Разом</b>				<b>341,1</b>	–	–	<b>1296,1</b>	<b>1,30</b>
<b>Відгалуження від магістралі</b>								
В1: ж/б по вул. Індустріальна, 12 – ТК6	1,4	40	45×2,5	4,0	0,32	3,855	15,42	0,02
В2: II корп. колегіуму №11 – ТК4	4,8	65	76×3,5	59,67	0,37	2,505	149,47	0,15
В3: ж/б Індустріальна, 14а – ТК3	7,1	80	89×3,5	32,66	0,41	2,510	81,98	0,08
<b>Магістраль 2: I корпус ЗНЗ Колегіум №11 - Котельня</b>								
6: I корпус Колегіуму №11 – ТК12	14,7	100	108×4,0	37,43	0,55	3,496	130,85	0,13
7: ТК12 - ТК11	16,8	100	108×4,0	47,60	0,63	4,489	213,68	0,34
8: ТК11- ТК10	19,4	125	133×4,0	48,62	0,47	1,934	94,05	0,43
9: ТК10 -ТК8	19,9	125	133×4,0	81,23	0,47	1,934	157,13	0,59
10: ТК8 - ТК2	35,2	150	159×4,5	58,97	0,59	2,387	140,75	0,73
5: ТК2 - котельня	49,9	150	159×4,5	42,09	0,82	4,602	193,7	0,92

									Аркуш
									47
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-KMP				

№ ділянки	Гр, т/год	Характеристика труб		$l_{пр}, м$	$V, м/с$	Втрати тиску		Сумарна втрата тиску, Н, м вод. ст
		Ду, мм	Дн×S, мм			$\Delta h',$ кгс/м <sup>2</sup> м	$\Delta H,$ кгс/м <sup>2</sup>	
<b>Разом</b>				<b>315,9</b>	–	–	<b>930,2</b>	<b>0,92</b>
<b>Відгалуження від магістралі</b>								
В4: басейн колегіуму №11 – ТК12	2,0	50	57×3,5	32,73	0,3	2,438	79,8	0,08
В5: ДНЗ №16 – ТК11	2,4	50	57×3,5	58,60	0,35	3,480	203,93	0,2
В6: ж/б по вул. Борисенко, 137 - ТК11	0,3	32	38×2,5	15,41	0,1	0,526	8,11	0,01
В7: гараж колегіуму №11 – ТК10	0,4	32	38×2,5	27,41	0,11	0,591	16,2	0,02
<b>Магістраль 3: Гуртожиток - Котельня</b>								
11: від гуртожитку – ТК9	6,8	65	76×3,5	29,67	0,53	6,7	149,09	0,15
12: від ТК9-ТК8	15,4	100	108×4,0	39,42	0,59	5,17	156,93	0,31
10: ТК8 - ТК2	35,2	150	159×4,5	58,97	0,59	2,387	140,75	0,45
5: ТК2 - котельня	49,9	150	159×4,5	42,09	0,82	4,602	193,7	0,64
<b>Разом</b>				<b>170,2</b>	–	–	<b>640,5</b>	<b>0,64</b>
<b>Відгалуження від магістралі</b>								
В8: ж/б по вул. Індустріальна, 16 – ТК9	8,5	80	89×3,5	23,66	0,47	3,219	76,16	0,08

Нев'язка втрат тиску по паралельних гілках теплової мережі не повинна бути більшою ніж 10%. Тому при великих неув'язках на трубопроводах відгалужень встановлюють дросельні діафрагми.

Діаметр дросельної діафрагми розраховується за формулою:

$$d_d = 11,3 \times \sqrt{\frac{G}{\Delta H}}, \text{ де} \quad (3.5)$$

$d_d$  – діаметр дросельної діафрагми, мм;

$G$  – витрата теплоносія на ділянці, де встановлюється діафрагма, т/год.;

$\Delta H$  – напір, що має гаситися дросельною шайбою, м.

Відповідно до цього, згідно даних таблиці 3.7 маємо 8 відгалужень, які необхідно перевірити чи не перевищують вони більш ніж на 10% втрати тиску та за потреби розрахувати діаметри дросельних шайб.

Таблиця 3.8. Розрахунок діаметри дросельних шайб для відгалужень

№ відгалуження	Втрата тиску на основній гілці, м вод. ст.	Втрата тиску на відгалуженні, м вод. ст.	$\Delta H, м вод. ст.$	Перевищення втрат тиску, %	$G, т/год.$	$d_d, мм$
1	0,16	0,02	0,14	700	1,4	36

Ізм.

Аркуш

№ докум

Підпис

Дата

601-МНТ-9772257-КМР

Аркуш

48

№ відгалуження	Втрата тиску на основній гілці, м вод. ст.	Втрата тиску на відгалуженні, м вод. ст.	$\Delta H$ , м вод. ст.	Перевищення втрат тиску, %	G, т/год.	$d_d$ , мм
2	0,66	0,15	0,51	340	4,8	35
3	1,02	0,08	0,94	1175	7,1	31
4	0,13	0,08	0,05	62,5	2	71
5	0,34	0,2	0,14	70	2,4	47
6	0,34	0,01	0,33	3300	0,3	11
7	0,43	0,02	0,41	2050	0,4	11
8	0,15	0,08	0,07	87,5	7,1	114

Також необхідно здійснити за цим же принципом нев'язку втрат тиску по 3-м магістралям теплової мережі:

Таблиця 3.9. Розрахунок діаметри дросельних шайб для магістралей

Відгалуження магістралі	Втрата тиску на основній гілці, м вод. ст.	Втрата тиску на відгалуженні магістралі, м вод. ст.	$\Delta H$ , м вод. ст.	Перевищення втрат тиску, %	G, т/год.	$d_d$ , мм
TK8-TK2 та TK3-TK2	1,11	0,73	0,38	52,1	35,2	109
TK9-TK8 та TK10-TK8	0,59	0,31	0,28	90,3	15,4	84

### 3.2. Гідравлічний розрахунок трубопроводів системи гарячого водопостачання

Оскільки обчислення розрахункових витрат води на потреби гарячого водопостачання на окремих ділянках вже виконано раніше – таблиці 3.3 та 3,4, можна переходити до виконання гідравлічного розрахунку подавальних трубопроводів ГВП для того, щоб визначити їх діаметри.

Даний розрахунок здійснюється аналогічно до розрахунку на потреби опалення. Для розрахунку скористуємось таблицями гідравлічного розрахунку для водопровідних мереж з [23].

При цьому слід зважати, що швидкість гарячої води в трубопроводах не повинна бути не більше 1,5 м/с.

Таблиця 3.10. Гідравлічний розрахунок подавального трубопроводу системи ГВП (за умови, що значення еквівалентної шорсткості  $k_e = 0,5$  мм)

№ діл.	$G_p$ , т/год	$D_n \times S$ , мм	$l$ , м	$\Delta h$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$V$ , м/с	$l_{екв}$
<b>Магістраль 1: Ж/б Індустріальна, 14 - Котельня</b>						
1: ж/б по вул. Індустріальна, 14 - ТК6	0,7	32x2,5	41	10,7	0,35	0,39
2: ТК6 – ТК3	1,5	44,5x2,5	202	6,4	0,36	10,56
3: ТК3 - ТК2	5,6	76x3,5	15	4,54	0,43	4,16
4: ТК2 - котельня	28,4	133x4	6	5,21	0,69	12,05
<b>Відгалуження від магістралі</b>						
B1: ж/б по вул. Індустріальна, 12 – ТК6	0,8	38x2,5	4	4,86	0,27	0,38
B2: ж/б Індустріальна, 14а – ТК3	4,1	57x3,5	31	12,9	0,59	0,78
<b>Магістраль 2: I корпус ЗНЗ Колегіум №11 - Котельня</b>						
5: I корпус Колегіуму №11 – ТК12	4,2	57x3,5	31	14,2	0,62	3,95
6: ТК12 - ТК11	9,6	89x3,5	40	5,22	0,52	6,28
7: ТК11- ТК8	12,4	89x3,5	92	9,04	0,69	11,69
8: ТК8 - ТК2	22,8	108x4	36	10,7	0,85	10,88
4: ТК2 - котельня	28,4	133x4	6	5,21	0,69	12,05
<b>Відгалуження від магістралі</b>						
B3: басейн колегіуму №11 – ТК12	5,4	76x3,5	31	4,54	0,43	4,3
B4: ДНЗ №16 – ТК11	2,4	57x3,5	56	4,64	0,35	2,15
B5: ж/б по вул. Борисенко, 137 - ТК11	0,4	32x2,5	15	3,65	0,2	0,29
<b>Магістраль 3: Гуртожиток - Котельня</b>						
9: від гуртожитку – ТК9	2,8	57x3,5	27	6,32	0,41	1,5
10: ТК9-ТК8	10,4	89x3,5	36	6,38	0,58	4,21
8: ТК8 - ТК2	22,8	108x4	36	10,7	0,85	10,88
4: ТК2 - котельня	28,4	133x4	6	5,21	0,69	12,05
<b>Відгалуження від магістралі</b>						
B6: ж/б Індустріальна, 16 – ТК9	7,6	76x3,5	22	8,15	0,58	1,2

З урахуванням того, що еквівалентна шорсткість труб, які будуть використовуватися для прокладання, відрізняється від табличного значення коефіцієнту  $k_e = 0,5$  мм, необхідно величини  $\Delta h$  та  $l_{екв}$  також перерахувати за допомогою формул 3.3 та 3.4, скориставшись для цього наступною таблицею.

Таблиця 3.11. Розрахунок уточнених питомих втрат тиску на тертя та довжин ділянок трубопроводів для основних розрахункових магістралей при  $k_e = 0,2$  мм

№ діл.	$\beta$	$\Delta h$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$\Delta h'$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$l$ , м	$l_{екв}$ , м	$l'_{екв}$ , м	$l'_{пр}$ , м
<b>Магістраль 1: Ж/б по вул. Індустріальна, 14 - Котельня</b>							
1: ж/б по вул. Індустріальна, 14 - ТК6	0,725	10,7	7,76	41	0,39	0,54	41,54
2: ТК6 – ТК3	0,74	6,4	4,74	202	10,56	14,27	216,27

№ діл.	$\beta$	$\Delta h$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$\Delta h'$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$l$ , м	$l_{\text{екв}}$ , м	$l'_{\text{екв}}$ , м	$l'_{\text{пр}}$ , м
3: ТК3 - ТК2	0,75	4,54	3,41	15	4,16	5,55	20,55
4: ТК2 - котельня	0,78	5,21	4,06	6	12,05	15,45	21,45
<b>Відгалуження від магістралі</b>							
В1: ж/б по вул. Індустріальна, 12 – ТК6	0,73	4,86	3,55	4	0,38	0,52	4,52
В2: ж/б Індустріальна, 14а – ТК3	0,75	12,9	9,68	31	0,78	1,04	32,04
<b>Магістраль 2: I корпус ЗНЗ Колегіум №11 - Котельня</b>							
5: I корпус Колегіуму №11 – ТК12	0,75	14,2	10,65	31	3,95	5,27	36,27
6: ТК12 - ТК11	0,77	5,22	4,02	40	6,28	8,16	48,16
7: ТК11- ТК8	0,77	9,04	6,96	92	11,69	15,18	107,18
8: ТК8 - ТК2	0,77	10,7	8,24	36	10,88	14,13	50,13
4: ТК2 - котельня	0,78	5,21	4,06	6	12,05	15,45	21,45
<b>Відгалуження від магістралі</b>							
В3: басейн колегіуму №11 – ТК12	0,75	4,54	3,41	31	4,3	5,73	36,73
В4: ДНЗ №16 – ТК11	0,75	4,64	3,48	56	2,15	2,87	58,87
В5: ж/б по вул. Борисенко, 137 - ТК11	0,725	3,65	2,65	15	0,29	0,4	15,4
<b>Магістраль 3: Гуртожиток - Котельня</b>							
9: від гуртожитку – ТК9	0,75	6,32	4,74	27	1,5	2	29
10: ТК9-ТК8	0,77	6,38	4,91	36	4,21	5,47	41,47
8: ТК8 - ТК2	0,77	10,7	8,24	36	10,88	14,13	50,13
4: ТК2 - котельня	0,78	5,21	4,06	6	12,05	15,45	21,45
<b>Відгалуження від магістралі</b>							
В6: ж/б Індустріальна, 16 – ТК9	0,75	8,15	6,11	22	1,2	1,6	23,6

Тепер маємо можливість скласти остаточну таблицю гідравлічного розрахунку теплової мережі для системи ГВП для котельні по вул. Індустріальна, 14-б.

Таблиця 3.12. Уточнений гідравлічний розрахунок теплової мережі (для системи ГВП, подавальний трубопровід)

№ ділянки	Гр, т/год	Характеристика труб		$l'_{\text{пр}}$ , м	V, м/с	Втрати тиску		Сумарна втрата тиску, Н, м вод. ст
		Ду, мм	Дн×S, мм			$\Delta h'$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$\Delta H$ , кгс/м <sup>2</sup>	
<b>Магістраль 1: Ж/б по вул. Індустріальна, 14 - Котельня</b>								
1: ж/б по вул. Індустріальна, 14 - ТК6	0,7	25	32x2,5	41,54	0,35	7,76	322,35	0,32
2: ТК6 – ТК3	1,5	40	45x2,5	216,27	0,36	4,74	1025,1 2	1,34
3: ТК3 - ТК2	5,6	65	76x3,5	20,55	0,43	3,41	70,08	1,42
4: ТК2 - котельня	28,4	125	133x4	47,45	0,69	4,06	192,65	1,61
<b>Разом</b>				<b>325,81</b>				<b>1,61</b>
<b>Відгалуження від магістралі</b>								

№ ділянки	Гр, т/год	Характеристика труб		$l_{пр}, м$	$V, м/с$	Втрати тиску		Сумарна втрата тиску, Н, м вод. ст
		Ду, мм	Дн×S, мм			$\Delta h',$ кгс/м <sup>2</sup> м	$\Delta H,$ кгс/м <sup>2</sup>	
В1: ж/б по вул. Індустріальна, 12 – ТК6	0,8	32	38x2,5	4,52	0,27	3,55	16,05	0,02
В2: ж/б Індустріальна, 14а – ТК3	4,1	50	57x3,5	32,04	0,59	9,68	310,15	0,31
<b>Магістраль 2: І корпус ЗНЗ Колегіум №11 - Котельня</b>								
5: І корпус Колегіуму №11 – ТК12	4,2	50	57x3,5	36,27	0,62	10,65	386,28	0,39
6: ТК12 - ТК11	9,6	80	89x3,5	48,16	0,52	4,02	193,60	0,58
7: ТК11- ТК8	12,4	80	89x3,5	107,18	0,69	6,96	745,97	1,33
8: ТК8 - ТК2	22,8	100	108x4	50,13	0,85	8,24	413,07	1,74
4: ТК2 - котельня	28,4	125	133x4	21,45	0,69	4,06	87,09	1,83
<b>Разом</b>								
<b>Відгалуження від магістралі</b>								
В3: басейн колегіуму №11 – ТК12	5,4	65	76x3,5	36,73	0,43	3,41	125,25	0,13
В4: ДНЗ №16 – ТК11	2,4	50	57x3,5	58,87	0,35	3,48	204,87	0,2
В5: ж/б по вул. Борисенко, 137 - ТК11	0,4	25	32x2,5	15,4	0,2	2,65	40,81	0,04
<b>Магістраль 3: Гуртожиток - Котельня</b>								
9: від гуртожитку – ТК9	2,8	50	57x3,5	29	0,41	4,74	137,46	0,14
10: ТК9-ТК8	10,4	80	89x3,5	41,47	0,58	4,91	203,62	0,34
8: ТК8 - ТК2	22,8	100	108x4	50,13	0,85	8,24	413,07	0,75
4: ТК2 - котельня	28,4	125	133x4	21,45	0,69	4,06	87,09	0,84
<b>Разом</b>								
<b>Відгалуження від магістралі</b>								
В6: ж/б по вул. Індустріальна, 16 – ТК6	7,6	65	76x3,5	23,6	0,58	6,11	144,20	0,14

Оскільки, як вже зазначалося раніше, нев'язка втрат тиску не повинна бути більшою ніж 10%, перевіriamo наявні відгалуження чи не перевищують вони більш ніж на 10% втрати тиску та за потреби розрахуємо діаметри дросельних шайб за формулою 3.5.

Таблиця 3.13. Розрахунок діаметрів дросельних шайб для відгалужень для мережі гарячого водопостачання

№ відгалуження	Втрата тиску на основній гілці, м вод. ст.	Втрата тиску на відгалуженні, м вод. ст.	$\Delta H, м$ вод. ст.	Перевищення втрат тиску, %	G, т/год.	$d_d, мм$
1	0,32	0,02	0,3	1500	1,4	24

					Аркуш
					601-МНТ-9772257-КМР
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	52

№ відгалуження	Втрата тиску на основній гілці, м вод. ст.	Втрата тиску на відгалуженні, м вод. ст.	$\Delta H$ , м вод. ст.	Перевищення втрат тиску, %	G, т/год.	$d_d$ , мм
2	1,34	0,31	1,03	332,258	2,4	17
3	0,39	0,13	0,26	200	3,4	41
4	0,58	0,2	0,38	190	4,4	38
5	0,58	0,04	0,54	1350	5,4	36
6	0,14	0,14	0	0	6,4	–

Виконаємо також визначення нев'язки втрат тиску по магістралям подавального трубопроводу теплової мережі ГВП:

Таблиця 3.14. Розрахунок діаметрів дросельних шайб для магістралей

Відгалуження магістралі	Втрата тиску на основній гілці, м вод. ст.	Втрата тиску на відгалуженні магістралі, м вод. ст.	$\Delta H$ , м вод. ст.	Перевищення втрат тиску, %	G, т/год.	$d_d$ , мм
TK8-TK2 та TK3-TK2	1,74	1,42	0,32	22,5	5,6	47
TK9-TK8 та TK10-TK8	1,33	0,34	0,99	291,2	10,4	37

Наступний етап роботи – розрахунок циркуляційних трубопроводів для гарячого водопостачання. При цьому визначається циркуляційні витрати води, що дозволяють покрити тепловтрати подаючих трубопроводів для забезпечення підтримки температури гарячої води на заданому рівні; визнаються діаметри циркуляційних трубопроводів та втрати в них тиску в трубопроводах, що дозволить здійснити підбір циркуляційних насосів.

Таблиця 3.15. Гідравлічний розрахунок циркуляційного трубопроводу системи ГВП (за умови, що значення еквівалентної шорсткості  $k_e = 0,5$  мм)

№ діл.	G <sub>ц</sub> , т/год	D <sub>n</sub> ×S, мм	l, м	$\Delta h$ , кгс/м <sup>2</sup> м	V, м/с	l <sub>екв</sub>
<b>Магістраль 1: Ж/б Індустріальна, 14 - Котельня</b>						
1: ж/б по вул. Індустріальна, 14 - TK6	0,21	32x2,5	41	1,6	0,25	0,2
2: TK6 – TK3	0,45	32x2,5	202	6,4	0,23	8,95
3: TK3 - TK2	1,68	44,5x2,5	15	8,21	0,4	3,2
4: TK2 - котельня	8,52	76x3,5	6	10,5	0,66	10,4
<b>Відгалуження від магістралі</b>						
B1: ж/б по вул. Індустріальна, 12 – TK6	0,24	32x2,5	4	2,35	0,27	0,3
B2: ж/б Індустріальна, 14а – TK3	1,23	38x2,5	31	11,6	0,42	0,54
<b>Магістраль 2: I корпус ЗНЗ Колегіум №11 - Котельня</b>						

№ діл.	G <sub>ц</sub> , т/год	D <sub>н</sub> ×S, мм	l, м	Δh, кгс/м <sup>2</sup> м	V, м/с	l <sub>екв</sub>
5: I корпус Колегіуму №11 – TK12	1,26	38x2,5	31	11,6	0,42	2,85
6: TK12 - TK11	2,88	57x3,5	40	6,78	0,43	4,28
7: TK11- TK8	3,72	57x3,5	92	11	0,55	9,45
8: TK8 - TK2	6,84	76x3,5	36	6,7	0,53	7,64
4: TK2 - котельня	8,52	76x3,5	6	10,5	0,66	10,4
<b>Відгалуження від магістралі</b>						
B3: басейн колегіуму №11 – TK12	1,62	44,5x2,5	31	8,21	0,4	3,1
B4: ДНЗ №16 – TK11	0,72	32x2,5	56	10,7	0,35	1,4
B5: ж/б по вул. Борисенко, 137 - TK11	0,12	32x2,5	15	0,95	0,1	0,14
<b>Магістраль 3: Гуртожиток - Котельня</b>						
9: від гуртожитку – TK9	0,84	32x2,5	27	15,8	0,43	1,1
10: TK9-TK8	3,12	57x3,5	36	8,26	0,47	3,1
8: TK8 - TK2	6,84	76x3,5	36	6,7	0,53	7,64
4: TK2 - котельня	8,52	76x3,5	6	10,5	0,66	10,4
<b>Відгалуження від магістралі</b>						
B6: ж/б Індустріальна, 16 – TK9	2,28	57x3,5	22	6,78	0,43	0,7

З урахуванням того, що еквівалентна шорсткість труб, які будуть використовуватися для прокладання, відрізняється від табличного значення коефіцієнту  $k_e = 0,5$  мм, необхідно величини  $\Delta h$  та  $l_{екв}$  також перерахувати за допомогою формул 3.3 та 3.4, скориставшись для цього наступною таблицею.

Таблиця 3.16. Розрахунок уточнених питомих втрат тиску на тертя та довжин ділянок трубопроводів для циркуляційних трубопроводів при  $k_e = 0,2$  мм

№ діл.	$\beta$	Δh, кгс/м <sup>2</sup> м	Δh', кгс/м <sup>2</sup> м	l, м	l <sub>екв</sub> , м	l' <sub>екв</sub> , м	l' <sub>пр</sub> , м
<b>Магістраль 1: Ж/б по вул. Індустріальна, 14 - Котельня</b>							
1: ж/б по вул. Індустріальна, 14 - TK6	0,725	1,6	1,16	41	0,2	0,28	41,28
2: TK6 – TK3	0,725	6,4	4,64	202	8,95	12,34	214,34
3: TK3 - TK2	0,74	8,21	6,08	15	3,2	4,32	19,32
4: TK2 - котельня	0,75	10,5	7,88	6	10,4	13,87	19,87
<b>Відгалуження від магістралі</b>							
B1: ж/б по вул. Індустріальна, 12 – TK6	0,725	2,35	1,7	4	0,3	0,41	4,41
B2: ж/б Індустріальна, 14а – TK3	0,73	11,6	8,47	31	0,54	0,74	31,74
<b>Магістраль 2: I корпус ЗНЗ Колегіум №11 - Котельня</b>							
5: I корпус Колегіуму №11 – TK12	0,73	11,6	8,47	31	2,85	3,9	34,9
6: TK12 - TK11	0,75	6,78	5,09	40	4,28	5,71	45,71
7: TK11- TK8	0,75	11	8,25	92	9,45	12,6	104,6
8: TK8 - TK2	0,75	6,7	5,03	36	7,64	10,19	46,19
4: TK2 - котельня	0,75	10,5	7,88	6	10,4	13,87	19,87
<b>Відгалуження від магістралі</b>							

Аркуш

601-МНТ-9772257-KMP

54

Ізм. Аркуш № докум Підпис Дата

№ діл.	$\beta$	$\Delta h$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$\Delta h'$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$l$ , м	$l_{\text{екв}}$ , м	$l'_{\text{екв}}$ , м	$l_{\text{пр}}$ , м
В3: басейн колегіуму №11 – ТК12	0,74	8,21	6,08	31	3,1	4,19	35,19
В4: ДНЗ №16 – ТК11	0,725	10,7	7,76	56	1,4	1,93	57,93
В5: ж/б по вул. Борисенко, 137 - ТК11	0,725	0,95	0,69	15	0,14	0,19	15,19
<b>Магістраль 3: Гуртожиток - Котельня</b>							
9: від гуртожитку – ТК9	0,725	15,8	11,46	27	1,1	1,52	28,52
10: ТК9-ТК8	0,75	8,26	6,2	36	3,1	4,13	40,13
8: ТК8 - ТК2	0,75	6,7	5,03	36	7,64	10,19	46,19
4: ТК2 - котельня	0,75	10,5	7,88	6	10,4	13,87	19,87
<b>Відгалуження від магістралі</b>							
В6: ж/б Індустріальна, 16 – ТК9	0,75	6,78	5,09	22	0,7	0,93	22,93

Складаємо остаточну таблицю гідравлічного розрахунку циркуляційного трубопроводу системи ГВП для котельні по вул. Індустріальна, 14-б.

Таблиця 3.17. Уточнений гідравлічний розрахунок теплової мережі (для системи ГВП, циркуляційний трубопровід)

№ ділянки	Гц, т/год	Характеристика труб		$l_{\text{пр}}$ , м	V, м/с	Втрати тиску		Сумарна втрата тиску, Н, м вод. ст
		Dу, мм	Dн×S, мм			$\Delta h'$ , кгс/м <sup>2</sup> м	$\Delta H$ , кгс/м <sup>2</sup>	
<b>Магістраль 1: Ж/б по вул. Індустріальна, 14 - Котельня</b>								
1: ж/б по вул. Індустріальна, 14 - ТК6	0,21	25	32x2,5	41,28	0,25	1,16	47,88	0,05
2: ТК6 – ТК3	0,45	25	732x2,5	214,34	0,23	4,64	994,54	1,04
3: ТК3 - ТК2	1,68	40	44,5x2,5	19,32	0,4	6,08	117,47	1,16
4: ТК2 - котельня	8,52	65	76x3,5	45,87	0,66	7,88	156,58	1,32
<b>Разом</b>							<b>1316,5</b>	<b>1,32</b>
<b>Відгалуження від магістралі</b>								
В1: ж/б по вул. Індустріальна, 12 – ТК6	0,24	25	32x2,5	4,41	0,27	1,7	7,50	0,01
В2: ж/б Індустріальна, 14а – ТК3	1,23	32	38x2,5	31,74	0,42	8,47	268,84	0,27
<b>Магістраль 2: І корпус ЗНЗ Колегіум №11 - Котельня</b>								
5: І корпус Колегіуму №11 – ТК12	1,26	32	38x2,5	34,9	0,42	8,47	295,60	0,3
6: ТК12 - ТК11	2,88	50	57x3,5	45,71	0,43	5,09	232,66	0,53
7: ТК11- ТК8	3,72	50	57x3,5	104,6	0,55	8,25	862,95	1,4
8: ТК8 - ТК2	6,84	65	76x3,5	46,19	0,53	5,03	232,34	1,62
4: ТК2 - котельня	8,52	65	76x3,5	19,87	0,66	7,88	156,58	1,78
<b>Разом</b>							<b>1780,1</b>	<b>1,78</b>
<b>Відгалуження від магістралі</b>								

№ ділянки	G <sub>ц</sub> , т/год	Характеристика труб		l <sub>пр</sub> , м	V, м/с	Втрати тиску		Сумарна втрата тиску, Н, м вод. ст
		Dy, мм	Dн×S, мм			Δh', кгс/м <sup>2</sup> м	ΔH, кгс/м <sup>2</sup>	
В3: басейн колегіуму №11 – ТК12	1,62	40	44,5х2,5	35,19	0,4	6,08	213,96	0,21
В4: ДНЗ №16 – ТК11	0,72	25	32х2,5	57,93	0,35	7,76	449,54	0,45
В5: ж/б по вул. Борисенко, 137 - ТК11	0,12	25	32х2,5	15,19	0,1	0,69	10,48	0,01
<b>Магістраль 3: Гуртожиток - Котельня</b>								
9: від гуртожитку – ТК9	0,84	25	32х2,5	28,52	0,43	11,46	326,84	0,33
10: ТК9-ТК8	3,12	50	57х3,5	40,13	0,47	6,2	248,81	0,58
8: ТК8 - ТК2	6,84	65	76х3,5	46,19	0,53	5,03	232,34	0,81
4: ТК2 - котельня	8,52	65	76х3,5	19,87	0,66	7,88	156,58	0,96
<b>Разом</b>							<b>964,6</b>	<b>0,96</b>
<b>Відгалуження від магістралі</b>								
В6: ж/б по вул. Індустріальна, 16 – ТК9	2,28	50	57х3,5	22,93	0,43	5,09	116,71	0,12

Перевіряємо наявні відгалуження на перевищення більш ніж на 10% втрат тиску та за потреби розраховуємо діаметри дросельних шайб за формулою 3.5.

Таблиця 3.18. Розрахунок діаметрів дросельних шайб для відгалужень для циркуляційних трубопроводів

№ відгалуження	Втрата тиску на основній гілці, м вод. ст.	Втрата тиску на відгалуженні, м вод. ст.	ΔH, м вод. ст.	Перевищення втрат тиску, %	G <sub>ц</sub> , т/год.	d <sub>д</sub> , мм
1	0,05	0,01	0,04	400	0,24	28
2	1,04	0,27	0,77	285,185	1,23	14
3	0,3	0,21	0,09	42,8571	1,62	48
4	0,53	0,45	0,08	17,7778	0,72	34
5	0,53	0,01	0,52	5200	0,12	5
6	0,33	0,12	0,21	175	2,28	37

Виконаємо також визначення нев'язки втрат тиску по магістралям подавального трубопроводу теплової мережі ГВП:

Таблиця 3.19. Розрахунок діаметрів дросельних шайб для магістралей

Відгалуження магістралі	Втрата тиску на основній гілці, м вод. ст.	Втрата тиску на відгалуженні магістралі, м вод. ст.	ΔH, м вод. ст.	Перевищення втрат тиску, %	G, т/год.	d <sub>д</sub> , мм
ТК8-ТК2 та ТК3-ТК2	1,62	1,16	0,46	39,7	1,68	22
ТК11-ТК8 та ТК9-ТК8	1,4	0,58	0,82	141,4	3,12	22

### 3.3. Конструктивні особливості теплової мережі від котельні по вул. Індустріальна, 14-б в м. Чернігові

Теплові мережі будуть прокладатися під землею. Оскільки обрано до прокладання безканалний метод, який зменшує вартість прокладання мереж в середньому до 30%, то теплові мережі прокладаються на глибині не менш ніж 0,7 м від поверхні землі, відповідно до наявного рельєфу місцевості. При цьому треба зважати на гідрогеологічні умови місцевості, наявність інших інженерних мереж, з якими може перетинатися майбутня тепла мережа. При прокладанні теплових мереж необхідно побудувати 12 теплових камер, де будуть розміщені компенсатори та запірно-регулююча арматура, при цьому на трубопроводах діаметром до 50 мм застосовуються вентиля, а на більших діаметрах трубопроводів – засувки. Крім того, при прокладанні теплових мереж необхідно застосовувати також опори – к рухомі, так і нерухомі. Нерухомі опори забезпечують сприймання повздовжніх навантажень та передачі цих навантажень на несучі конструкції та ґрунт, а також для закріплення трубопроводів в характерних точках мережі – місцях відгалужень, встановлення запірно-регулюючої арматури.

#### Розрахунок ділянок трубопроводу на самокомпенсацію

Для прикладу візьмемо Z-подібну ділянку трубопроводу від ТК10 до I корпусу Колегіуму №11, яку перевіримо на здатність самокомпенсації. Маємо наступні вихідні дані:

Таблиця 3.20. Вихідні дані для перевірки ділянки на самокомпенсацію

№ з/п	Параметри ділянки трубопроводу	Одиниця вимірювання	Значення
1	Максимальна температура теплоносія:	°С	95
2	Розрахункова температура теплоносія зовнішнього повітря	°С	-23
3	Зовнішній діаметр трубопроводу $D_3$	см	10,8
4	Товщина стінки $S$	мм	4
5	Довжина більшого паралельного плеча $l_6$	м	13
6	Довжина меншого паралельного плеча $l_M$	м	9
7	Довжина перпендикулярного плеча $l$	м	10

Вирішуємо дану задачу:

1. Визначаємо співвідношення плечей для ділянки трубопроводу:

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
						57
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		

$$p = \frac{l_M + l_6}{l} = \frac{13 + 9}{9} = 2,4.$$

$$n = \frac{l_M}{l_M + l_6} = \frac{9}{13 + 9} = 0,4.$$

2. Визначаємо розрахункову різницю температур:

$$\Delta t = 95 - (-23) = 118 \text{ }^\circ\text{C}.$$

За допомогою номограми на аркуші VI.15 [24] знаходимо допоміжні коефіцієнти А, В та С при умові, що  $p=2,4$ , а  $n = 0,4$ ;  $C_{\text{макс}} = 6,6$ . З графіку визначили, що максимальне напруження буде в точці d (див. аркуш VI.14, рис. 5 з [24]), тоді  $C_{\text{макс}} = C_{(d)}$ ;  $A=12,2$ ,  $B = 8$ .

За допомогою таблиці VI.28 з [24] маємо можливість визначити допоміжні величини для  $D_3 = 10,8$  см. та  $S = 4$  мм:  $\frac{\alpha EI}{10^7} = 0,425$ ;  $\frac{\alpha E D_3}{10^7} = 0,0259$ ;

Маємо можливість визначити поздовжнє вигинаюче компенсаційне напруження в точці d:

$$\sigma_d = C_d \times \frac{\alpha E D_3 \times \Delta t}{10^7 \times 2l} \quad (3.6)$$

$$\sigma_d = 6,6 \times 0,0259 \times \frac{118}{2 \times 9} = 1,12.$$

Отримане значення  $\sigma$  не перевищує заданої границі  $8 \text{ кгс/мм}^2$ , тобто дана Z-подібна ділянка трубопроводу може бути застосована для самокомпенсації.

Визначаємо сили пружної деформації за допомогою формул:

$$p_x = A \times \frac{\alpha EI \times \Delta t}{10^7 \times l^2} \quad (3.7)$$

$$p_y = B \times \frac{\alpha EI \times \Delta t}{10^7 \times l^2} \quad (3.8)$$

$$p_x = 12,2 \times 0,425 \times \frac{108}{9^2} = 7,32 \text{ кгс}.$$

$$p_y = 8 \times 0,425 \times \frac{108}{9^2} = 4,53 \text{ кгс}.$$

Аналогічним чином, перевіряємо й інші ділянки трубопроводів.

### Розрахунок П-подібного компенсатора

Оскільки внаслідок нагрівання трубопроводів за рахунок теплоносія відбувається їх подовження, яке може призвести до деформації або взагалі руйнування трубопроводів чи їхніх конструктивних елементів мереж опалення та

						601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата			58

гарячого водопостачання, на практиці застосовується різноманітні методи та пристрої компенсації теплового подовження трубопроводів. До цих методів належать використання різноманітних компенсаторів – гнучких, сальникових, хвильових та стартових; застосування самокомпенсації (поворотів теплових мереж) та ін. Гнучкі компенсатори набули дуже широкого розповсюдження, оскільки вони прості за будовою, зручні в експлуатації, надійні та розвантажують нерухомі опори, а для їх розміщення не потрібно будувати теплові камери, але разом з тим вони збільшують гідравлічний опір та мають великі габарити, що ускладнює їх застосування в разі наявності великої кількості інших інженерних мереж поруч.

В дипломному проекті прийнято П-подібні компенсатори у кількості 3-х одиниць.

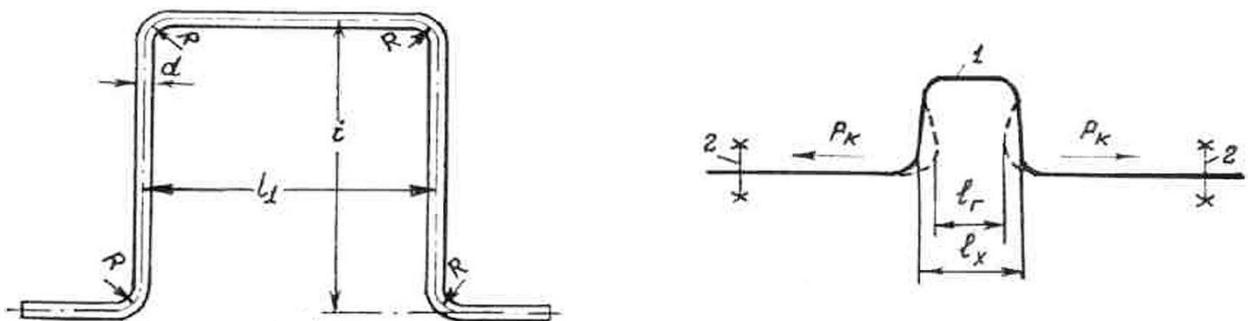


Рис. 3.1. Зовнішній вигляд та принцип роботи П-подібного компенсатора

Для прикладу розрахунку обираємо ділянку ТК3-ТК4. На даній ділянці діаметри подавального та зворотного трубопроводів системи опалення (в тому числі й для потреб вентиляції) становить  $D_u = 80$  мм. Відстань між нерухомими опорами складає 52 м.

Температурний графік роботи мережі – 95/70 °С.

Для визначення повного теплового подовження трубопроводу скористаємося наступною формулою:

$$\Delta l = \alpha \times L \times (\tau_1 - t_{3.0.}) \times 10^3, \text{ де} \quad (3.9)$$

$\alpha$  – середній коефіцієнт лінійного розширення теплової мережі (для сталі для  $t=95$  °С становить  $1,2 \times 10^{-5}$  м/(м°С);

$L$  – відстань між нерухомими опорами труб теплової мережі, м;

$\tau_1$  – температура в подавальному трубопроводі;

									Аркуш
									59
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				

$t_{3.0}$  – розрахункова температура зовнішнього повітря, °С (для м. Чернігова становить -23°С).

Відповідно, маємо:

$$\Delta l = 1,2 \times 10^{-5} \times 52 \times (95 - (-23)) \times 10^3 = 73,6 \text{ мм.}$$

Відповідно до цього, маємо можливість визначити виліт компенсатора К1 за допомогою номограми, поданій у [25]: за умови, що спинка компенсатора буде  $B=2$  м, виліт компенсатора складе  $H=2$  м.

Користуючись даними з викопіювань місцевості, отриманих в Управлінні архітектури Чернігівської міської ради, складаємо креслення повздовжного профілю розрахованої теплової мережі.

Відповідно до поданих вище гідравлічних розрахунків теплових мереж, маємо можливість скласти графік тиску та креслення профілю теплових мереж. Складання даного графіку дає можливість визначити тиск для подальшого гідравлічного розрахунку мережних і підживлюючих насосів.

Графік будується для головної розрахункової магістралі та найбільш характерних відгалужень, а оскільки в нас є 3 магістралі – графік будується для кожної з них, суміщаючи їх на одному кресленні. Масштаб графіку тиску та масштаб профілю землі, на кому будуються графіки, обирають довільні, але в таких діапазонах: горизонтальний – від 1:10000 до 1:20000, а вертикальний від 1:1000 до 1:2000.

В нашому випадку будуємо графік тиску для магістралі Ж/б по вул. Індустріальна, 14 до котельні та відгалужень до ж/б по вул. Індустріальна, 14а та II корпусу колегіуму №11. На профілі землі наносяться висоти будинків, що приєднані до теплової мережі. Початок координат – вісь встановлення майбутніх мережевих насосів для потреб опалення. Побудований графік тисків представлено на аркуші 4. Креслення виконано у масштабі: горизонтальний 1:500, вертикальний 1:50.

Таким чином, в даному розділі було визначено витрати мережної води на потреби опалення (включно з вентиляцією) та гарячого водопостачання, виконано гідравлічний розрахунок теплових мереж, а також розглянуто основні конструктивні особливості теплової мережі.

									Аркуш
									60
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

#### 4. ПІДБІР ОСНОВНОГО ТА ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ КОТЕЛЬНОЇ ПО ВУЛ. ІНДУСТРІАЛЬНА, 14Б

##### 4.1. Вибір котлоагрегатів

При виборі котлоагрегатів необхідно виходити з наступних параметрів роботи котельні:

- вид палива, що буде використовувється в котельні – в нашому випадку це природний газ;
- виду та параметрів майбутнього теплоносія, що буде циркулювати в системі – в нашому випадку це вода з температурою до 95°C.
- кількості та потужності кожного з котлів, що визначається в залежності від розрахованої раніше загальною тепловою потужністю всієї котельні.

В результаті проведених розрахунків визначено загальне теплове навантаження у 2,1191 МВт. Для визначення повного теплової потужності, яку повинні мати котли, необхідно також врахувати ККД роботи котлів, втрати в теплових мережах та перспективи розвитку району, де розміщується котельня.

Відповідно до цього, приймаємо ККД котлів на рівні 85%, втрати в теплових мережах на рівні 5%, а також запас потужності котельні на перспективу на рівні 10%, тоді необхідна потужність котельні складе:

$$Q_{ЗАГ}^{max} = \frac{2,1191 \times 1,1}{0,85 \times 0,95} = 2,89 \text{ МВт.}$$

Таким чином, враховуючі проведені розрахунки, приймаємо загальне теплове навантаження у розмірі 2,89 МВт. Для того, щоб зменшити майбутні експлуатаційні витрати та з метою уніфікації існуючого на інших котельнях обладнання, обираємо однотипні котли фірми Riello рівної теплопродуктивності.

Необхідну кількість водогрійних котлів можна визначити за допомогою формули:

$$N_K = \frac{Q_{ЗАГ}^{max}}{Q_K^{ном}}, \text{ де} \quad (4.1)$$

						601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата			61

$N_K$  – розрахункова кількість котлоагрегатів, обирається з округленням до цілого більшого числа; од.;

$Q_{ЗАГ}^{max}$  – максимальне теплове навантаження котельні на потреби опалення, вентиляції та гарячого водопостачання, МВт;

$Q_K^{НОМ}$  – номінальна продуктивність одного котла, МВт.

$$N_K = \frac{2,89}{1,05} = 2,8 \approx 3 \text{ од.}$$

Відповідно до цього, оцінимо також завантаження котлів за наступною формулою:

$$K_{зав} = \frac{Q_{ЗАГ}^{max}}{N_K \times Q_K^{НОМ}} \times 100\%, \text{ де} \quad (4.2)$$

$K_{зав}$  – коефіцієнт завантаження роботи котлів, %.

$$K_{зав} = \frac{2,89}{3 \times 1,05} \times 100 = 91,7\%.$$

Таким чином, в результаті проведеного розрахунку теплової схеми для аналізованої котельні, прийнято до встановлення 3 водогрійних котли Riello RTQ 1100 3S, що мають наступні параметри:

Таблиця 4.1. Основні технічні характеристики котлів Riello RTQ 1100 3S

№ з/п	Показник	Одиниця виміру	Значення
1	Номінальна теплова потужність, максимальна	кВт	1049
2	Коефіцієнт корисної дії за максимальної потужності	%	95,4
3	Втрати тепла у навколишнє середовище через облицювання	%	<1,0
4	Температура димових газів ( $\Delta T$ )	°C	170
5	Аеродинамічний опір котла	мбар	4,5
6	Загальна площа поверхні теплообміну	м <sup>2</sup>	23,52
7	Максимальний робочий тиск	бар	6
8	Габаритні розміри котла: – довжина: – ширина: – висота:	мм	2660 1460 1630
9	Загальний обсяг димових газів у котлі	кг/с	1522

№ з/п	Показник	Одиниця виміру	Значення
10	Мінімально припустима температура у зворотньому трубопроводі	°C	55
11	Гідравлічний опір котла при $\Delta T 20^{\circ}\text{C}$	мбар	65
12	Водяний обсяг котла	л	1105

Котел Riello RTQ 1100 3S являє собою сталевий водогрійний котел з високим коефіцієнтом корисної дії. Даний котел може працювати як на рідкому, так і газоподібному паливі, в залежності від того, які саме пальники на ньому встановлені. Даний різновид котлів призначено для нагрівання теплоносія до максимальної температури не вище  $115^{\circ}\text{C}$ .

Зовнішній вигляд котла представлено на рисунку 4.1.



Рис. 4.1. Зовнішній вигляд котлів Riello RTQ 1100 3S

Котел має інверсійну камеру згоряння з концентричним розташуванням димогарних труб, в яких розташовуються турбулятори з нержавіючої сталі. Передні дверцята котла можуть відкриватися як праворуч, так і ліворуч. Корпус котла та його

									Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				63

захисне облицювання виконані зі сталі з вогнетривким фарбуванням та вкриті щільною скловолоконною ізоляцією.

При температурі зовнішнього повітря +8 °С відповідно до наведеного раніше графіка витрат теплоти, теплове навантаження складатиме 1,55 МВт, тобто її буде забезпечувати два котли.

Відповідно до рекомендацій виробника дані котли доцільно комплектувати модуляційними пальниками Riello RS 100/M TL, що характеризується низьким рівнем викидів NO<sub>x</sub>.

Зовнішній вигляд пальника Riello RS 100/M TL представлено на рисунку 4.2.



Рис. 4.2. Зовнішній вигляд пальника Riello RS 70/M TL

Оскільки маємо 3 однакових котли, то в якості тепломеханічної схеми котельні обираємо схему для багатокотлових установок. Відповідно до паспортів котлів, температура зворотньої води має бути не нижче 60 °С для уникнення конденсації в котлі, тому на кожному котлі передбачено встановлення перемички для підмішування води з подавального трубопроводу, на якому встановлюємо рециркуляційні насоси фірми Lowara. Дане обладнання буде взаємодіяти за допомогою пульта керування RielloTech Clima Comfort 4031064.

Оскільки котельня буде працювати в автоматичному режимі, для забезпечення регулювання параметрів теплоносія в залежності від температури зовнішнього повітря, передбачається встановлення трьохходових клапанів фірми Danfoss відповідно для систем опалення та гарячого водопостачання. Регулятор в автоматичному режимі здійснює аналіз температури зовнішнього повітря і та за допомогою електричного приводу встановлює оптимальне положення поворотного

										Аркуш
										64
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					601-МНТ-9772257-KMP	

елементу клапану для забезпечення необхідної температури теплоносія у подавальному трубопроводі відповідно до температурного графіку. Таким чином, досягається економія теплової енергії за рахунок уникнення перетопів та збільшується строк експлуатації котлів.

Оскільки котельня працюватиме по каскадній схемі, необхідно забезпечити рівні витрати теплоносія через котли та однакові гідравлічні опори контурів котлів, що необхідно врахувати при проектуванні обв'язки котлів. Це дасть змогу забезпечити більш рівномірне навантаження котлів, дозволить їм працювати з однаковою потужністю та забезпечить рівномірне охолодження котлів, при цьому можна уникнути перегрівання одного з котлів за одночасного переохолодження іншого та появи конденсації водяних парів. За таких умов пальники котлів будуть працювати в оптимальному режимі.

Для первинного заповнення системи та з урахуванням потреб у постійному підживленні систем із зовнішнього водопроводу в процесі роботи котельні потребується встановлення станції хімічної підготовки води. Дане обладнання забезпечує стабільну роботу котлових контурів, в процесі своєї роботи видаляючи надлишковий кисень та пом'якшуючи воду. Відповідно проектом передбачено застосування станції ХВП АФ-D-100, яка оснащується ємністю для необхідних хімічних реагентів та баком запасу підготовленої води ємністю 1500 м<sup>3</sup> в комплекті з шаровим краном. Для підживлення передбачається встановлення насосу підживлення фірми Lowara.

З огляду на те, що у минулому році у приміщенні насосної були встановлені нові 2-х пластинчаті теплообмінники M-10-BFG Alfa Laval (один робочий, один резервний), то для забезпечення роботи системи гарячого водопостачання залишаємо існуючі теплообмінники з огляду на те, що вони відповідають встановленому навантаженню та іншим параметрам роботи системи гарячого водопостачання.

Для обв'язки котлів застосовуватимуться трубопроводи сталеві електрозварні ГОСТ 10704-91 та сталеві водогазопровідні чорні легкі ГОСТ 3262.

									Аркуш
									65
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

601-МНТ-9772257-КМР

Для прокладання газоходів від котлів відповідно до вимог паспортів котлів використовуються елементи діаметром  $D_u=400$  мм, виготовлені з нержавіючої сталі із застосуванням термоізоляцією в оцинкованому кожусі. Газоходи від котлів з'єднуються в спільний газохід, який приєднується до існуючої димової труби діаметром 500 мм.

Усе зазначене вище обладнання монтується всередині будівлі котельні відповідно в котельному залі та насосній. Крім того, відповідно до вимог [9], додаток Е, приміщення котельні обладнується порошковими вогнегасниками ОП-9Б у кількості 2-х одиниць. Відстань між вогнегасником і місцем можливого загоряння не перевищує 20 м.

#### 4.2. Вибір насосного обладнання

##### Підбір рециркуляційних насосів

Витрати води для рециркуляційного насосу можна визначити за формулою:

$$G_H = G_{\text{котла}} \times \frac{(t_p + 5) - t_3}{t_r - t_3}, \text{ де} \quad (4.3)$$

$G_{\text{котла}}$  – продуктивність котла,  $\text{м}^3/\text{год.}$ ;

$t_p$  – мінімально припустима температура у зворотньому трубопроводі (відповідно до даних таблиці 4.1 становить  $55^\circ\text{C}$ ),  $^\circ\text{C}$ ;

$t_r$  – температура у подавальному трубопроводі,  $^\circ\text{C}$ ;

$t_3$  – температура у зворотньому трубопроводі,  $^\circ\text{C}$ .

Продуктивність котла визначаємо за формулою:

$$G_{\text{котла}} = \frac{Q_k^{\text{ном}}}{4,187 \times (\tau_1 - \tau_2)}, \text{ де} \quad (4.4)$$

$Q_k^{\text{ном}}$  – номінальна продуктивність котла, кВт;

$\tau_1$  – температура у подаючому трубопроводі відповідно до температурного графіку,  $^\circ\text{C}$ .

$\tau_2$  – температура у зворотньому трубопроводі відповідно до температурного графіку,  $^\circ\text{C}$ .

Звідси маємо:

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
						66
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		

$$G_{\text{котла}} = \frac{1049,5}{4,187 \times (95 - 70)} = 10,0 \text{ кг/с} = 36 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Відповідно до температурного графіка знаходимо  $t_r = 79 \text{ }^\circ\text{C}$  та  $t_3 = 54 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$$G_H = 10 \times \frac{(55+5) - 54}{79 - 54} = 2,4 \text{ кг/с} = 8,6 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Враховуючи опір котла та трубопроводів, напір рециркуляційного насосу приймаємо в діапазоні 4-6 м в. ст.

Відповідно обираємо 3 рециркуляційні насоси Lowara FC 40-10T з наступними характеристиками:

- потужність електродвигуна  $N = 0,4 \text{ кВт}$ ;
- подача води  $Q = 8,6 \text{ м}^3/\text{год}$ ;
- напір  $H = 5 \text{ м в.ст.}$
- кількість обертів  $n = 2900 \text{ об./хв.}$

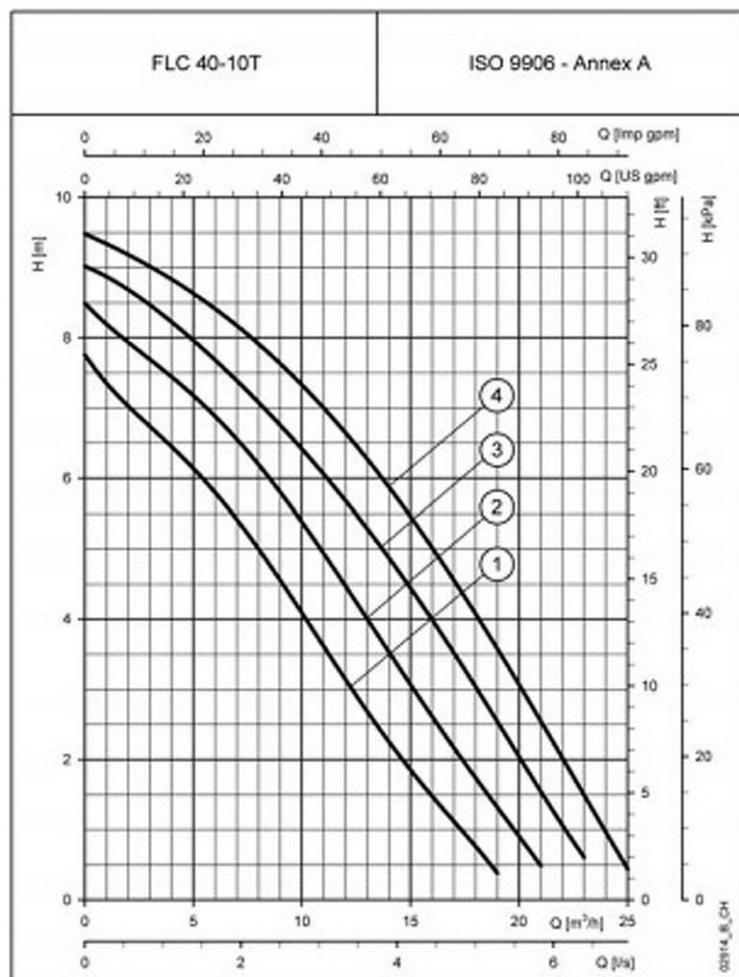


Рис. 4.3. Зовнішній вигляд та характеристики рециркуляційних насосів

Діаметри перемичок для рециркуляційних насосів обираємо в залежності від витрат води та швидкості руху теплоносія. Відповідно вони становитимуть 40 мм.

### **Підбір мережевих насосів для систем централізованого опалення (в тому числі й вентиляції)**

Відповідно до проведених раніше розрахунків та побудованого п'єзометричного графіку, витрати мережної води для систем опалення та вентиляції становить:

$$G_{\text{ов}} = 13,8733 \text{ кг/с} = 49,9 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Втрати тиску в тепловій мережі можна визначити як суму втрат тиску у подавальному ( $\Delta H_{\tau 1}$ ) та зворотньому ( $\Delta H_{\tau 2}$ ) трубопроводах, а також втрати тиску безпосередньо у приєднаних до тепломереж будівлях ( $\Delta H_{\text{сп}}$ ) та втрати тиску у самій котельні ( $\Delta H_{\text{кот}}$ ):

$$\Delta H = \Delta H_{\tau 1} + \Delta H_{\tau 2} + \Delta H_{\text{сп}} + \Delta H_{\text{кот}} \quad (4.5)$$

Відповідно до даних таблиці 3.7 гідравлічного розрахунку  $\Delta H_{\tau 1} = \Delta H_{\tau 2} = 2,9$  м. вод. ст.

Втрати тиску безпосередньо у приєднаних до тепломереж будівлях приймаємо  $\Delta H_{\text{сп}} = 7$  м. вод. ст.

Втрати тиску у котельні, викликані втратами тиску у основному обладнанні, трубопроводах та іншому обладнанні визначаємо на рівні  $\Delta H_{\text{кот}} = 5$  м. вод. ст.

Відповідно, сумарні втрати тиску складуть:

$$\Delta H = 2,9 + 7 + 5 = 14,9 \text{ м. вод. ст.}$$

Звідси маємо змогу визначити напір мережевих насосів за формулою:

$$\Delta H_{\text{мн}} = 1,1 \times \Delta H \quad (4.6)$$

$$\Delta H_{\text{мн}} = 1,1 \times 14,9 = 16,4 \text{ м.в.ст.}$$

Відповідно до цього, користуючись каталогами обладнання та програмою для підбору насосів Pumpselect, обираємо 2 (один робочий, другий резервний) мережеві насоси фірми Lowara LNEE 100-200/55A з наступними характеристиками:

- потужність електродвигуна  $N = 5,5$  кВт;
- подача води  $Q = 35-165$  м<sup>3</sup>/год;

									Аркуш
									68
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата				601-МНТ-9772257-KMP	

- напір  $H =$  до 16,4 м в.ст.,
- кількість обертів  $n = 2900$  об./хв.
- температура теплоносія – від 0 до 120 °С.
- Клас захисту IP55.

Мережеві насоси будуть додатково оснащені частотними перетворювачами Lowara Hydrovar HV 3с з інтерфейсом RS458.

Зовнішній вигляд насосу та криві з характеристиками представлено нижче:

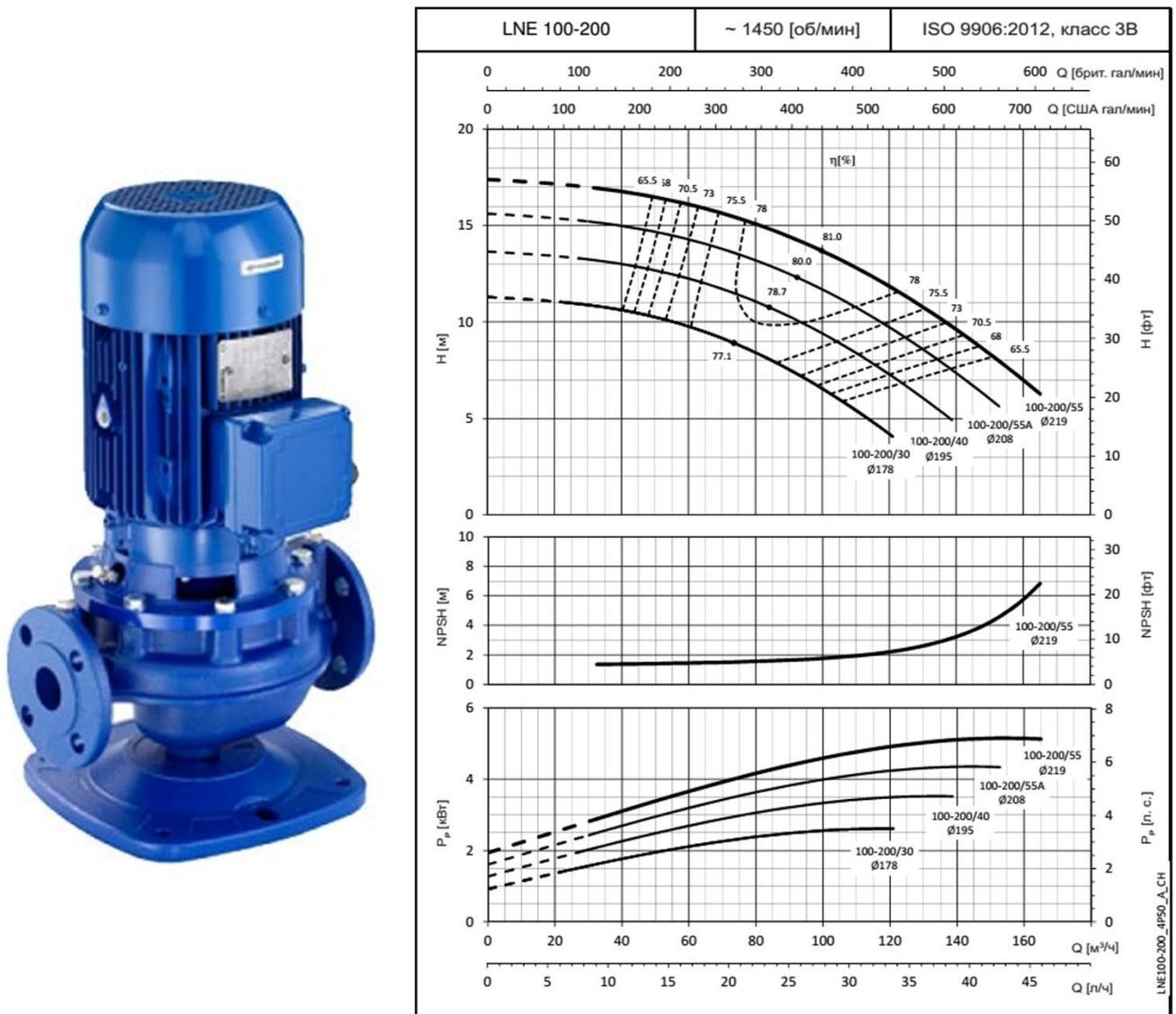


Рис. 4.4. Зовнішній вигляд та характеристики мережевих насосів

### Підбір насосів підживлення

Для визначення продуктивності підживлюючих насосів скористаємося наступною формулою:

									Аркуш
									69
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				

$$G_{\text{підж}} = \frac{G_{\text{цн}} \times g}{100} \quad (4.7)$$

$$G_{\text{підж}} = \frac{75 \times 2}{100} = 0,412 \text{ кг/с} = 1,5 \text{ т/год.}$$

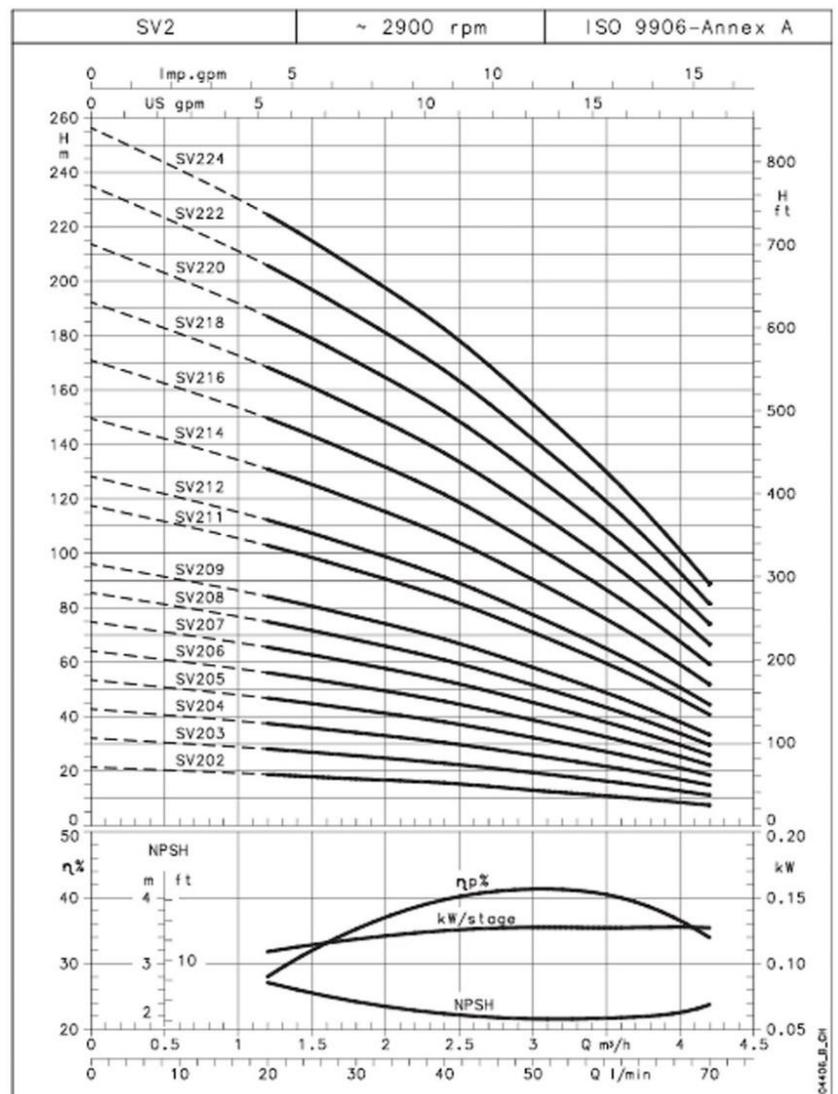
Для визначення напору для підживлюючих насосів скористаємося раніше побудованим п'єзометричним графіком, з урахуванням того, що напір становитиме висоти лінії статичного напору.

$$\Delta H_{\text{пн}} = 1,1 \times \Delta H_{\text{ст}} \quad (4.8)$$

$$\Delta H_{\text{пн}} = 1,1 \times 30 = 33 \text{ м. вод. ст.}$$

Відповідно до цього, користуючись каталогами обладнання та програмою для підбору насосів Pumpselect, обираємо 2 (один робочий, другий резервний) підживлюючі насоси фірми Lowara SV204, обладнанні частотними перетворювачами.

Зовнішній вигляд насосу та криві з характеристиками представлено нижче:



Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата

Рис. 4.5. Зовнішній вигляд та характеристики підживлюючого насосу

Насоси мають наступні характеристики:

- потужність електродвигуна  $N = 0,55$  кВт;
- подача води  $Q = 1,2-4,2$  м<sup>3</sup>/год;
- напір  $H =$  до 43 м в.ст.,
- кількість обертів  $n = 2900$  об./хв.
- температура теплоносія – від -30 до 120 °С.

### Підбір мережевих насосів для систем гарячого водопостачання

Необхідна продуктивність мережевих насосів ГВП визначалася раніше відповідно до формули 3.2 та становить відповідно:

$$G_{\text{ГВП}} = 7,8857 \text{ кг/с} = 28,4 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Втрати тиску у теплообміннику гарячого водопостачання становитимуть 6 м вод. ст.

Втрати тиску в трубопроводах та арматурі складатимуть 4 м вод. ст., відповідно до таблиць гідравлічного розрахунку.

Звідси визначаємо потрібний напір насосу:

$$\Delta H_{\text{МГВ}} = 1,1 \times (6 + 4) = 11 \text{ м. вод. ст.}$$

Відповідно до цього, користуючись каталогами обладнання та програмою для підбору насосів, обираємо 2 (один робочий, другий резервний) мережеві насоси для потреб ГВП фірми Lowara LNEE 50-125/15.

Насоси мають наступні характеристики:

- потужність електродвигуна  $N = 1,5$  кВт;
- подача води  $Q = 10-35$  м<sup>3</sup>/год;
- напір  $H =$  від 7,6 до 14,3 м в.ст.,
- кількість обертів  $n = 2900$  об./хв.
- температура теплоносія – до 120 °С.

Зовнішній вигляд насосу представлено нижче:

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		71

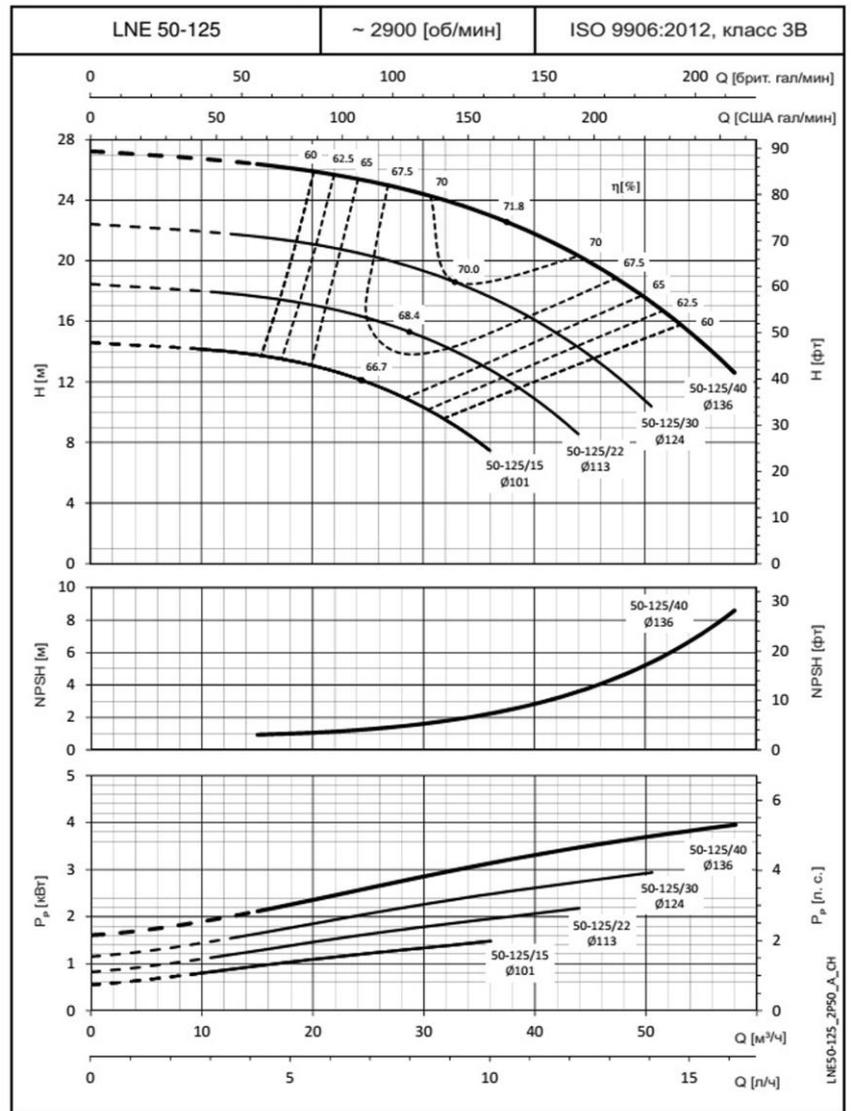


Рис. 4.6. Зовнішній вигляд та характеристики мережевих насосів ГВП

### Підбір циркуляційних насосів гарячого водопостачання

Відповідно до проведеного гідравлічного розрахунку циркуляційного трубопроводу, витрати води складають:

$$G_{\text{цирк}} = 2,37 \text{ кг/с} = 8,52 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Відповідно до проведених вище розрахунків, втрати тиску для подавального та циркуляційного трубопроводів складають:

$$\Delta H_{\text{труб.}} = 2,6 \text{ м. вод. ст.}$$

Втрати тиску у теплообміннику гарячого водопостачання становитимуть 6 м вод. ст.

Втрати тиску подавального та циркуляційного трубопроводів у споживачів беремо на рівні 5 м.

Відповідно, потрібний напір насосу:

$$\Delta H_{\text{цГВ}} = 1,1 \times (2,6 + 6 + 5) = 15 \text{ м. вод. ст.}$$

Відповідно до цього, користуючись каталогами обладнання та програмою для підбору насосів, обираємо 2 (один робочий, другий резервний) мережеві насоси для потреб ГВП фірми Lowara LNEE 50-250/15.

Зовнішній вигляд насосу представлено нижче:

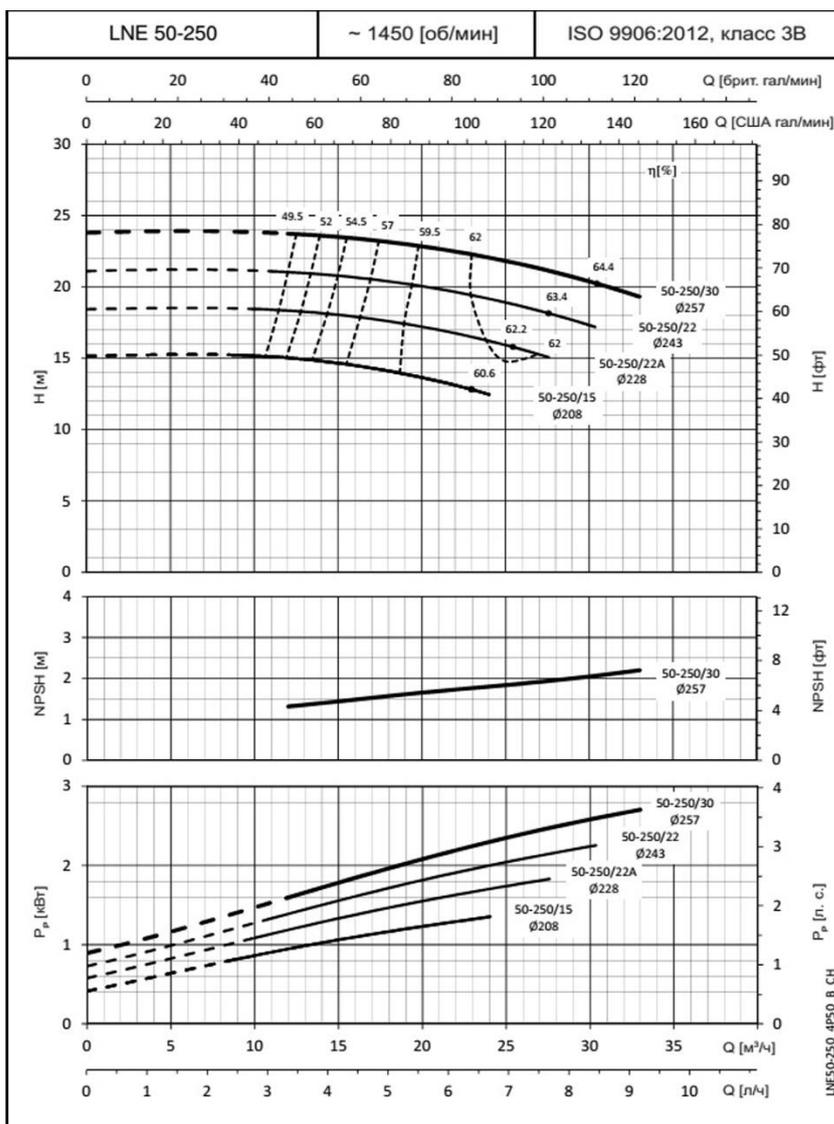


Рис. 4.7. Зовнішній вигляд та характеристики циркуляційних насосів ГВП

Насоси мають наступні характеристики:

- потужність електродвигуна N = 1,5 кВт;
- подача води Q = 8,5 м³/год;

- напір  $H =$  від 10,7 до 17,7 м в.ст.,
- кількість обертів  $n = 2900$  об./хв.
- температура теплоносія – до 120 °С.

Окрім того, необхідно також встановлення підвищувальної насосної станції холодного водопостачання . Приймаємо до встановлення станцію Lowara SU 3000 HV 2 SV4603 F110T (на 2 насоси. Обладнана частотним регулюванням та блоком керування), потужність електродвигуна  $N = 11$  кВт;



Рис. 4.8. Зовнішній вигляд підвищувальної насосної станції

#### 4.3 Розрахунок діаметру рециркуляційної перемички для котлів та підбір трьохходових клапанів

Визначимо витрати води, що проходить через рециркуляційну перемичку за наступною формулою:

$$G_{рп} = G_{тм} + G_{н} - G_{котла}, де \quad (4.9)$$

$G_{тм}$  – загальні максимальні витрати води в тепловій мережі на потреби опалення.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		74

$G_H$  та  $G_{\text{котла}}$  розраховувалися раніше, та становлять відповідно  $G_H = 11,5$  м<sup>3</sup>/ГОД. та  $G_{\text{котла}} = 36$  м<sup>3</sup>/ГОД.

Загальні максимальні витрати води в тепловій мережі визначимо а допомогою формули:

$$G_{\text{ТМ}} = \frac{Q_{\text{ОВ}}}{4,187 \times (\tau_1 - \tau_2)} + \frac{Q_{\text{ГВП}}}{4,187 \times (\tau_1 - \tau_3)} \quad (4.10)$$

$$G_{\text{ТМ}} = \frac{1456,7}{4,187 \times (95 - 70)} + \frac{662,4}{4,187 \times (70 - 55)} = 13,8 + 10,5 = 24,3 \text{ кг/с} = 87,5 \text{ м}^3/\text{ГОД.}$$

Відповідно для 1 одного котла це буде  $87,5/3 = 29,2$  м<sup>3</sup>/ГОД.

Звідси знайдемо витрати води, що проходять через рециркуляційну перемичку:

$$G_{\text{рп}} = 8,6 + 29,2 - 36 = 1,8 \text{ м}^3/\text{ГОД.}$$

Виходячи з отриманого значення витрат води та задавшись значенням швидкості руху теплоносія до 1 м/с, за допомогою таблиць гідравлічного розрахунку визначаємо діаметр рециркуляційної перемички  $D_v = 40$  мм.

Для підбору трьохходових клапанів необхідно здійснити розрахунок пропускної здатності клапану ( $K_v$ ) за наступною формулою:

$$K_v = \frac{G_{\text{котла}}}{\sqrt{\Delta p}}, \text{ де} \quad (4.11)$$

$G_{\text{котла}}$  – витрати теплоносія, що проходять через трьохходовий клапан, м<sup>3</sup>/ГОД.

$\Delta p$  – втрата тиску на трьохходовому клапані, яка приймається по номограмам відповідно до типу клапану, бар.

Беремо до розрахунку  $\Delta p = 0,2$  бар.

$$K_v = \frac{36 \times 3}{\sqrt{0,2}} = 241 \text{ м}^3/\text{ГОД.}$$

Відповідно до каталогів, обираємо до встановлення клапан Danfoss HFE-3F-125 діаметром  $D_u = 125$  мм з електроприводом Danfoss AMB182. Відповідно до заявлених виробником параметрів, пропускна здатність такого клапану становить  $K_{vs} = 280$  м<sup>3</sup>/ГОД.

Ступінь відкриття трьохходового клапану визначаємо за формулою:

$$x = \frac{K_v}{K_{vs}} \times 100\% \quad (4.12)$$

					601-МНТ-9772257-KMP	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		75

$$x = \frac{241}{280} \times 100\% = 86\%.$$

При цьому, отримане значення має бути не менше 30%, як бачимо, дана вимога задовільняється.

Оцінимо також й швидкість потоку теплоносія, що проходить через клапан:

$$v = \frac{4 \times G_{\text{котлів}}}{\pi \times d^2} \times \frac{1000}{3,6}, \text{ де} \quad (4.13)$$

$d$  - діаметр умовного проходу трьохходового клапану, мм.

Для запобігання утворенню шуму під час роботи капану, швидкість теплоносія, що проходить через клапан має бути не більше 3,5 м/с відповідно до рекомендацій фірми Danfoss.

$$v = \frac{4 \times 36 \times 3}{3,14 \times 125^2} \times \frac{1000}{3,6} = 2,45 \text{ м/с.}$$

Як бачимо, за такої швидкості теплоносія, умова виконується.

Аналогічним чином обираємо також трьохходовий клапан для циркуляції теплоносія в контурі котел-теплообмінник для функціонування системи гарячого водопостачання.

Приймаємо за номограмами, що втрата тиску на трьохходовому клапані, становитиме 0,15 бар. Звідси маємо:

$$K_v = \frac{28,4}{\sqrt{0,15}} = 73 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Відповідно до каталогів, обираємо до встановлення клапан Danfoss HFE-3F-80 діаметром  $D_u = 80$  мм з електроприводом Danfoss AMB162. Відповідно до заявлених виробником параметрів, пропускна здатність такого клапану становить  $Kvs = 150$  м<sup>3</sup>/год.

Оцінимо також ступінь відкриття клапану:

$$x = \frac{73}{150} \times 100\% = 49\%.$$

Визначаємо швидкість руху теплоносія через клапан:

$$v = \frac{4 \times 28,4}{3,14 \times 80^2} \times \frac{1000}{3,6} = 1,57 \text{ м/с.}$$

Як бачимо, обидві умови задовільняються, оскільки ступінь відкриття клапану  $49\% > x_{\min} (30\%)$ , а швидкість потоку теплоносія не перевищує 3,5 м/с.

Зовнішній вигляд трьохходового клапану подано нижче.

									Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				76



Рис. 4.9. Трьохходовий клапан Danfoss HFE-3F та електропривід до нього

Таким чином, в 4 розділі магістерської роботи виконано підбір обладнання котельні: котлів та пальників – італійської фірми Riello, визначено параметри роботи для насосного обладнання та відповідно до цього здійснено їх підбір.

Обрано 3 котли Riello RTQ 1100 3S з пальниками Riello RS 100/М Т.

Насосне обладнання обрано від італійської фірми LOWARA, зокрема:

- 3 рециркуляційні насоси Lowara FC 40-10T;
- 2 мережеві насоси фірми Lowara LNEE 100-200/55A;
- 2 підживлюючі насоси фірми Lowara SV204;
- 2 мережеві насоси для потреб ГВП фірми Lowara LNEE 50-125/15;
- підвищувальну насосну станцію холодного водопостачання Lowara SU 3000

NV 2 SV4603 F110T.

Також розраховані діаметри рециркуляційних перемичок для котлів та підібрані трьохходові клапани для рециркуляції в системі опалення та для циркуляції теплоносія в контурі котел-теплообмінник для функціонування системи гарячого водопостачання.

										Аркуш
										77
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР					

## 5. ПРОЄКТУВАННЯ ОПАЛЕННЯ ТА ВЕНТИЛЯЦІЇ КОТЕЛЬНІ

### 5.1. Опалення котельні

Даний розрахунок виконано відповідно до тепломеханічних рішень котельні, обмірювальних креслень та у відповідності до чинних норм та правил, зокрема [8, 7, 4]. Влаштування опалення будівлі котельні передбачається за рахунок теплових надходжень від технологічного обладнання та проєктованої системи опалення приміщень.

Приймаємо тривалість опалювального періоду – 191 доба, середня температура зовнішнього повітря протягом опалювального періоду  $-1,7^{\circ}\text{C}$ .

Будівля котельні одноповерхова, окремо розташована. Висота котельного залу – 5,08 м, насосного залу – 3,27 м. Загальна площа будівлі – 190,8 м<sup>2</sup>.

Визначаємо теплові надходження в зимовий період:

– надходження теплоти у навколишнє середовище від котлів через облицювання:

$$Q_{\text{кот.}} = Q_{\text{к}}^{\text{НОМ}} \times q_5 \times n, \text{ де} \quad (5.1)$$

$Q_{\text{к}}^{\text{НОМ}}$  – номінальна продуктивність одного котла, кВт.

$q_5$  – втрати теплової енергії котла у навколишнє середовище через облицювання;

$n$  – кількість котлоагрегатів, од.;

$$Q_{\text{кот.}} = 1049,5 \times 0,01 \times 3 = 31,5 \text{ кВт.}$$

– надходження теплової енергії від трубопроводів та іншого обладнання:

$$Q_{\text{обл}} = \sum F_i^{\text{ПОВ}} \times \alpha_i^{\text{ПОВ}} \times (t_i^{\text{ПОВ}} - t_{\text{ВН}}) \times 10^{-3}, \text{ де} \quad (5.2)$$

$F_i^{\text{ПОВ}}$  – площа  $i$ -тої поверхні обладнання або трубопроводу, м<sup>2</sup>.

$\alpha_i^{\text{ПОВ}}$  – коефіцієнт тепловіддачі від  $i$ -тої поверхні обладнання або трубопроводу до повітря (приймаємо 8,6 кДж/м<sup>2</sup>);

$t_i^{\text{ПОВ}}$  – температура  $i$ -тої поверхні обладнання або трубопроводу (приймаємо не більше  $45^{\circ}\text{C}$ );

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		78

$t_{сер}$  – температура повітря в котельні, °С (приймаємо 10°С оскільки котельня працюватиме без постійного перебування обслуговуючого персоналу).

Узагальнено надходження теплоти від обладнання та трубопроводів складуть:

$$Q_{обл} = 124,8 \times 8,6 \times (45 - 10) = 37,5 \text{ кВт.}$$

– надходження теплоти від роботи електродвигунів насосів:

$$Q_{нас} = \sum N_i \times k_1 \times k_2 \times \frac{1-\eta}{\eta}, \text{ де} \quad (5.3)$$

$N$  – номінальна потужність  $i$ -того електродвигуну, кВт;

$k_1$  – коефіцієнт завантаження насосу (приймаємо 0,75);

$k_2$  – коефіцієнт сумісності роботи насосів (приймаємо 1 для всіх насосів окрім рециркуляційних);

$\eta$  – коефіцієнт корисної дії  $i$ -того електродвигуну, кВт (приймаємо 0,77).

$$Q_{нас} = 0,4 \times 0,75 \times 2 \times \frac{1-0,77}{0,77} + 5,5 \times 0,75 \times 1 \times \frac{1-0,77}{0,77} + 1,5 \times 0,75 \times 1 \times \frac{1-0,77}{0,77} + 1,5 \times 0,75 \times 1 \times \frac{1-0,77}{0,77} + 11 \times 0,75 \times 1 \times \frac{1-0,77}{0,77} + 5,5 \times 0,75 \times 1 \times \frac{1-0,77}{0,77} + 45 \times 0,75 \times 1 \times \frac{1-0,67}{0,67} = 21,3 \text{ кВт.}$$

Таким чином, загальні теплові надходження до приміщень котельні складуть:

$$Q_{заг.} = Q_{кот.} + Q_{обл} + Q_{нас} \quad (5.4)$$

$$Q_{заг.} = 31,5 + 37,5 + 21,3 = 90,3 \text{ кВт.}$$

Витрати тепла на опалення котельної зали визначаємо відповідно до повітряно-тепловому балансу для зимового періоду для температури зовнішнього повітря -23 °С по м. Чернігову.

Розрахунок теплових втрат виконано ґрунтуючись на розрахованих тепловтратах крізь огорожуючі конструкції з врахуванням теплових надходжень від трубопроводів та обладнання та нагріву повітря від горіння палива у котлах та з урахуванням припливного повітря (трьохкратний повітрообмін), компенсуючого витяжку загальнообмінної вентиляції.

Відповідно до проведених розрахунків, загальні теплові втрати котельні по вул. Індустріальна, 14-б становлять 117,3 кВт.

Відповідно до цього, кількість теплової енергії на потреби опалення складе:

									Аркуш
									79
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				

$$Q_{оп} = 117,3 - 90,3 = 27 \text{ кВт.}$$

Таблиця 5.1. Основні показники опалення та вентиляції

Найменування приміщення	Об'єм приміщення, м <sup>3</sup>	Періоди року, t <sub>зп</sub> , °С	Витрати теплоти, кВт (ккал/год)				Параметри теплоносія, °С
			На опалення	На вентиляцію	На ГВП	Загальне	
Котельня зала	420	Зима -23	27 (23215)	–	–	27 (23215)	95-70

Система опалення котельні приймається водяна. В якості опалювальних приладів застосуємо реєстри з гладких труб, підключення трубопроводів системи опалення здійснюється до колекторів контуру опалення. Для видалення повітря з системи опалення, у верхніх точках системи опалення та в точках, що розташовані найдалше, встановлюємо автоматичні повітровідвідники. Розвідні трубопроводи опалення теплоізольовуються базальтовою ватою на підкладці з алюмінієвої фольги ROCKWOOL LAMELA MAT товщиною 30 мм.

Потужність опалювальних приладів підібрана на підставі ДБН В.2.5-77:2014 «Котельні» та ДБН В.2.5-67:2013 «Опалення, вентиляція та кондиціонування».

Монтаж та здачу в експлуатацію системи опалення та вентиляції виконувати відповідно зі СНіП 3.05.01-85 «Внутрішні санітарно-технічні системи» та СНіП III-4-80 «Техніка безпеки у будівництві».

Аксометрична схема системи опалення котельні подана на аркуші 9.

## 5.2. Вентиляція котельні

Як вже зазначалося вище, у котельні прийнято загальнообмінну припливно-втяжну вентиляцію з природним спонуканням. Система вентиляції має забезпечувати трикратний повітрообмін, що буде достатнім для забезпечення процесу горіння природного газу у пальниках котлів.

Визначаємо витрати повітря для забезпечення процесів горіння у пальниках котлів за формулою:

$$G_{пов} = \alpha \times B \times V_T, \text{ де} \quad (5.5)$$

$\alpha$  – коефіцієнт надлишку повітря (приймаємо  $\alpha = 1,15$ ).

$B$  – витрати природного газу, м<sup>3</sup>/год.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		80

$V_T$  – теоретично необхідна кількість повітря для спалювання  $1 \text{ м}^3$  природного газу,  $\text{м}^3$  (розраховувався раніше за формулою 1.3,  $V_T = 9,8085 \text{ м}^3$ )

Для розрахунку витрат природного газу скористаємося формулою:

$$B = \frac{Q_K^{\text{НОМ}}}{0,001163 \times Q_H^p \times \eta_K}, \text{ де} \quad (5.6)$$

$Q_K^{\text{НОМ}}$  – номінальна продуктивність котла, кВт.

$Q_H^p$  – об'ємна нижча теплота згоряння палива відповідно до протоколу якості природного газу ( $8247 \text{ ккал/м}^3$ ).

$\eta_K$  – коефіцієнт корисної дії котла.

$$B = \frac{1049,5}{0,001163 \times 8247 \times 0,954} = 114,7 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Оскільки маємо 3 котли, загальні витрати природного газу будуть:

$$B = 114,7 \times 3 = 344,1 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Звідси визначаємо витрати повітря на потреби горіння:

$$G_{\text{пов}} = 1,15 \times 344,1 \times 9,8085 = 3881,4 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Необхідно також визначити загальний об'єм повітря в котельні:

$$V_{\text{пов}} = V_{\text{кот}} - V_{\text{обл}}, \text{ де} \quad (5.7)$$

$V_{\text{кот}}$  – загальний будівельний об'єм котельного залу згідно технічного паспорту,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{обл}}$  – об'єм повітря, що займає технологічне обладнання,  $\text{м}^3$ .

$$V_{\text{пов}} = 420 - 148,2 = 271,8 \text{ м}^3.$$

Звідси визначаємо загальні витрати повітря на забезпечення трикратного повітрообміну:

$$G_{\text{пов}}^{3x} = G_{\text{пов}} \times k, \text{ де} \quad (5.8)$$

$k$  – кратність повітрообміну.

$$G_{\text{пов}}^{3x} = 271,8 \times 3 = 815,4 \text{ м}^3.$$

Таким чином, вентиляція котельні має забезпечувати трикратний щогодинний повітрообмін у обсязі  $815,4 \text{ м}^3$  та приплив повітря для забезпечення горіння природного газу в пальниках котлів у обсязі  $3881,4 \text{ м}^3$ .

$$L = 815,4 + 3881,4 = 4696,8 \text{ м}^3.$$

					601-МНТ-9772257-KMP	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		81

В котельні розташовано 2 припливні ґратки розмірами 800×1200 мм (L = 2750 м<sup>3</sup>/год. кожна), яких буде достатньо для забезпечення визначених обсягів припливу повітря.

Для видалення повітря з приміщення котельні та забезпечення постійної тяги всієї вентиляційної системи, потрібно розміщення дефлекторів. Для встановлення вибираємо дефлектори типу ДВК-5 №4 діаметром 400 мм продуктивністю 560 м<sup>3</sup>/год у кількості 4 одиниць.

Визначаємо кількість дефлекторів, виходячи з таких даних:

- розрахункова швидкість вітру для м. Чернігова  $w_B = 2,4$  м/с;
- діаметр повітропроводу  $d=400$  мм,  $f=0,126$  м<sup>2</sup>.
- сума місцевих опорів становить  $\xi_{вх}=0,391$ .

Динамічний тиск вітру визначаємо як:

$$P_d = \frac{w_B^2}{2} \times \rho_{пов}, \text{ де} \quad (5.9)$$

$\rho_{пов}$  – густина повітря, кг/м<sup>3</sup>.

$$P_d = \frac{2,4^2}{2} \times 1,19 = 4,022 \text{ Па.}$$

Звідси визначаємо швидкість повітря в дефлекторі при діаметрі 400 мм:

$$w_{дефл} = 4,43 \times \sqrt{\frac{0,4 \times P_d}{\gamma_{деф} \times (\xi_{вх} + 1,2) \times 9,8}}, \text{ де} \quad (5.10)$$

$\gamma_{деф}$  – об'ємна вага повітря (1,165 кг/м<sup>3</sup>)

$$w_{дефл} = 4,43 \times \sqrt{\frac{0,4 \times 4,022}{1,165 \times (0,391 + 1,2) \times 9,8}} = 1,31 \text{ м/с.}$$

Визначаємо площу поперечного перерізу патрубку в дефлекторі за формулою:

$$f_{дефл} = \frac{\frac{1}{2} \times L}{3600 \times w_{дефл}}, \text{ де} \quad (5.11)$$

L – максимальна витрата повітря, м<sup>3</sup>.

$$f_{дефл} = \frac{\frac{1}{2} \times 4528}{3600 \times 1,31} = 0,48 \text{ м}^2.$$

Оскільки в нас 4 дефлектори, площа поперечного перерізу патрубку в дефлекторі складе  $0,48/4 = 0,12$  м<sup>2</sup>.

Діаметр дефлектора визначаємо за формулою:

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		82

$$d = \sqrt{\frac{f_{\text{дефл}} \times 4}{\pi}} \quad (5.12)$$

$$d = \sqrt{\frac{0,12 \times 4}{3,14}} = 0,390 \text{ мм.}$$

Таким чином, діаметрів обраних дефлекторів цілком достатньо для видалення повітря. План розташування обладнання систем опалення та вентиляції подано на аркуші 9.

Отже, в розділі здійснено розрахунки для проектування системи опалення для забезпечення нормальної роботи котельні з точки зору дотримання температурного режиму в приміщенні котельні, а також виконано розрахунки для системи вентиляції котельні для забезпечення трьохкратного щогодинного повітрообміну в обсязі 815,4 м<sup>3</sup> та приплив повітря для забезпечення горіння природного газу в пальниках котлів у обсязі 3881,4 м<sup>3</sup>.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		83

## 6. АЕРОДИНАМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ДИМОВОЇ ТРУБИ КОТЕЛЬНІ

### 6.1. Аеродинамічний розрахунок димової труби котельні

Оскільки, частина даних вже розраховувалася раніше, скористаємося даними, вже отриманими в ході розрахунків:

- Витрати природного газу (визначалися за формулою 5.3):  $V_{\text{год}} = 344,1 \text{ м}^3/\text{год}$ .
- Теоретична потреба у повітрі (визначалася за формулою 1.4):  $V_{\text{т}} = 10,24 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$  (при температурі повітря в котельні  $+12 \text{ }^\circ\text{C}$ ).
- Коефіцієнт надлишку повітря (приймаємо  $\alpha = 1,15$ );
- Температура відхідних газів згідно паспорту котла:  $t_{\text{пз}} = 170 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- температура зовнішнього повітря: зима  $t_{\text{зп}} = -23 \text{ }^\circ\text{C}$ ; літо  $t_{\text{зп}} = 23 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- висота димової труби:  $H = 30 \text{ м}$ ;
- довжина горизонтальних ділянок димоходів:  $l = 12,2 \text{ м}$ ;
- діаметр димової труби  $D_{\text{в}} = 0,5 \text{ м}$ ;
- діаметр горизонтальних ділянок газоходу:  $D_{\text{г}} = 0,4 \text{ м}$ ;
- коефіцієнт опору тертя приймаємо на рівні  $\lambda = 0,02$ .

Обсяг продуктів згоряння визначаємо за формулами 1,5÷1,9:

$$V_{\text{CO}_2} = 1,0715 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

$$V_{\text{N}_2} = 9,3150 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

$$V_{\text{O}_2} = 0,3226 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 2,1822 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

$$V_{\text{пз}} = 1,0715 + 9,3150 + 0,3226 + 2,1822 = 12,8913 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

Звідси маємо можливість визначити загальні та секундні витрати продуктів згоряння віднесені до нормальних умов, що проходять через димохід:

- загальний обсяг продуктів згоряння:

$$V_{\text{пз}}^{\text{заг}} = V_{\text{год}} \times V_{\text{пз}} \quad (6.1)$$

$$V_{\text{пз}}^{\text{заг}} = 344,1 \times 12,8913 = 4435,9 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

- секундний обсяг продуктів згоряння:

									Аркуш
									84
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

$$V_{пз}^c = \frac{4435,9}{3600} = 1,23 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Визначаємо падіння температури димових газів на 1 м висоти димової труби за формулою:

$$\Delta t = \frac{t_{пз} - t_{зп}}{1386 \times \frac{V_{пз}^c}{k \times F} + 0,5}, \text{ де} \quad (6.2)$$

$k$  – середнє значення коефіцієнту теплопередачі від стінок димової труби, віднесене до внутрішньої поверхні (для сталевої неутепленої труби приймаємо 4,64 кВт/(м<sup>2</sup> °С);

$F$  – площа внутрішньої поверхні 1 м димоходу, м<sup>2</sup>. (визначаємо як 1,413 м<sup>2</sup>)

$$\Delta t = \frac{170 - (-23)}{1386 \times \frac{1,23}{4,64 \times 1,413} + 0,5} = 0,74 \text{ °С}.$$

Визначаємо загальне зменшення температури відхідних газів для всієї димової труби:

$$T_{cp} = t_{пз} - \frac{(l+H) \times \Delta t}{2} \quad (6.3)$$

$$T_{cp} = 170 - \frac{(12,2+30) \times 0,74}{2} = 154,3 \text{ °С}.$$

Самотяга димової труби визначається за формулою:

$$\Delta P_T = 0,034 \times H \times \left( \frac{1}{273+t_{nc}} - \frac{1}{273+T_{cp}} \right) \times P_0, \text{ де} \quad (6.4)$$

$P_0$  – атмосферний тиск, Па.

$t_{nc}$  – температура навколишнього середовища, в яке відводяться продукти згоряння, °С. Приймається для найгірших умов роботи обладнання – для літнього періоду.

$$\Delta P_T = 0,034 \times 30 \times \left( \frac{1}{273+23} - \frac{1}{273+154,3} \right) \times 101325 = 107,33 \text{ Па}.$$

Визначаємо фактичний секундний об'єм продуктів згоряння:

$$V_{\phi} = V_{пз} \times \frac{B}{3600} \times \left( \frac{273+T_{cp}}{273} \right) \quad (6.5)$$

$$V_{\phi} = 12,8913 \times \frac{344,1}{3600} \times \left( \frac{273+154,3}{273} \right) = 1,93 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Швидкість димових газів на горизонтальній ділянці:

$$\omega_r = \frac{4 \times V_{\phi}}{\pi \times D_r^2} \quad (6.6)$$

						601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата			85

$$\omega_{\Gamma} = \frac{4 \times 1,93}{3,14 \times 0,4^2} = 15,35 \text{ м/с.}$$

Швидкість димових газів на вертикальній ділянці:

$$\omega_{\text{В}} = \frac{4 \times V_{\Phi}}{\pi \times D_{\text{В}}^2} \quad (6.7)$$

$$\omega_{\text{В}} = \frac{4 \times 1,93}{3,14 \times 0,5^2} = 9,82 \text{ м/с.}$$

Далі визначаємо чи достатня визначена самотяга димової труби для компенсації аеродинамічного опору димоходу.

Густина димових газів на горизонтальній ділянці:

$$\rho_{\Gamma} = \frac{1,34 \times 273}{t_{\text{пз}} + 273} \quad (6.8)$$

$$\rho_{\Gamma} = \frac{1,34 \times 273}{170 + 273} = 0,8258 \text{ кг/м}^3.$$

Густина димових газів на вертикальній ділянці:

$$\rho_{\text{В}} = \frac{1,34 \times 273}{T_{\text{ср}} + 273} \quad (6.9)$$

$$\rho_{\text{В}} = \frac{1,34 \times 273}{154,3 + 273} = 0,856 \text{ кг/м}^3.$$

Визначаємо сумарні місцеві опори для вертикальних та горизонтальних ділянок газоходу відповідно до його конфігурації:  $\sum \xi_{\Gamma} = 4,28$ ;  $\sum \xi_{\text{В}} = 3,7$ .

Визначаємо втрати тиску на горизонтальній ділянці газоходу:

$$\Delta p_{\Gamma} = \left( \lambda \times \frac{l}{D_{\Gamma}} + \sum \xi_{\Gamma} \right) \times \frac{\omega_{\Gamma}^2}{2 \times g} \times \rho_{\Gamma} \quad (6.10)$$

$$\Delta p_{\Gamma} = \left( 0,02 \times \frac{12,2}{0,4} + 4,28 \right) \times \frac{15,35^2}{2 \times 9,8} \times 0,8258 = 48,54 \text{ Па.}$$

Визначаємо втрати тиску на вертикальній ділянці газоходу:

$$\Delta p_{\text{В}} = \left( \lambda \times \frac{l}{D_{\text{В}}} + \sum \xi_{\text{В}} \right) \times \frac{\omega_{\text{В}}^2}{2 \times g} \times \rho_{\text{В}} \quad (6.11)$$

$$\Delta p_{\text{В}} = \left( 0,02 \times \frac{30}{0,5} + 3,7 \right) \times \frac{9,82^2}{2 \times 9,8} \times 0,856 = 20,65 \text{ Па.}$$

Загальні втрати тиску складають:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta p_{\Gamma} + \Delta p_{\text{В}} \quad (6.12)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 48,54 + 20,65 = 69,19 \text{ Па.}$$

Порівнюємо визначені значення самотяги димової труби із загальними втратами тиску. При цьому має виконуватися наступна умова:

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		86

$$\Delta P_T \geq 1,1 \times \Delta P_3 \quad (6.13)$$

Як бачимо,  $107,33 > 76,11$ , тобто самотяга димової труби значно перевищує її аеродинамічний опір, тобто висоти димової труби цілком достатньо.

Тепер маємо можливість перевірити чи достатній діаметр існуючої димової труби за допомогою наступної формули:

$$D = 1,13 \times \sqrt{\frac{V_\phi}{\omega_B}} \quad (6.14)$$

$$D = 1,13 \times \sqrt{\frac{1,93}{9,82}} = 0,500 \text{ м.}$$

Таким чином, діаметру існуючої димової труби котельні цілком достатньо для відводу димових газів від нових котлів.

## 6.2. Аеродинамічний розрахунок димової труби когенераційної установки

Відповідно до наведених в розділі 6.1 формул, здійснимо розрахунки діаметру та висоти димової труби для відведення димових газів від когенераційної установки.

Маємо наступні вихідні дані для розрахунку:

- температура відхідних газів згідно паспорту:  $t_{пз} = 110 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- температура зовнішнього повітря: зима  $t_{зп} = -23 \text{ }^\circ\text{C}$ ; літо  $t_{зп} = 23 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- довжина горизонтальних ділянок димоходів:  $l = 12,2 \text{ м}$ ;
- діаметр горизонтальних ділянок газоходу:  $D_r = 0,4 \text{ м}$ ;
- коефіцієнт опору тертя приймаємо на рівні  $\lambda = 0,02$ ;
- швидкість димових газів приймаємо на рівні  $11 \text{ м/с}$ .
- обсяг продуктів згоряння згідно паспорту:  $V_{пз}^{зар} = 3423 \text{ м}^3/\text{год}$ .

1. Визначаємо падіння температури димових газів для ізольованої димової труби за формулою:

$$\Delta t = \frac{0,34}{\sqrt{\frac{Q_k}{1000}}}, \text{ де} \quad (6.15)$$

$Q_k$  – розрахункова теплопродуктивність когенераційної машини, кВт.

$$\Delta t = \frac{0,34}{\sqrt{\frac{862}{1000}}} = 0,366 \text{ }^\circ\text{C/п.м.}$$

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		87

2. Визначаємо середню температуру димових газів по формулі 6.3:

$$T_{cp} = 110 - \frac{(3,5+21,5) \times 0,366}{2} = 105,43 \text{ } ^\circ\text{C}$$

3. Визначаємо самотягу димової труби за формулою 6.4:

$$\Delta P_T = 0,034 \times 18 \times \left( \frac{1}{273+23} - \frac{1}{273+105,43} \right) \times 101325 = 45,63 \text{ Па.}$$

4. Визначаємо фактичний секундний об'єм продуктів згоряння по формулі 6.5:

$$V_\phi = \frac{3423}{3600} \times \left( \frac{273+105,43}{273} \right) = 1,32 \text{ м}^3/\text{с.}$$

5. Визначаємо діаметр димової труби по формулі 6.14:

$$D = 1,13 \times \sqrt{\frac{1,32}{11}} = 0,391 \text{ м.}$$

Таким чином відповідно до каталогів обираємо найближчий діаметр димової труби  $D_{ст} = 400 \text{ мм.}$

6. Визначаємо дійсну швидкість димових газів по формулі 6.7:

$$\omega_B = \frac{4 \times 1,32}{3,14 \times 0,4^2} = 10,5 \text{ м/с.}$$

7. Швидкість димових газів на горизонтальній ділянці по формулі 6.6:

$$\omega_\Gamma = \frac{4 \times 1,32}{3,14 \times 0,35^2} = 13,72 \text{ м/с.}$$

8. Густина димових газів на горизонтальній ділянці:

$$\rho_\Gamma = \frac{1,34 \times 273}{110+273} = 0,9551 \text{ кг/м}^3.$$

9. Густина димових газів на вертикальній ділянці:

$$\rho_B = \frac{1,34 \times 273}{105,43+273} = 0,9667 \text{ кг/м}^3.$$

10. Визначаємо сумарні місцеві опори для вертикальних та горизонтальних ділянок газоходу відповідно до його конфігурації:  $\sum \xi_\Gamma = 1,63$ ;  $\sum \xi_B = 2,7$ .

11. Визначаємо втрати тиску на горизонтальній ділянці газоходу:

$$\Delta p_\Gamma = \left( 0,02 \times \frac{3,5}{0,35} + 1,63 \right) \times \frac{13,72^2}{2 \times 9,8} \times 0,9551 = 16,78 \text{ Па.}$$

12. Визначаємо втрати тиску на вертикальній ділянці газоходу:

$$\Delta p_B = \left( 0,02 \times \frac{21,5}{0,4} + 2,7 \right) \times \frac{10,5^2}{2 \times 9,8} \times 0,9667 = 20,52 \text{ Па.}$$

13. Загальні втрати тиску складають:

$$\Delta P_3 = 16,78 + 20,52 = 37,3 \text{ Па.}$$

									Аркуш
									88
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

$$1,1 \times \Delta P_3 = 37,3 \times 1,1 = 41,03 \text{ Па}$$

14. Порівнюємо визначені значення самотяги димової труби із загальними втратами тиску. При цьому має виконуватися наступна умова:

$$\Delta P_T \geq 1,1 \times \Delta P_3 \quad (6.13)$$

Як бачимо,  $45,63 > 41,03$ , тобто самотяга димової труби значно перевищує її аеродинамічний опір, тобто висоти димової труби цілком достатньо.

Таким чином, за результатами виконаних аеродинамічних розрахунків встановлено, що для відводу димових газів від 3-х котлів, що будуть розміщені в котельні достатньо існуючої димової труби діаметром  $D_y = 500$  мм та висотою 30 м.

Для забезпечення нормальної роботи когенераційної установки необхідно вставити димову трубу діаметром  $D_y = 400$  мм та висотою 18 м.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		89

## 7. АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЯ КОТЕЛЬНІ

Проектом передбачається забезпечення роботи котельні без присутності чергового персоналу із забезпеченням наступних функціональних можливостей:

1. Автоматична робота об'єкта теплопостачання, що має котловий контур, контур опалення, контур гарячого водопостачання та контур підкачки холодної води для потреб котельні чи споживачів без участі чергового персоналу.

2. Дистанційне керування об'єкта теплопостачання та зміна режимів його роботи.

3. Автоматичне керування потужністю котлоагрегатів в залежності від діапазону зовнішніх температур.

4. Каскадне включення/виключення котлоагрегатів.

5. Автоматичний вибір черги включення котлів в залежності від часу напрацювання.

6. Можливість переключення на місцеве керування котлом без участі чергового персоналу.

7. Забезпечення збереження всіх існуючих на котлі блокувань та системи захисту.

8. Автоматичне регулювання температури теплоносія для послуг опалення в залежності від температури зовнішнього повітря.

9. Автоматичне корегування температурного графіка подачі теплоносія для потреб опалення в залежності від фактичних температурних втрат.

10. Автоматичне підтримання заданого перепаду тиску в контурі опарення.

11. Автоматичне підтримання заданої температури гарячої води та часів її включення та виключення.

12. Автоматичне підтримання тиску гарячої води, що подається на споживачів.

13. Автоматичне підтримання температури в циркуляційному трубопроводі гарячої води.

14. Автоматичне підтримання тиску в трубопроводах холодної води для власних потреб об'єктів теплопостачання або споживачів.

									Аркуш
									90
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

601-МНТ-9772257-КМР

15. Автоматичне підтримання зв'язку з центральним диспетчерським місцем по двом каналам зв'язку GPRS (від двох різних мобільних операторів).

16. Автоматичне керування роботою допоміжного обладнання.

17. Підключення засобів охоронної сигналізації.

18. Підключення протипожежної сигналізації.

19. Підключення датчиків контролю загазованості в приміщенні.

20. Відстеження температури в приміщенні котельні.

21. Формування попереджувального сигналу при підняття температури до рівня «аварійно високого» чи «аварійно низького».

22. Автоматичне вимкнення всіх котлоагрегатів при підвищенні температури у котловому контурі вище «аварійно високого» чи зниження тиску в зворотному трубопроводі котлового контуру нижче допустимого.

23. Відстеження рівня тиску природного газу.

24. Автоматичне відключення подачі газу на котельню при виникненні пожежі, загазованості в приміщенні чи підвищенні тиску газу вище допустимого.

25. Миттєва передача всіх сигналів про виникнення аварійних ситуацій на центральний диспетчерський пункт.

26. Формування протоколу аварійних та позаштатних ситуацій.

27. Формування відомостей по роботі всіх контурів об'єкта тепlopостачання.

28. Формування відомостей по роботі всіх контурів об'єкта тепlopостачання.

Основною метою є виконання проєктних робіт, пов'язаних з встановленням додаткового обладнання автоматизації та диспетчеризації для забезпечення роботи котельні без присутності чергового персоналу.

Економічний ефект при реалізації даного проєкту досягається за рахунок:

1. скорочення витрат на оплату праці з обов'язковими нарахуваннями та податками.

2. скорочення витрат на придбання природного газу за рахунок більш ефективної роботи котельні в залежності від температури навколишнього середовища.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		91

В рамках проєкту передбачається встановити на кожний котлоагрегат модуль з'єднання з котлом. Цей модуль забезпечить:

- автоматичне включення чи припиненім циркуляції теплоносія через котел
- автоматичне включення чи відключення рециркуляційного насоса в залежності від температури теплоносія на вході в котел ;
- трансляцію команд загальнокотельного модуля на включення чи виключення кожного котлоагрегату та величину потужності.

В рамках проєкту передбачається встановлення модуля керування опаленням.

Цей модуль забезпечить:

- підтримання заданого перепаду тиску в подавальному та зворотному трубопроводі системи опалення;
- переключення мережевих насосів системи опалення по напрацюванню;
- переключення мережевих насосів системи опалення по аварії.

В рамках проєкту передбачається встановлення модуля керування холодного водопостачання.

Цей модуль забезпечить:

- підтримання заданого тиску в трубопроводі холодної води перед теплообмінником гарячого водопостачання;
- переключення насосів підкачки холодної води по напрацюванню;
- переключення насосів підкачки холодної води по аварії.

Для керування підживлювальними насосами проєктом передбачено встановлення модуля допоміжного обладнання.

Цей модуль забезпечує:

- керування підживлювальними насосами;
- керування клапаном встановленим на лінії підживлення.

Проєктом реконструкції передбачається впровадження автоматизованій системи керування технологічними процесами, яка призначена для безпечної, надійної та ефективної роботи котельні та її обладнання.

Безвідмовна, надійна робота котельної, безпечна експлуатація

									Аркуш
									92
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				

теплоенергетичних агрегатів забезпечується єдиним комплексом керування та контролю технологічних процесів.

Апаратно-програмний комплекс дозволяє контролювати обладнання з обробкою даних в реальному масштабі часу, керувати режимами роботи котлів, відстежувати відхилення від параметрів, заданих заздалегідь, попереджати аварійні ситуації та інше.

Вимоги до якості теплоносія визначають [1 та 2].

Відповідно до п. 36 [1], тепlopостачальна організація зобов'язується забезпечувати протягом обумовленого в договорі часу безперервне постачання теплової енергії (за винятком нормативно встановлених перерв), підтримувати параметри теплоносія, що подається з колекторів джерела теплової енергії, на вході в теплову мережу споживача теплової енергії відповідно до температурного графіка теплової мережі, не допускаючи відхилення параметрів, визначених договором.

Правилами користування теплової енергії не передбачається навіть незначне відхилення від температурного графіка. Відповідно до п. 6.2.2 [2], режим роботи теплофікаційної установки (тиск у подавальному і зворотному трубопроводах і температура в подавальному трубопроводі) має підтримуватися відповідно до завдання диспетчера теплової мережі.

Температура в подавальному трубопроводі водяної теплової мережі відповідно до затвердженого для цієї мережі температурного графіка слід задавати за усередненою температурою зовнішнього повітря за проміжок часу 12-24 год., який визначається диспетчером теплових мереж залежно від довжини мереж, кліматичних умов та інших факторів.

Для розрахункової витрати мережної води відхилення параметрів від заданого режиму за головною засувкою ДТ мають бути не більшими ніж: температура води, що надходить у теплову мережу  $\pm (3-4) ^\circ\text{C}$ .

Підтримувати температуру теплоносія в режимі «онлайн» точно у відповідності до температурного графіка шляхом регулювання температури черговим персоналом неможливо.

									Аркуш
									93
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата				601-МНТ-9772257-КМР	

Зважаючи на те, що частина споживачів теплової енергії м. Чернігова не мають приладів обліку теплової енергії та розраховуються по вартості опалення квадратного метра площі незалежно від температури в приміщенні, таке підвищення температури теплоносія приводить до прямих збитків АТ «Облтеплокомуненерго».

Підтримувати температуру теплоносія в режимі «онлайн» точно у відповідності до температурного графіка можливо тільки при наявності засобів автоматичного регулювання температури теплоносія в залежності від температури зовнішнього повітря та наявності автоматичного каскадного регулювання потужності котельні.

Після запровадження на котельні по вул. Індустріальна, 14-Б таких засобів автоматизації, відповідно скоротиться споживання природного газу.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		94

## 8. ПРОЄКТУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ

8.1. Загальні положення про установки комбінованого вироблення теплової і електричної енергії

Когенерація – це спільний процес виробництва електричної та теплової енергії, який відбувається всередині одного пристрою – когенераційної установки. Саме слово «когенерація» утворене від слів «комбінована» та «генерація».

Механічним джерелом виробітку електричної енергії є первинний привід, який обертає ротор електрогенератора: газопоршневий двигун, газова або парова турбіна. Теплова енергія виходить за рахунок утилізації теплових втрат з різних джерел – утилізація тепла охолоджувальної рідини, утилізація тепла від мастила двигуна та утилізація тепла відхідних газів від когенераційної установки.

Електричну енергію, що виробляється когенераційною машиною використовують для власних потреб, а її надлишки віддають в електричну мережу. Теплову енергію, що виробляється когенераційними установками, використовують для виробництва гарячої води, пари, в холодильних установках, а також у технологічних процесах сушіння гарячим повітрям.

У сучасних когенераційних установок, побудованих на базі газопоршневих двигунів, коефіцієнт використання теплоти згоряння палива сягає до 90% і лише 10% втрачається. Економія палива при виробництві енергії в когенераційному циклі може досягати до 40% у порівнянні з роздільним виробництвом тієї ж кількості електроенергії (конденсаційна електростанція) та теплової енергії (котельня водогрійна).

На даний момент за підсумками 2021 року, досить значну частину виробництва електроенергії в Україні – 29,3% здійснюється саме тепловими електростанціями (КЕС, ТЕЦ та ТЕС), що спалюють різні види палива (вугілля або природний газ) та виробляють електричну енергію. На таких електростанціях первинна енергія палива перетворюється в котлах на пару. Отримана пара подається

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		95

в парову турбіну, яка приводить в рух електрогенератор. Генератор перетворює механічну енергію турбіни на електричний струм.

За таких умов, середній коефіцієнт корисної дії традиційних КЕС становить близько 38%, тобто більше 60% підведеної первинної енергії палива не використовується і скидається у навколишнє середовище.

Теплоелектроцентральною (ТЕЦ) відрізняється від конденсаційної електростанції тим, що в даному випадку теплота, що утворюється від виробництва пари, використовується в теплообмінниках та подається на споживача на потреби опалення та гарячого водопостачання, завдяки чому загальний коефіцієнт корисної дії зростає. На потужних ТЕЦ процеси відбору тепла та його передачі споживачу реалізуються за допомогою теплових мереж. Зрештою, ефективна робота теплоелектроцентралей можлива тільки за умови, коли великі споживачі теплової енергії, наприклад, житлові райони, розташовані поблизу ТЕЦ.

В основі такої схеми лежить цикл Ренкіна. Ключовий елемент даної схеми – це паровий котел, що працює під високим тиском і в процесі роботи генерує водяну пару з високою температурою.

На рис. 8.1 показана схема роботи ТЕЦ із регенеративним теплообмінником для нагрівання конденсату і теплофікаційним теплообмінником для нагрівання води для потреб системи опалення.

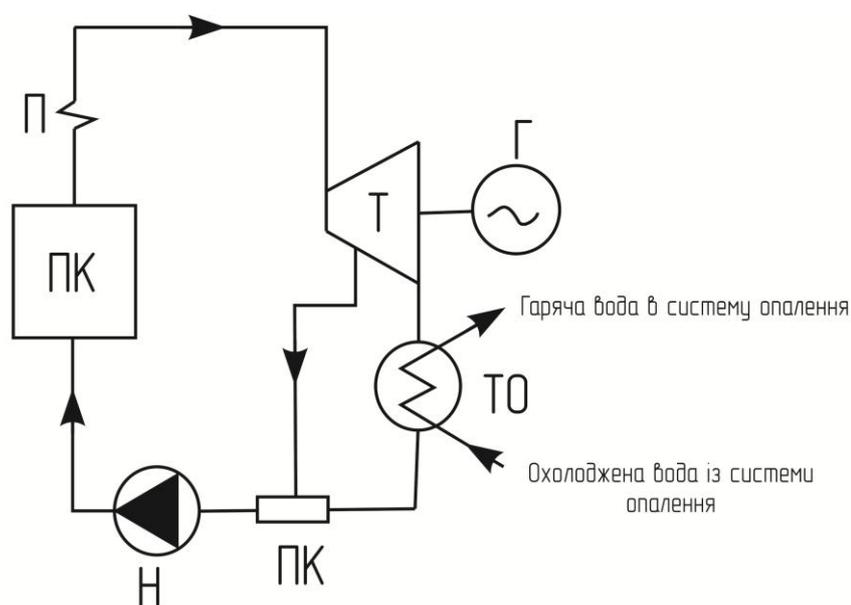


Рис.8.1 Принципова схема роботи ТЕЦ

									Аркуш
									96
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

ПК - паровий котел;

П – пароперегрівач;

Т – багатоступенева парова турбіна;

Г – електрогенератор;

ТО – теплофікаційний теплообмінник для нагрівання води на потреби опалення;

Н – підживлюючий насос;

ПК – регенеративний підігрівач конденсату.

Частина нагрітої водяної пари після проходження першого ступеня турбіни видаляється з неї і подається в регенеративний теплообмінник для підігрівання конденсату. Решта частина пари надходить до теплообмінника, де нагріває мережеву воду на потреби опалення та гарячого водопостачання. Охолоджена мережна вода із системи опалення повертається в теплообмінник, що спричиняє процес конденсації пари. Сконденсована вода подається в регенеративний теплообмінник, нагрівається та подається насосом знову в паровий котел.

Отже, при такому принципі роботи, на ТЕЦ вдається досягти значно кращих результатів роботи – коефіцієнт використання теплоти вже досягає 70-85%, що значно вище від економічності КЕС.

Важливо забезпечити збалансованість електричного та теплового навантаження для оптимальної роботи ТЕЦ. Адже, в разі зменшення кількості та потреб споживачів у тепловій енергії (опалення, вентиляція, гаряче водопостачання та промислові потреби), зменшуються й відповідно потреба у виробництві теплової енергії, а це призводить до того, що необхідно зменшувати виробництво електричної енергії або ж утилізувати надлишкову теплоту у навколишнє середовище за допомогою градирень або водойм. В будь-якому випадку, це призводить до падіння економічності роботи ТЕЦ.

Нажаль, більшість електричної енергії, що генерується в Україні за допомогою ТЕС та ТЕЦ, виробляється в конденсаційному режимі роботи ТЕЦ, як на простій КЕС без корисного використання тепла. ТЕЦ при роботі в конденсаційному режимі дуже неефективна, а ринок електричної енергії цю вироблену електроенергію може

									Аркуш
									97
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

ефективно купувати лише під час пікових періодів споживання електроенергії, а для цього необхідно забезпечувати роботу обладнання в обертовому гарячому резерві, тим самим ще більш підвищуючи питомі витрати палива. Тільки за рахунок підвищення питомої витрати палива на тепло забезпечити економічність конденсаційної вироблення марно.

Таким чином, комбіноване виробництво теплової та електричної енергії може вирішити ряд проблем енергетичного ринку України та частково прийти на заміну традиційним котельним, що працюють лише на потреби опалення. Притаманна Україні надмірна централізація систем теплопостачання, звісно має як свої переваги, але й недоліки – велика теплових мереж, оскільки ТЕЦ як правило розташовують досить далеко від своїх споживачів, а крім того ще й пов'язані з цим великі затрати на експлуатацію теплових мереж.

Основними передумовами все більшого застосування когенераційних установок невеличкої потужності є [20]:

– тепло, що генерується для опалення, використовується в близькості від місця отримання, що дозволяє економити на будівництві та експлуатації багатокілометрових теплотрас;

– електроенергія використовується здебільшого в місці отримання без накладних витрат постачальників енергії, тому його вартість для виробника буде меншою, ніж у енергії з мережі. Виробник отримує енергетичну незалежність від збоїв в електропостачанні. Крім цього джерело енергії дозволяє здійснювати як автономну, так і синхронну роботу з енергосистемою (брак компенсується з мережі, а надлишки можуть бути реалізовані зовнішнім споживачам).

## 8.2. Аналіз експлуатаційних характеристик роботи когенераційної установки Avus 800c

В ході виконання магістерської роботи пропонується здійснити будівництво електрогенераторної (когенераційної) установки, що працюватиме на природному газі в якості палива. Установа буде розміщена на території котельні, конкретне

									Аркуш
									98
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата				601-МНТ-9772257-КМР	

місце її розташування подано на генеральному плані на аркуші 1. Території земельної ділянки, що використовується для обслуговування будівлі котельні, цілком достатньо для розміщення всього технологічного комплексу утилізаційної установки.

Установка Avus 800c німецької фірми 2G буде виробляти електроенергію та теплову енергію у вигляді гарячої води для подальшого використання в системах опалення та гарячого водопостачання.

Загальна електрична потужність когенераційної електростанції становитиме 800 кВт. Отримана електроенергія, що вироблятиметься за рахунок спалювання природного газу у когенераційній установці, буде використовуватися на власні потреби котельні, а також в разі надлишкових потужностей – безпосередньо надходити в електричні мережі м. Чернігова на продаж. Отримана теплова енергія, що вироблятиметься за рахунок спалювання газу у когенераційній установці, буде безпосередньо надходити у зворотню теплову мережу котельні по вул. Індустріальна, 14б в м. Чернігові, догріваючи теплоносій для економії природного газу.

Зовнішній вигляд когенераційної установки подано на рис. 8.2.



Рис. 8.2. Зовнішній вигляд когенераційної установки AVUS 800c

Сполучення комбінованого вироблення теплової й електричної енергії має значні переваги, зокрема – простота циклу, відносно низька вартість, можливість порівняно швидкого встановлення та дозволяє забезпечити досить високу економічність роботи енергоджерела.

					601-МНТ-9772257-KMP	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		99

Загальна схема роботи когенераційної установки подана на рис. 8.3.

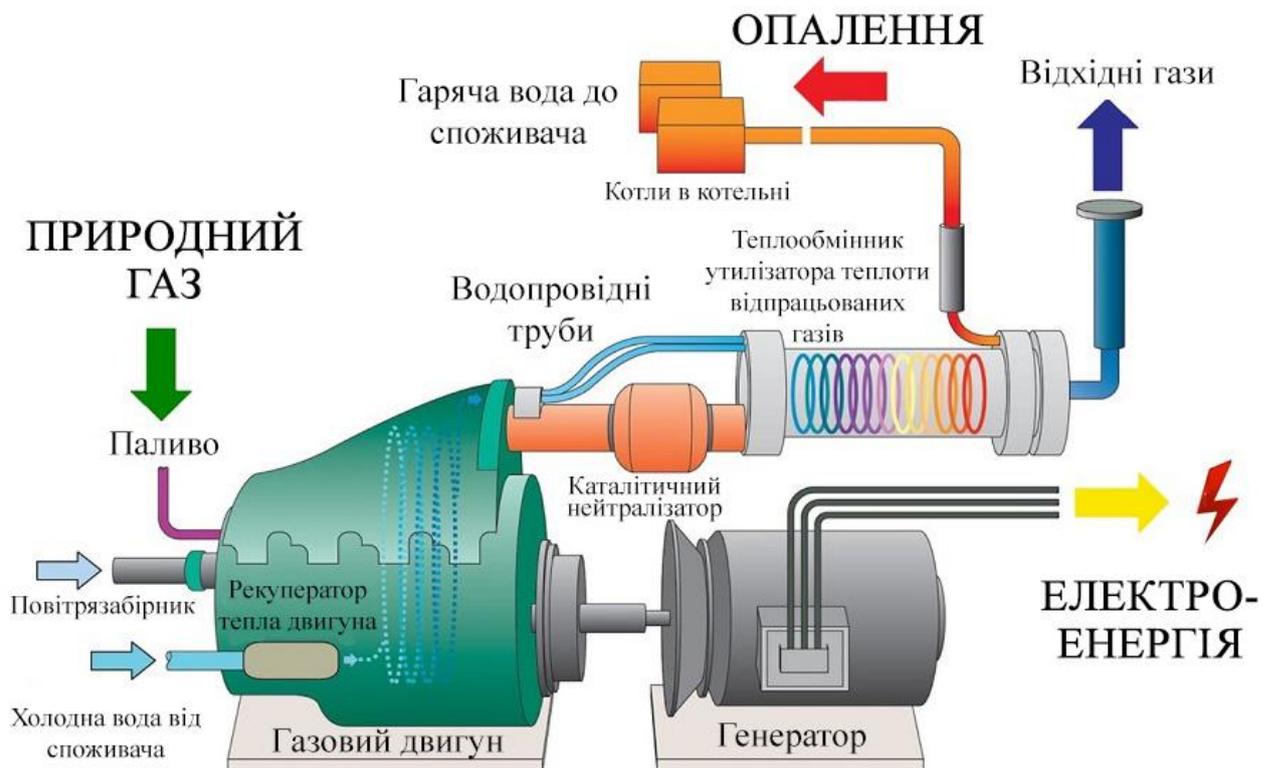


Рис. 8.3. Загальна схема роботи когенераційної установки

Безпосередньо сама когенераційна машина Avus 800с буде розміщуватися на відкритому повітрі у дворі котельні. Для захисту від впливу навколишнього середовища обирається комплектація машини у вигляді закритого контейнеру. Для відводу димових газів необхідно розмістити додатково димову трубу.

Когенераційна машина використовує природний газ в якості палива з нижчою теплотою згоряння до  $Q_{ig} = 34,5$  МДж/кг (8247 ккал/м<sup>3</sup>). Резервне паливо не передбачене.

Основні технічні характеристики установки наведено у таблиці 8.1.

Таблиця 8.1. Основні технічні характеристики установки AVUS 800с

№ з/п	Найменування параметра		Значення
1	Потужність, кВт	електрична	800
		теплова	862
2	Ефективність, %	електрична: 100% навантаження	42,2
		75% навантаження	41,1
		50% навантаження	38,7
		теплова: 100% навантаження	45,5
		75% навантаження	47,5

№ з/п	Найменування параметра		Значення
	50% навантаження		
			50,8
3	Загальний ККД при 100% завантаженні, %		87,7
4	Об'ємна витрата природного газу (при 100% завантаженні), нм <sup>3</sup> /год		180
5	Температура відхідних газів до теплообмінника, °С		481
6	Температура відхідних газів до теплообмінника, °С		110
7	Обсяг вологих відхідних газів, м <sup>3</sup> /год.		3423
8	Рівень шуму, дБ/7м		86
9	Габаритні розміри, мм		
	довжина		4000
	ширина		1432
	висота		2183
10	Маса, кг		7100
<b>Генератор Marelli MJB 400 LC4</b>			
1	Охолодження		Повітрям
2	Напруга, В		400
3	ККД при cos φ = 1, %		96,9
4	Частота, Гц		50
5	Стартовий струм, А		0-50
6	Робочий ресурс генератора, год.		100 000
<b>Двигун MWM (Німеччина)</b>			
1	Тип		Газовий, 4-х тактний
2	Кількість циліндрів		16
3	Об'єм, л		35
4	Номінальна швидкість, об./хв		1500
5	Ресурс роботи до першого капітального ремонту, год.		60 000
6	Розрахунковий строк експлуатації, мотогодин		240 000

2G Avus 800с готова це до підключення компактна блочна тепло-електростанція. До її комплектації входить:

- серійний промисловий газовий двигун MWM (Німеччина) зі стартером;
- синхронний силовий генератор Marelli MJB 400 LC4 (Італія) з повітряним охолодженням;
- базова сталева зварна рама;

					601-МНТ-9772257-KMP	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		101

- теплообмінник відпрацьованих газів, вбудований у первинний контур охолоджуючої рідини;
- окисний каталізатор, вмонтований у теплообмінник відпрацьованих газів;
- запасний масляний резервуар 35 літрів з автоматичним підкачуванням масла;
- розподільна шафа із системою програмного управління та блоком управління; - система регулювання газу та забезпечення безпеки;
- запобіжний клапан у контурі двигуна, змішувальному та нагрівальному контурі;
- арматура для заповнення, випорожнення та видалення повітря;
- передавальний пластинчастий теплообмінник;
- насоси для води охолодження двигуна, води охолодження суміші та нагрівального контуру;
- 3-х ходовий змішувальний клапан для підвищення температури зворотного потоку;
- комплект документів для ГПУ (паспорт на ГПУ, посібник з експлуатації, схеми).

Оскільки когенераційна установка буде розміщуватися ззовні будівлі котельні додатково буде поставлятися контейнер габаритними розмірами 12000×3000 та висотою 3000 мм, а також шумоглушником з огляду на необхідність зменшення рівня шуму.

Основні складові когенераційної установки 2G Avus 800с:

- первинний газопоршневий двигун MWM: шістнадцятициліндровий з V-подібним розташуванням циліндрів, радіаторним рідинним охолодженням, електронний регулятор частоти обертання, газовий регулятор, з турбонаддувом;
- синхронний генератор Marelli MJB 400 LC4 - трифазний, безщітковий, чотириполюсний, одноопорне виконання, з самозбудженням та автоматичним регулятором напруги AVR. Обмотки якоря виконані з кроком 2/3 та дозволяють забезпечити мінімальне відхилення від ідеальної синусоїди напруги.

Принципова схема роботи когенераційної установки 2G Avus 800с подана на рис. 8.4.

										Аркуш
										601-МНТ-9772257-КМР
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата						102

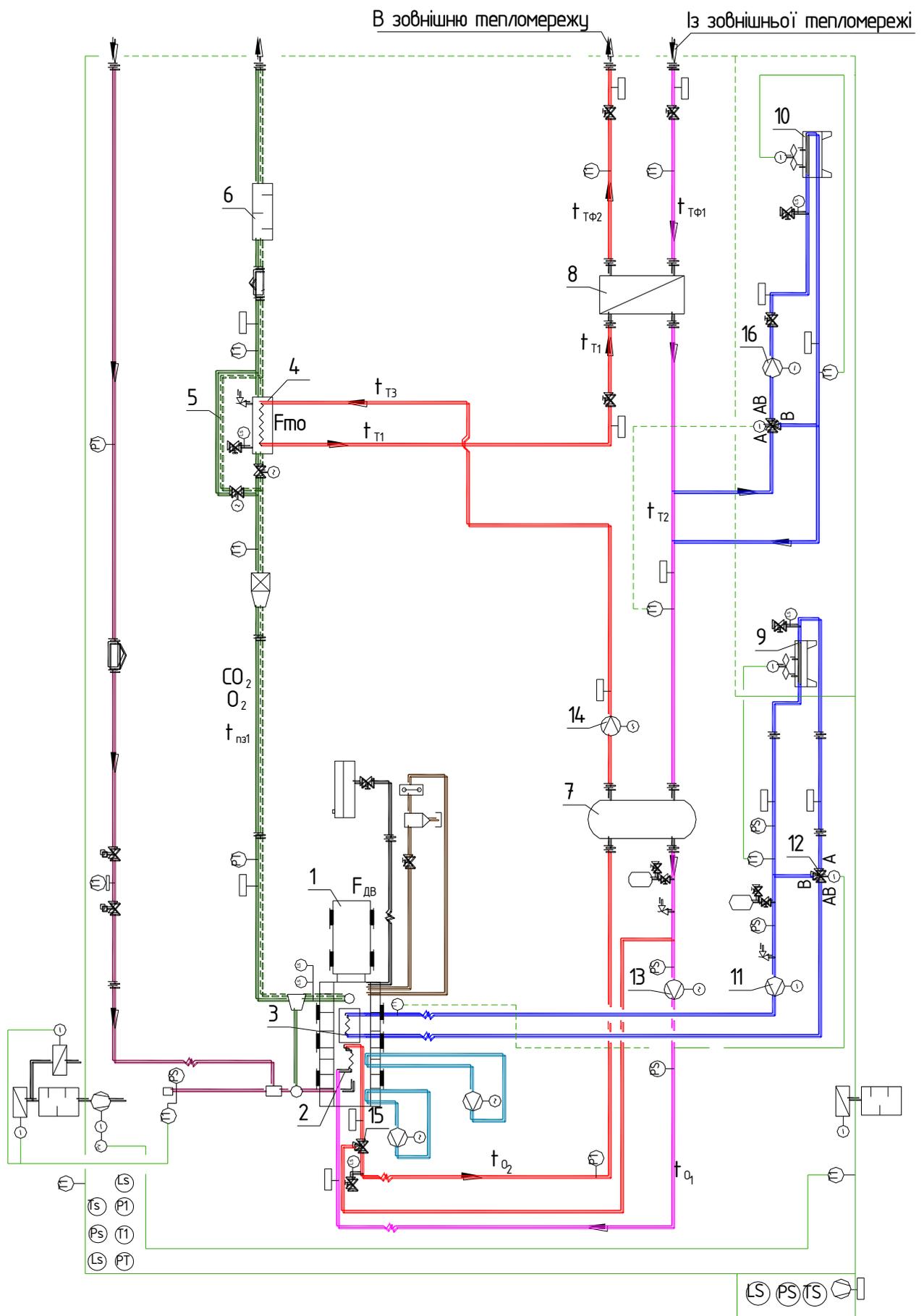


Рис. 8.4 Принципова схема роботи когенераційної установки Avus 800c

									Аркуш
									103
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				

## ЕКСПЛІКАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ:

1. Когенераційна уставновка Avus 800с;
2. Контур охолодження двигуна, обладнаний утилізатором теплоти;
3. Додатковий контур охолодження (напрямую, без утилізатора теплоти);
4. Теплообмінник-утилізатор;
5. Байпасний газоход для продуктів згорання;
6. Шумоглушник;
7. Гідравлічний вирівнювач контуру охолодження двигуна;
8. Теплофікаційний теплообмінник;
9. Атмосферний охолоджувач теплоносія додаткового контуру охолодження двигуна без утилізації теплоти;
10. Атмосферний охолоджувач гріючого теплоносія після теплофікаційного теплообмінника;
11. Триходовий регулювальний клапан додаткового контуру охолодження двигуна;
12. Циркуляційний насос додаткового контуру охолодження двигуна;
13. Циркуляційний насос первинного контуру охолодження двигуна;
14. Циркуляційний насос гріючого теплоносія теплофікаційного теплообмінника;
15. Трьохходовий регулювальний клапан основної системи охолодження двигуна (з утилізацією теплоти);
16. Циркуляційний насос контуру охолодження гріючого теплоносія після теплофікаційного теплообмінника.

На рис. 8.5 зобразимо спрощену принципову схему трансформації і генерування енергії.

- 1 – двигун і електрогенератор;
- 2 – теплообмінник-утилізатор;
- 3 – система автоматичного регулювання потоків теплоносія;
- 4 – атмосферні теплообмінники-охолоджувачі;
- 5 – триходові регулювальні клапани;
- 6 – теплофікаційний теплообмінник;
- 7 – байпасний газохід;
- 8 – глушник.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		104

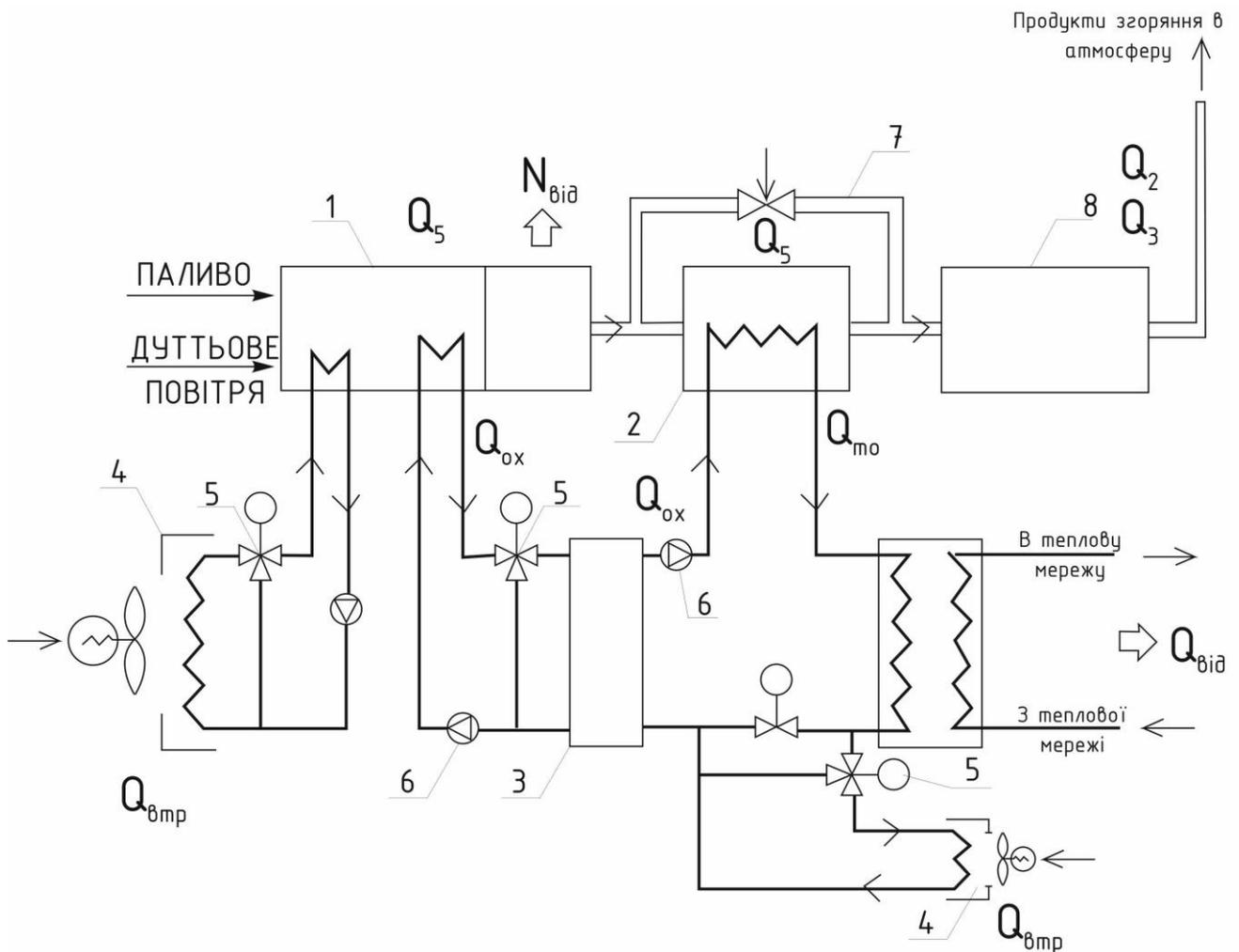


Рис.3 Принципова схема трансформації і генерування енергії в Avus 800с

Відповідно до цього, складемо таблицю 8.2 для аналізу роботи когенераційної установки та складання теплового балансу. Перша частина таблиці містить дані, отримані за допомогою контрольно-вимірювальних приладів, а друга частина таблиці містить розрахункові значення. Дані розраховувалися відповідно до наведених у попередніх розділах формулах, оскільки режимне налагодження роботи когенераційної установки за своїми принципами дуже схоже на режимне налагодження котлів.

Таблиця 8.2 Аналіз параметрів роботи когенераційної установки Avus 800с

№	Позначення	Назва параметру	Значення
<b>Результати вимірювання</b>			
1	$t_{п}$	Температура атмосферного повітря, оС	28
2	$t_{п 1}$	Температура повітря у приміщенні для двигуна, °С	38
3	$t_{п 2}$	Температура дуттьового повітря перед камерою згорання, °С	35
4	$P_{бар}$	Барометричний тиск, кПа	101
5	$t_{пз 1}$	Температура продуктів згорання після двигуна, °С	505

№	Позначення	Назва параметру	Значення	
6	$t_{пз 2}$	Температура продуктів згорання після теплообмінника утилізатора ( газ- охолоджувальна рідина), °С	88,5	
7	$t_{т 1}$	Температура гріючого теплоносія до теплофікаційного теплообмінника, °С	74	
8	$t_{т 2}$	Температура гріючого теплоносія після теплофікаційного теплообмінника, °С	80	
9	$t_{тф 1}$	Температура нагріваємого теплоносія до теплофікаційного теплообмінника,( повернення Теплових мереж) °С	61	
10	$t_{тф 2}$	Температура нагріває мого теплоносія після теплофікаційного теплообмінника ( подача в теплову мережу), °С	72,9	
11	$t_{о 1}$	Температура охолоджувальної рідини до двигуна, °С	-	
12	$t_{о 2}$	Температура охолоджувальної рідини після двигуна, °С	-	
13	$t_{м 1}$	Температура оливи до двигуна, °С	-	
14	$t_{м 1}$	Температура оливи після двигуна, °С	-	
15	ССО	Концентрація СО до каталізатора двигуна,% об.	-	
16	$t_{дв1}$	Температура на поверхні двигуна, °С	135	
17	$t_{дв2}$	Температура на поверхні двигуна, °С	113	
18	$t_{дв3}$	Температура на поверхні двигуна, °С	172	
19	$t_{дв4}$	Температура на поверхні двигуна, °С	58	
20	$t_{дв5}$	Температура на поверхні двигуна, °С	48	
21	$F_{дв1}$	Поверхня двигуна з умовно сталою температурою м <sup>2</sup>	0,7	
22	$F_{дв2}$	Поверхня двигуна з умовно сталою температурою м <sup>2</sup>	1,8	
23	$F_{дв3}$	Поверхня двигуна з умовно сталою температурою м <sup>2</sup>	3,2	
24	$F_{дв4}$	Поверхня двигуна з умовно сталою температурою м <sup>2</sup>	8,7	
25	$F_{дв5}$	Поверхня двигуна з умовно сталою температурою м <sup>2</sup>	17,9	
26	$t_{то1}$	Температура на поверхні теплообмінника – утилізатора	37	
27	$t_{то2}$	Температура на поверхні теплообмінника- утилізатора, °С	33	
28	$F_{то1}$	Поверхня теплообмінника-утилізатора з умовно сталою температурою, м <sup>2</sup>	18,5	
29	$F_{то2}$	Поверхня теплообмінника-утилізатора з умовно сталою температурою, м <sup>2</sup>	20,2	
30	$t_{тр1}$	Температура трубопроводів і іншого обладнання до теплофікаційного теплообмінника включно, °С	64	
31	$t_{тр2}$	Температура трубопроводів і іншого обладнання до теплофікаційного теплообмінника включно, °С	47	
32	$F_{тр1}$	Поверхня нагрітих трубопроводів і іншого обладнання до теплофікаційного теплообмінника з умовно сталою температурою м <sup>2</sup>	3,4	
33	$F_{тр2}$	Поверхня нагрітих трубопроводів і іншого обладнання до теплофікаційного теплообмінника з умовно сталою температурою, м <sup>2</sup>	8,2	
34	СО <sub>2</sub> дв	Концентрація діоксиду карбону у продуктах згорання після двигуна ,% об.	7,0	
35	О <sub>2</sub> дв,	Концентрація кисню у продуктах згорання після двигуна,% об.	8,3	
36	NO <sub>x</sub> дв	Концентрація оксидів азоту у продуктах згорання після двигуна, мг/ м <sup>3</sup> .	340	
37	СО <sub>дв</sub>	Концентрація монооксиду карбону у продуктах згорання після двигуна, мг/ м <sup>3</sup> .	156	
38	$\alpha_{дв}$	Коефіцієнт надлишку повітря у продуктах згорання після двигуна	1,58	
			Аркуш	
			601-МНТ-9772257-KMP	
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата
				106

№	Позначення	Назва параметру	Значення		
39	CO <sub>2 то</sub>	Концентрація діоксиду карбону у продуктах згорання після двигуна, % об.	7,0		
40	O <sub>2 то,</sub>	Концентрація кисню у продуктах згорання після теплообмінника утилізатора, % об.	8,5		
41	NO <sub>x то</sub>	Концентрація оксидів азоту у продуктах згорання після теплообмінника утилізатора, мг/м <sup>3</sup> .	320		
42	CO <sub>то</sub>	Концентрація монооксиду карбону у продуктах згорання після теплообмінника утилізатора мг/м <sup>3</sup> .	28		
43	α <sub>то</sub>	Коефіцієнт надлишку повітря у продуктах згорання після теплообмінника утилізатора	1,61		
44	P <sub>г</sub>	Тиск газу у вузлі обліку, кПа ( абсолютний)	467		
45	t <sub>г</sub>	Температура газу у вузлі обліку, °С	27		
46	V	Годинні витрати природного газу у камері згорання двигуна за с.у., м <sup>3</sup> / год	194		
47	Q <sub>н<sup>p</sup></sub>	Тепло згорання природного газу за сертифікатом якості газу за с.у., кВт год/м <sup>3</sup>	9,6		
48	M <sub>тф</sub>	Годинні витрати теплофікаційної води ( нагріває мого теплоносія), що циркулює через теплофікаційний теплообмінник, т/год	49,9		
49	M <sub>о</sub>	Годинні витрати охолоджувальної рідини(води) через двигун, т/год	-		
50	M <sub>м</sub>	Годинні витрати оливи, т/год	-		
51	M <sub>г</sub>	Годинні витрати гріючого теплоносія через теплофікаційний теплообмінник, т/год	-		
<b>52</b>	<b>Q<sub>тф</sub></b>	<b>Годинна кількість теплоти, яка передається у теплофікаційному теплообміннику ( відпущена теплота) згідно показань вузла обліку теплової енергії, Гкал/ год.</b>	<b>0,75</b>		
53	N <sub>в</sub>	Активна потужність генератор на клеммах, кВт ( кількість виробленої електричної енергії за годину, кВт год за год)	3		
<b>54</b>	<b>N<sub>від</sub></b>	<b>Кількість електроенергії, відпущеної в мережу, кВт год за год</b>	<b>705</b>		
55	N <sub>р</sub>	Реактивна потужність на клеммах генератора, кВт	1		
56	P	Тиск продуктів згорання після теплообмінника утилізатора, Па	-30		
57	α <sub>вн</sub>	Коефіцієнт тепловіддачі з поверхні трубопроводів і обладнання у приміщенні	9		
58	α <sub>з</sub>	Коефіцієнт тепловіддачі з поверхні трубопроводів і обладнання ззовні ( в атмосферному повітрі)	21		
59	t <sub>дв</sub>	Температура продуктів згорання після двигуна ( перед теплообмінником-утилізатором) , °С	505		
60	t <sub>то</sub>	Температура продуктів згорання після теплообмінника-утилізатора, °С	88,5		
<b>Результати розрахунків</b>					
1	t <sub>дв</sub>	Усереднена температура на поверхні двигуна, °С	70		
2	t <sub>то</sub>	Усереднена температура на поверхні теплообмінника утилізатора, °С	35		
3	t <sub>тр</sub>	Усереднена температура на поверхні двигун, °С а	60		
4	F <sub>дв</sub>	Загальна поверхня двигуна, м <sup>2</sup>	40,3		
5	F <sub>то</sub>	Загальна поверхня теплообмінника утилізатора, м <sup>2</sup>	38,7		
6	F <sub>тр</sub>	Загальна поверхня трубопроводів і іншого обладнання до теплофікаційного теплообмінника включно, м <sup>2</sup>	21,6		
601-МНТ-9772257-KMP					
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	Аркуш 107

№	Позначення	Назва параметру	Значення
7	$Q_{5\text{ дв}}$	Втрати теплоти у доквілля з нагрітих поверхонь двигуна,кВт	6
8	$Q_{5\text{ то}}$	Втрати теплоти у доквілля з нагрітих поверхонь котла утилізатора, кВт	11
9	$Q_{5\text{ тр}}$	Втрати теплоти у доквілля з нагрітих поверхонь трубопроводів і іншого обладнання до теплофікаційного теплообмінника включно, кВт	12,7
10	$Q_{5\text{ з}}$	Загальні втрати теплоти у доквілля з нагрітих поверхонь установки, кВт	29,7
11	$V_{\text{пит}}$	Питомий об'єм дугтьового повітря на горіння за теоретичної потреби, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$	9,83
12	$V_{\text{пз}}^{\text{дв}}$	Годинні витрати продуктів згорання на виході із двигуна н.у., $\text{нм}^3/\text{год}$	3178
13	$i_{\text{дв}}$	Питома ентальпія продуктів згорання після двигуна, $\text{кДж}/\text{м}^3\text{пз}$	732,2
14	$i_{\text{в}}$	Початкова питома ентальпія продуктів згорання, $\text{кДж}/\text{м}^3\text{пз}$	2066
15	$i_{\text{п2}}$	Питома ентальпія дугтьового повітря, $\text{кДж}/\text{м}^3\text{пз}$	50,1
16а	$i_{\text{то}}$	Питома ентальпія продуктів згорання на виході із теплообмінника, $\text{кДж}/\text{м}^3\text{пз}$	120,3
16	$Q_{\text{в}}$	Загальна теплова потужність установки (потенціал палива), кВт	1779
17	$Q_{\text{дв}}$	Енергія, підведена продуктами згорання до двигуна для вироблення електричної енергії, кВт	1177
18	$V_{\text{пз}}^{\text{то}}$	Годинні витрати продуктів згорання на виході із теплообмінника н.у., $\text{нм}^3/\text{год}$	3141
19	$Q_{\text{то}}$	Енергія, підведена продуктами згорання до теплообмінника утилізатора, кВт	540
20	$Q_2$	Втрати теплоти з відхідними газами (прямий тепловий баланс),кВт	61,2
21	$Q_{\text{від}}$	Теплота, що відпускається до теплових мереж з теплофікаційного теплообмінника, кВт	836
22	$Q_3$	Втрати теплоти з хімічним недопалом палива, кВт	0,002
23	Б1	Нев'язка балансу по продуктам згорання ,кВт	60
24	Б2	Нев'язка балансу по продуктам згорання ,%	3,5
25	$Q_{\text{ох}}$	Енергія, що повертається в систему генерування теплоти від системи охолодження двигуна, кВт	319,7
26	$Q_{\text{втр}}$	Безповоротні втрати енергії в двигуні і генераторі, у тому числі втрати у доквілля від нагрітої поверхні двигуна, кВт	176
27	КВП	Коефіцієнт використання палива установкою,%	86,6
28	КВП1	Коефіцієнт використання палива установкою, част. од	0,866
29	Б3	Нев'язка балансу по виробленій енергії і втратам теплоти, кВт	50
30	Б4	Нев'язка балансу по виробленій енергії і втратам теплоти, %	2,9
31	$E_e$	<b>Ефективність вироблення електричної енергії від загального потенціалу, %</b>	<b>39,0</b>
32	$E_{\text{т}}$	<b>Ефективність вироблення теплоти від загального потенціалу, %</b>	<b>46,9</b>
33	ККДе	<b>ККД роботи двигуна і генератора ( част. од)</b>	<b>0,82</b>
34	ККДт	ККД роботи системи генерації теплової енергії ( котел утилізатор, гідравлічні вирівнювачі, теплофікаційний теплообмінник), част. од	0,97
35	$\epsilon_e$	Питомі витрати умовного палива на відпуск електричної енергії, $\text{кг.у.п./кВт год}$	0,150

						Аркуш
						108
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР	

№	Позначення	Назва параметру	Значення
36	$v_{el}$	Питомі витрати природного газу за с.у. на відпуск електричної енергії, м <sup>3</sup> /кВт год	0,127
37	$v_m$	Питомі витрати умовного палива на відпуск теплової енергії, кг.у.п./кВт год	0,126
38	$v_{m1}$	Питомі витрати умовного палива на відпуск теплової енергії, кг.у.п./Гкал	147,3
39	$v_{m2}$	Питомі витрати природного газу на відпуск теплової енергії, кг.у.п./Гкал	124,9
40	$q_2$	Втрати теплоти з відхідними газами після теплообмінника, %	3,4
41	$q_3$	Втрати теплоти з хімічним недопалом палива, %	0
42	$q_5$	Втрати теплоти у довкілля, %	1,7
43	$q_{ін}$	Інші втрати теплоти, %	9,5
44	$q_1$	Корисна теплота на вироблення теплової і електричної енергії, %	86,6
46	Б5	Нев'язка теплового балансу, %	6,4
47	К	Співвідношення між виробленням електричної і теплової енергії	0,84

Загальноприйнятим узагальнюючим показником інтегральної ефективності роботи КУ є коефіцієнт використання палива (КВП), який враховує спільну частку відпущеної до мереж електричної і теплової енергії від затрачених витрат енергії палива:

$$КВП = \frac{N_{від} + Q_{від}}{B \times Q_{нр}} \quad (8.1)$$

де КВП – коефіцієнт використання палива, част. од.;

$N_{від}$  - кількість електричної енергії, відпущеної в мережу, кВт год.;

$Q_{від}$  – кількість відпущеної в мережу теплової енергії, кВт год;

$B$  - витрати палива (в нашому випадку природного газу, м<sup>3</sup> за ст.у.);

$Q_{нр}$  – нижча теплота згорання природного газу за ст.у., кВт год/м<sup>3</sup>.

Дана залежність показує, що зменшення відпуску в мережу як електричної так і теплової енергії споживачам зменшує величину загальної ефективності установки у цілому (КВП) і призводить до збільшення питомих витрат палива для її роботи.

Відповідно до отриманих даних з таблиці 8.2 розрахуємо наведений показник для конкретних умов роботи когенераційної установки Avus 800с.

$$КВП = \frac{(705+836)}{194 \times 9,6} = 0,866 \text{ част.од.}$$

Як бачимо, когенераційна установка працює на 88,2% від своєї паспортної потужності, забезпечуючи при цьому досить ефективну роботу. Для визначення параметрів роботи когенераційної установки, остання також додатково

						601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата			109

дообладнується вузлом обліку теплової енергії, що вироблена установкою та вузлом обліку відпущеної електричної енергії. Для обліку витрат природного газу установка також обладнується комерційним вузлом обліку природного газу.

Відведення продуктів згоряння від газового двигуну когенераційної установки буде здійснюється через індивідуальний металевий ізольований газохід діаметром 400 мм та висотою 23 м.

Для зв'язку генераторної будівлі з існуючою котельнею, прокладаються два технологічні трубопроводи мережної води (подавальний та зворотний) по естакаді.

Всі трубопроводи, що розташовані назовні захищаються тепловою ізоляцією. У місцях перетинання чи близького розташування трубопроводів і кабелів трубопроводи повинні бути поставлені з посиленою ізоляцією, що суттєво знижує витрати теплової енергії.

При виборі матеріалів теплового захисту необхідно врахувати технологічність його монтажу, можливість швидкої заміни під час ремонту обладнання на ділянках, що підлягають ревізії і контролю, номенклатура теплоізоляційних матеріалів, виготовлених на Україні.

Для забезпечення основної вимоги по збереженню теплової і електричної енергії поверхнева щільність теплового потоку визначається чинними будівельними нормами і правилами.

Відповідно до цього, застосуємо теплоізоляційні матеріали таких постачальників: «MIXWOOL» (м. Київ), ТОВ «Укренергоізоляція» (м. Харків) та «Рагос» (м. Київ).

Оцінимо ефект від використання когенераційної установки.

Максимальна витрата палива за добу складе:

$$Q_{\text{ден}} = 180 \times 24 = 4320 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

Визначимо річну потребу в паливі. Оскільки когенераційна установка буде працювати на 100% тільки протягом опалювального сезону, а в літній період, з огляду на відсутність потреби в опаленні, то приймаємо завантаження установки лише на 50%. Крім того, відповідно до вимог виробника, кожні 800 мотогодин когенераційна установка має проходити сервісне обслуговування, тому тривалість

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		110

опалювального сезону приймемо 185 днів, тривалість використання установки протягом літнього періоду також скоротимо до 175 днів.

Відповідно річна потреба у природному газі становитиме:

$$Q_{\text{річ}} = \frac{4320 \times 185 + 100 \times 24 \times 175}{1000} = 1219,2 \text{ тис. м}^3.$$

Заявленої теплової потужності установки у розмірі 862 кВт при витраті палива у розмірі 180 м<sup>3</sup>/год. цілком достатньо для того, щоб замінити роботу одного з котлів Riello 1100 3S. При цьому витрати природного газу котла для аналогічної потужності відповідно до формули 5.6 складають:

$$V = \frac{862}{0,001163 \times 8247 \times 0,954} = 114,7 \text{ м}^3/\text{год.}$$
 Таким чином, перевищення витрат

природного газу складе:

$$V = \frac{862}{0,001163 \times 8247 \times 0,954} = 94,2 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$\Delta V = 180 - 94,2 = 85,8 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Однак за цих обставин когенераційна установка додатково виробить 800 кВт\*год. електричної енергії. Для того, щоб порівняти дані величини, переведемо їх в показник тон умовного палива.

1000 кВт\*год. електричної енергії = 0,351 т у.п., відповідно:

$$800 \text{ кВт} = 0,8 \times 0,351 = 0,281 \text{ т у.п.}$$

1000 м<sup>3</sup> природного газу = 1,16 т у.п., відповідно:

$$85,8 \text{ м}^3 \text{ природного газу} = \frac{85,8 \times 1,16}{1000} = 0,100 \text{ т у.п.}$$

Таким чином, внаслідок використання когенераційної установки замість одного з котлів, отримуємо додаткову економію у розмірі 0,181 т у.п., що еквівалентно 156 м<sup>3</sup> природного газу.

Крім того, оскільки на власні потреби котельні буде споживатися лише частина виробленої електричної енергії, решту доцільно реалізовувати в об'єднаній енергетичній системі України.

Разом з тим, існують й певні обмеження у роботі когенераційної установки. При її роботі протягом опалювального сезону установка працює при повному завантаженні, замінюючи роботу одного з котлів, припиняючи свою роботу лише протягом сервісних обслуговувань. Однак в літній період приєднане навантаження

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
						111
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		

зменшується лише до потреб на гаряче водопостачання, яке становить 423,9 кВт, що дещо менше ніж половина потужності когенераційної машини. Тобто когенераційна установка буде працювати лише на 50% відсотків своєї потужності.

Однак найбільшою проблемою є те, що потреба у гарячому водопостачанні характеризується значною нерівномірністю у часі протягом доби – пікове споживання зранку та ввечері та відсутність споживання вночі. За таких умов, в разі відхилення від звичайних умов роботи, автоматика когенераційної машини включає систему додаткового відбору теплоти за допомогою атмосферного охолодження, оминаючи контур теплоутилізатора. Це суттєво зменшує кількість утилізованої теплоти і негативно впливає на ефективність роботи всієї системи в цілому, зменшуючи коефіцієнт корисної дії до значень 38-40%, що є неприпустимим з точки зору неефективного використання палива. В даному випадку необхідно здійснювати припинення роботи когенераційної установки для економії природного газу та забезпечувати надання послуги з гарячого водопостачання за допомогою котла.

За таких обставин використання котла для задоволення потреб у гарячому водопостачанні в літній період є більш економічно виправданим.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
						112
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		

## 9. АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ

### 9.1 Аналіз ефективності заходу щодо заміни існуючих котлів

Для того, щоб оцінити ефект від запровадження запропонованих заходів, а саме проведення реконструкції котельні та здійснення її автоматизації, необхідно оцінити економію паливно-енергетичних ресурсів, зменшення втрат в тепловій мережі, а також очікувану економію від запровадження автоматизації котельні.

Отримані дані необхідно порівняти з поточними витратами природного газу та оцінити економічний ефект та термін окупності.

Перш за все розрахуємо поточну ефективність роботи котельні по вул. Індустріальна, 14б в м. Чернігові.

Графік роботи котельні в залежності від тривалості її роботи вже наводився раніше, але необхідно допрацювати його, щоб визначити частку роботи кожного з котлів котельні. Ця дозволить оцінити кількість теплоти, що виробляє кожен зі встановлених котлів.

Побудуємо графік для котельні по вул. Індустріальна, 14б до реконструкції:



Відповідно до цього, обчисливши площу кожної із зон роботи котлів, ми дізнаємося кількість теплоти, що виробляється кожним котлом.

$$Q_1 = 1794,2 + 3096,7 = 4890,9 \text{ МВт};$$

$$Q_2 = 1481,0 + 1137,5 = 2618,5 \text{ МВт};$$

$$Q_3 = 168,0 + 161,4 + 60,1 + 4,2 = 393,7 \text{ МВт};$$

$$Q_4 = 2,8 \text{ МВт}.$$

$$Q_{\text{повна}} = \sum Q_i \quad (9.1)$$

$$Q_{\text{повна}} = 4890,9 + 2618,5 + 393,7 + 2,8 = 7905,9 \text{ МВт}.$$

Тепер побудуємо аналогічний графік для котельні по вул. Індустріальна 146 після реконструкції:

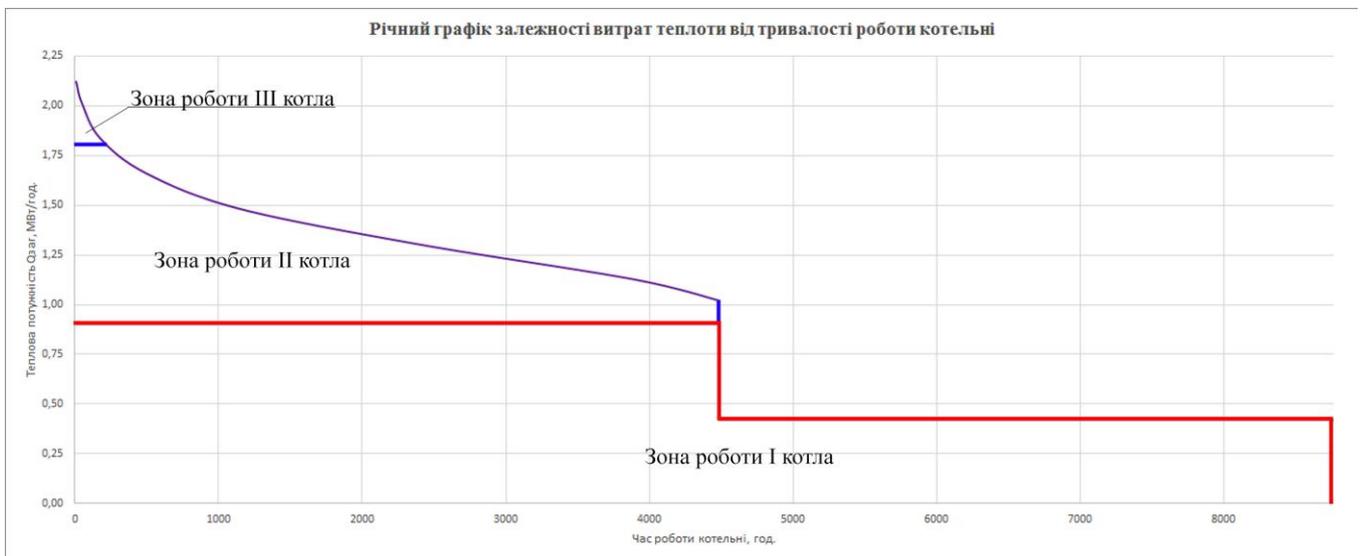


Рис. 9.2 Річний графік залежності витрат теплоти від тривалості роботи котельні по вул. Індустріальна 146 після реконструкції

Відповідно до цього, обчислимо площу кожної із зон роботи котлів для визначення кількості теплоти, що буде вироблена кожним котлом. В першому випадку площу розрахуємо як суму площ прямокутників, для другого котла – як суму площ прямокутника та 2 прямокутних трапецій, для третього котла – як площу прямокутного трикутника (скориговану в бік зменшення):

$$Q_1 = 1794,2 + 4039,2 = 5833,4 \text{ МВт};$$

$$Q_2 = 638,6 + 1206,3 + 185,5 = 2030,4 \text{ МВт};$$

$$Q_3 = 42,1 \text{ МВт}.$$

Відповідно до цього, розрахуємо середньозважений коефіцієнт корисної дії

									Аркуш
									114
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				

котельні по вул. Індустріальна, 14б до та після реконструкції:

$$\eta_{\text{котельні}}^{\text{сер}} = \frac{\sum Q_i \times \eta_i}{Q_{\text{повна}}} \times 100\%, \text{ де} \quad (9.2)$$

$\eta_{\text{котельні}}^{\text{сер}}$  – середньозважений коефіцієнт корисної дії котельні;

$Q_i$  – корисно спожита теплота, вироблена котлом  $i$ ;

$\eta_i$  – коефіцієнт корисної дії відповідного котла;

$Q_{\text{повна}}$  – загальна кількість виробленої теплоти котельні.

Показник  $\eta_i$  вже розраховувався у I розділі даної роботи.

$$\eta_{\text{котла №1}} = \frac{0,7999+0,8243+0,8447}{3} = 0,823.$$

$$\eta_{\text{котла №2}} = \frac{0,7899+0,7816+0,8335}{3} = 0,802.$$

$$\eta_{\text{котла №3}} = \frac{0,8051+0,8163+0,8377}{3} = 0,820.$$

$$\eta_{\text{котла №4}} = \frac{0,7929+0,8066+0,8215}{3} = 0,807.$$

Відповідно до цього, розрахуємо середньозважений коефіцієнт корисної дії котельні до реконструкції:

$$\eta_{\text{котельні}}^{\text{сер}} = \frac{4890,9 \times 0,823 + 2618,5 \times 0,802 + 393,7 \times 0,820 + 2,8 \times 0,807}{7905,9} \times 100\% = 81,59\%;$$

Звичайно, оскільки в нас однакові котли Riello RTQ 1100 3S, які мають ідентичні КПД, то й відповідно й середньозважений показник корисної дії котельні буде на рівні ККД котлів – 95,4%. Як бачимо котельня після реконструкції буде працювати значно ефективніше, оскільки її середньозважений ККД на 13,81% більше, що дуже суттєво вплине на кількість споживання природного газу для роботи котельні. Звісно, що у реальних умовах роботи котельні досягти паспортних значень ККД роботи котлів досить складно. Тим не менш, таке зростання ККД котельні свідчить на користь реконструкції котельні по вул. Індустріальна, 14б.

Відповідно до цього, маємо змогу оцінити витрати природного газу по потужності запропонованих котлів:

$$G = \frac{Q_{\text{повна}}}{q \times \eta_{\text{котельні}}^{\text{сер}}}, \text{ де} \quad (9.3)$$

$q$  – мінімальна теплота згоряння природного газу, ккал/м<sup>3</sup>;

Максимальні витрати газу для існуючого стану котельні по вул. Індустріальна,

									Аркуш
									115
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				

146 та проектного стану при  $q = 8247$  ккал/м<sup>3</sup> (відповідно до показника мінімальної теплоти згоряння, заявленого АТ «Чернігівгаз» у листопаді 2022 року) та розрахованих раніше ККД:

$$G = \frac{6797,5 \times 1000}{8247 \times 0,8159} = 1010,22 \text{ тис. м}^3$$

$$G' = \frac{6797,5 \times 1000}{8247 \times 0,954} = 863,98 \text{ тис. м}^3$$

Відповідно до цього, маємо можливість оцінити економічний ефект від запропонованого заходу та визначити економію природного газу від його реалізації:

$$\Delta G_{\text{кот}} = 1010,22 - 863,98 = 146,24 \text{ тис. м}^3 \text{ на рік.}$$

## 9.2. Аналіз ефективності заходу щодо зменшення втрат у теплових мережах

Наступним напрямком економії природного газу є зниження втрат теплової енергії під час її транспортування. Зокрема, як вже зазначалося раніше, застосування нових попередньоізолюваних труб дасть змогу скоротити втрати в теплових мережах та зменшить кількість поривів теплових мереж, що в свою чергу теж веде до значної економії теплової енергії та мережної води.

Звичайно, точно оцінити втрати у теплових мережах задача дуже складна, адже це значення залежить від багатьох факторів – температури теплоносія у подаючому та зворотному трубопроводах, температури навколишнього середовища, типу та якості теплової ізоляції трубопроводів, швидкості руху теплоносія, умов прокладання трубопроводу, ґрунту та ін.

Таким чином, здійснити розрахунок можна здійснити лише за певних конкретних умов і це значення буде постійно змінюватися. Тим не менш для усередненого розрахунку можна скористатися методикою, яка враховує довжину та діаметр трубопроводу, температуру теплоносія та температуру навколишнього середовища, а також показники ізоляції.

Зокрема, розрахунок дійсних значень втрат теплової енергії в системі тепlopостачання проведемо на основі наступної методики, базуючись на порядку формулах та нормативах, наведених у [5], [3] та [12].

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
						116
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		

Теплові втрати з одного метра труби за одну годину розраховуються за формулою:

$$Q_{\text{втр}} = b \times l \times q, \text{ де} \quad (9.4)$$

$b$  – коефіцієнт, який враховує втрату теплоти опорами, фланцевими з'єднаннями, арматурою та компенсаторами (відповідно до табл. 4 [15] для сталевих труб діаметром  $d_y < 150$  мм  $b = 1,2$ ; для  $d_y \geq 150$  мм  $b = 1,15$ ).

$l$  – довжина трубопроводу, м;

$q$  – теплові втрати з одного метру за одну годину, Вт/м, розраховується за формулою:

$$q = k \times \pi \times (t_g - t_c), \text{ де} \quad (9.5)$$

$t_g$  – температура води в трубопроводі, °С;

$t_c$  – температура навколишнього середовища, °С;

$\pi$  – число «Пі»;

$k$  – лінійний коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м·°С).

Лінійний коефіцієнт теплопередачі визначається за виразом:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{2\lambda_T} \times \ln\left(\frac{d_{3T}}{d_{BT}}\right) + \frac{1}{2\lambda_I} \times \ln\left(\frac{d_{3I}}{d_{BI}}\right) + \frac{1}{\alpha_3 \times d_{HI}}}, \text{ де} \quad (9.6)$$

$\lambda_T$  – коефіцієнт теплопровідності матеріалу труби, Вт/(м·°С) (для сталі – 50 Вт/(м·°С)

$\lambda_I$  – коефіцієнт теплопровідності теплової ізоляції, Вт/(м·°С); (для мінеральної вати – 0,045 відповідно до [6]; для труб з ППУ – 0,032).

$d_{3T}$ ,  $d_{BT}$  – внутрішній і зовнішній діаметри труби відповідно, м;

$d_{3I}$ ,  $d_{BI}$  – внутрішній і зовнішній діаметри ізоляції відповідно, м;

$\alpha_3$  – коефіцієнт тепловіддачі на зовнішній поверхні теплової ізоляції, Вт/(м<sup>2</sup>·°С),  $\alpha_3 = 8$  Вт/(м<sup>2</sup>·°С) відповідно до СНиП 2.04.14-88 (додаток 9, с. 24).

Дана формула дозволяє з досить високим ступенем достовірності обчислити величину теплових втрат у трубопроводі. Для усередненого розрахунку візьмемо середню температуру навколишнього середовища за даними таблиці 2 с. 12 в [11] у опалювальний період у розмірі -0,9°С, тривалість опалювального періоду – 187 днів.

						601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата			117

Температура теплоносія також залежить від кліматичних умов, відповідно до температурного графіку, наведеного у розділі 2, при середній температурі навколишнього середовища  $-0,9^{\circ}\text{C}$ , вона становить для  $T_1$   $56,5^{\circ}\text{C}$  та для  $T_2$   $44,3^{\circ}\text{C}$ .

Відповідно до цього, поетапно розрахуємо усі наведені показники для діаметру  $D_u = 150$  мм для трубопроводів з утепленням мінеральної вати та ППУ:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{2 \times 50} \times \ln\left(\frac{0,159}{0,150}\right) + \frac{1}{2 \times 0,045} \times \ln\left(\frac{0,259}{0,150}\right) + \frac{1}{8 \times 0,259}} = 0,169.$$

$$k' = \frac{1}{\frac{1}{2 \times 50} \times \ln\left(\frac{0,159}{0,150}\right) + \frac{1}{2 \times 0,035} \times \ln\left(\frac{0,250}{0,150}\right) + \frac{1}{8 \times 0,250}} = 0,144.$$

Звідси знайдемо теплові втрати з одного метру за одну годину для подаючого та зворотного трубопроводів з утепленням з мінеральної вати відповідно:

$$q_{T1} = 0,169 \times 3,14159 \times (56,5 - (-0,9)) = 30,54 \text{ Вт/м};$$

$$q_{T2} = 0,169 \times 3,14159 \times (44,3 - (-0,9)) = 24,05 \text{ Вт/м}.$$

Знайдемо теплові втрати з одного метру за одну годину для подаючого та зворотного трубопроводів з утепленням ППУ:

$$q'_{T1} = 0,144 \times 3,14159 \times (56,5 - (-0,9)) = 25,89 \text{ Вт/м};$$

$$q'_{T2} = 0,144 \times 3,14159 \times (44,3 - (-0,9)) = 20,39 \text{ Вт/м}.$$

Теплові втрати із загальної протяжності для подаючого та зворотного трубопроводів з трубопроводів з утепленням з мінеральної вати відповідно становитимуть:

$$Q_{\text{втр}}^{T1} = 1,15 \times 63 \times 30,54 = 2212,64 \text{ Вт};$$

$$Q_{\text{втр}}^{T2} = 1,15 \times 63 \times 24,05 = 1742,36 \text{ Вт}.$$

Теплові втрати із загальної протяжності для подаючого та зворотного трубопроводів з трубопроводів з утепленням з утепленням ППУ відповідно становитимуть:

$$Q'_{\text{втр}}^{T1} = 1,15 \times 63 \times 25,97 = 1881,53 \text{ Вт};$$

$$Q'_{\text{втр}}^{T2} = 1,15 \times 63 \times 20,45 = 1481,60 \text{ Вт}.$$

Відповідно до наведеного прикладу розрахунків для трубопроводів діаметру  $D_u=150$ мм, виконаємо розрахунки для кожного з діаметрів подавального та

										Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата						118

зворотнього трубопроводів системи централізованого опалення та зведемо їх результати в наступну таблицю:

Таблиця 9.1. Розрахунок теплових втрат для подавального трубопроводу опалення з утепленням з мінеральної вати

d <sub>вт</sub> , м	d <sub>зт</sub> , м	d <sub>зі</sub> , м	l, м	k	q <sub>т1</sub>	q <sub>т2</sub>	Q <sub>втр</sub> <sup>T1</sup> , Вт	Q <sub>втр</sub> <sup>T2</sup> , Вт	ΣQ <sub>втр</sub> <sup>оп</sup> , Вт
0,207	0,219	0,339	68	0,191	30,54	27,18	2 388,25	2 125,63	4 513,88
0,150	0,159	0,259	143	0,169	26,65	24,05	4 572,82	4 126,83	8 699,65
0,100	0,108	0,188	224	0,147	22,87	20,81	6 148,13	5 592,88	11 741,01
0,082	0,089	0,169	113	0,127	19,97	18,05	2 707,81	2 448,03	5 155,83
0,069	0,076	0,136	98	0,135	17,96	19,23	2 111,80	2 260,96	4 372,76
0,050	0,057	0,117	100	0,110	14,96	15,67	1 795,02	1 880,81	3 675,82
0,040	0,045	0,105	35	0,094	13,01	13,39	546,29	562,32	1 108,61
<b>ВСЬОГО</b>			<b>781</b>	–	–	–	<b>20 270,10</b>	<b>18 997,46</b>	<b>39 267,56</b>

Зазначимо, що отримане значення теплових втрат буде відноситися лише для нових трубопроводів з утепленням з мінеральної вати, однак з огляду на те, що наявні теплові мережі експлуатуються вже більше 35-40 років, стан утеплювача та його теплотехнічні властивості вже не відповідають нормативним значенням, у зв'язку з чим, теплові втрати будуть значно вищі.

Тепер розрахуємо аналогічним чином теплові втрати для трубопроводів системи опалення з утепленням ППУ.

Таблиця 9.2. Розрахунок теплових втрат для подавального трубопроводу опалення з утепленням ППУ

d <sub>вт</sub> , м	d <sub>зт</sub> , м	d <sub>зі</sub> , м	l, м	k	q <sub>т1</sub>	q <sub>т2</sub>	Q <sub>втр</sub> <sup>T1</sup> , Вт	Q <sub>втр</sub> <sup>T2</sup> , Вт	ΣQ <sub>втр</sub> <sup>оп</sup> , Вт
0,150	0,159	0,250	63	0,13	23,82	18,75	1 725,45	1 358,72	3 084,16
0,125	0,133	0,225	92	0,11	20,56	16,19	2 269,76	1 787,34	4 057,10
0,100	0,108	0,200	122	0,10	17,59	13,85	2 574,68	2 027,45	4 602,13
0,082	0,089	0,160	166	0,10	18,13	14,28	3 611,36	2 843,79	6 455,16
0,069	0,076	0,140	75	0,10	17,27	13,60	1 554,65	1 224,22	2 778,88
0,050	0,057	0,125	176	0,08	13,59	10,70	2 869,79	2 259,84	5 129,63
0,040	0,045	0,110	45	0,07	11,94	9,40	644,73	507,70	1 152,43
0,033	0,038	0,110	42	0,06	10,16	8,00	512,16	403,30	915,46
<b>ВСЬОГО</b>			<b>781</b>				<b>15 762,59</b>	<b>12 412,35</b>	<b>28 174,95</b>

Відповідно до отриманих даних, маємо змогу визначити економію від застосування трубопроводів з ізоляцією ППУ для системи опалення:

$$\Delta Q_{\text{втр}}^{\text{оп}} = 39267,56 - 28174,95 = 11092,61 \text{ Вт.}$$

Загальна економія для обох трубопроводів:

$$\Delta Q_{\text{втр}}^{\text{оп}} = 11092,61 \times 2 = 22185,22 \text{ Вт.}$$

Розрахуємо також ці дані для подавального та циркуляційного трубопроводів системи гарячого водопостачання за умови, що середньорічна температура зовнішнього повітря для м. Чернігова складає  $t_c = 7,0 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Таблиця 9.3. Розрахунок теплових втрат для подавального трубопроводу ГВП з утепленням з мінеральної вати

д <sub>вт</sub> , м	д <sub>зт</sub> , м	д <sub>зі</sub> , м	l, м	k	q <sub>тз</sub>	Q <sub>втр</sub> <sup>тз</sup> , Вт
0,150	0,159	0,259	36	0,169	33,52	1387,72
0,100	0,108	0,208	134	0,127	25,10	4036,72
0,082	0,089	0,189	104	0,111	21,92	2735,35
0,069	0,076	0,156	202	0,114	22,51	5456,46
0,050	0,057	0,137	96	0,094	18,57	2139,40
0,040	0,045	0,125	41	0,081	16,02	788,29
0,033	0,038	0,098	81	0,085	16,77	1629,86
0,027	0,032	0,092	27	0,076	15,11	489,73
<b>ВСЬОГО</b>			<b>685</b>			<b>18663,52</b>

Таблиця 9.4. Розрахунок теплових втрат для подавального трубопроводу ГВП з утепленням з ППУ

д <sub>вт</sub> , м	д <sub>зт</sub> , м	д <sub>зі</sub> , м	l, м	k	q <sub>тз</sub>	Q <sub>втр</sub> <sup>тз</sup> , Вт
0,125	0,133	0,225	6	0,114	22,57	162,47
0,100	0,108	0,200	36	0,098	19,30	833,86
0,082	0,089	0,160	168	0,101	19,90	4011,45
0,069	0,076	0,140	68	0,096	18,96	1547,07
0,050	0,057	0,125	145	0,075	14,91	2594,98
0,040	0,045	0,110	202	0,066	13,10	3176,49
0,027	0,032	0,090	60	0,057	11,28	812,07
<b>ВСЬОГО</b>			<b>685</b>			<b>13138,40</b>

$$\Delta Q_{\text{втр}}^{\text{тз}} = 18663,52 - 13138,40 = 5525,13 \text{ Вт.}$$

Розрахуємо також ці дані для циркуляційного трубопроводів системи гарячого водопостачання.

Таблиця 9.5. Розрахунок теплових втрат для циркуляційного трубопроводу ГВП з утепленням з мінеральної вати

д <sub>вт</sub> , м	д <sub>зт</sub> , м	д <sub>зі</sub> , м	l, м	k	q <sub>т4</sub>	Q <sub>втр</sub> <sup>т4</sup> , Вт
0,100	0,108	0,208	170	0,127	17,13	3 495,43
0,082	0,089	0,189	49	0,111	14,96	879,64
0,050	0,057	0,137	298	0,094	12,68	4 532,79
0,040	0,045	0,125	60	0,081	10,94	787,38
0,033	0,038	0,098	81	0,085	11,44	1 112,44

dвт, м	dзт, м	dзі, м	l, м	k	qт4	Q <sub>втр</sub> <sup>T4</sup> , Вт
0,027	0,032	0,092	27	0,076	10,32	334,26
0,100	0,108	0,208	170	0,127	17,13	3 495,43
0,082	0,089	0,189	49	0,111	14,96	879,64
<b>ВСЬОГО</b>			<b>685</b>			<b>11141,93</b>

Таблиця 9.6. Розрахунок теплових втрат для циркуляційного трубопроводу ГВП з утепленням з ППУ

dвт, м	dзт, м	dзі, м	l, м	k	qт4	Q <sub>втр</sub> <sup>T4</sup> , Вт
0,069	0,076	0,140	42	0,130	17,59	886,32
0,050	0,057	0,125	190	0,103	13,89	3 166,64
0,040	0,045	0,110	46	0,090	12,20	673,68
0,033	0,038	0,110	62	0,077	10,43	776,24
0,027	0,032	0,090	345	0,078	10,49	4 342,03
<b>ВСЬОГО</b>			<b>685</b>			<b>9844,92</b>

$$\Delta Q_{\text{втр}}^{T4} = 11141,93 - 9844,92 = 1297,01 \text{ Вт.}$$

Зменшення теплових втрат від застосування трубопроводів з ізоляцією ППУ для системи ГВП:

$$\Delta Q_{\text{втр}}^{\text{ГВП}} = 5525,13 + 1297,01 = 6822,14 \text{ Вт.}$$

Річне зменшення теплових втрат для загальної протяжності подавального та зворотного трубопроводів системи опалення (у Гкал) відповідно становитимуть:

$$\Delta Q_{\text{втррічні}}^{\text{ОП}} = 22185,22 \times 0,8598 \times 187 \times 24 \times 10^{-6} = 85,61 \text{ Гкал;}$$

Річне зменшення теплових втрат для загальної протяжності подавального та циркуляційного трубопроводів системи ГВП (у Гкал) відповідно становитимуть:

$$\Delta Q_{\text{втррічні}}^{\text{ГВП}} = 6822,14 \times 0,8598 \times 350 \times 24 \times 10^{-6} = 49,27 \text{ Гкал;}$$

Загальна економія від застосування трубопроводів з ППУ:

$$\Delta Q_{\text{втррічні}} = 85,61 + 49,27 = 134,88 \text{ Гкал.}$$

Відповідно до цього розрахуємо економію природного газу:

$$\Delta G_{\text{втр}} = \frac{134,88 \times 1000}{8236 \times 0,954} = 17,17 \text{ тис. м}^3.$$

### 9.3. Аналіз ефективності заходу щодо запровадження автоматизації котельні

Після запровадженні на котельні по вул. Індустріальна, 146 засобів автоматизації, відповідно скоротиться споживання природного газу.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		121

У відповідності з даними, що були наведені у попередніх розділах роботи, планове приєднане теплове навантаження для опалення та вентиляцію становить  $Q_{об}=1,2525$  Гкал/год. Витрати теплоносія на потреби опалення та вентиляції також визначалися раніше та складають 49,9 т/год. Температурний режим роботи котельні становить 95-70 °С.

Для розрахунку температури теплоносія по температурному графіку при середній за опалювальний сезон температурі зовнішнього повітря  $T_{cp}$  використовуємо формули розрахунку з довідника [21].

Температура в подавальному трубопроводі:

$$T_1 = (T_{1p} - T_B) \times \frac{(T_B - T_H)}{(T_B - T_{Hр})} + T_B; \quad (9.7)$$

Температура в зворотному трубопроводі;

$$T_2 = (T_{2p} - T_B) \times \frac{(T_B - T_H)}{(T_B - T_{Hр})} + T_B, \text{ де:} \quad (9.8)$$

$T_1$  – температура в подавальному трубопроводі по температурному графіку на відповідну температуру зовнішнього повітря;

$T_2$  – температура в зворотному трубопроводі по температурному графіку на відповідну температуру зовнішнього повітря;

$T_{Hр}$  – розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування обраного міста;

$T_{1p}$  – розрахункова температура в подавальному трубопроводі по температурному графіку при  $T_{Hр}$ ;

$T_{2p}$  – розрахункова температура в зворотному трубопроводі по температурному графіку при  $T_{Hр}$ ;

$T_H$  – температура зовнішнього повітря;

$T_B$  – нормативна температура в найбільш характерному приміщенні підключеному до котельні.

Для розрахунку температури теплоносія по температурному графіку при середній за опалювальний сезон температурі зовнішнього повітря  $T_{cp}$  по котельні, що проектується по вул. Індустріальна, 14-Б, використовується значення :

$$T_{1p} = 95 \text{ °С};$$

									Аркуш
									122
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР				

$$T_{2p} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$T_B = 20 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ (відповідно до вимог [10]).}$$

Відповідно до цього, розрахуємо наведені значення:

$$T_1 = (95 - 20) \times \frac{20 - (-0,9)}{20 - (-23)} + 20 = 56,5 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$T_2 = (70 - 20) \times \frac{20 - (-0,9)}{20 - (-23)} + 20 = 44,3 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Обсяг відпуску теплової енергії за одну годину при середній за опалювальний сезон температурі зовнішнього повітря  $T_{cp}$  визначається за формулою:

$$Q_{оп\ t\ r} = G_{н\ оп} \times (T_1 - T_2) / 1000 \quad (9.9)$$

$$Q_{оп\ t\ r} = 49,9 \times (56,5 - 44,3) / 1000 = 0,61 \text{ Гкал/год.}$$

Відповідно до наведених вище нормативних документів теплопостачальне підприємство повинно підтримувати температуру теплоносія в подавальному трубопроводі на виході з котельні вище температурного графіка. Допустиме перевищення не повинно бути більше  $4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Для котельні по вул. Індустріальна, 14б застосуємо значення  $2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Тобто середня за опалювальний сезон температура в подавальному трубопроводі повинна становити  $T_{1ф} = 58,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

Відповідно розрахуємо температуру в подавальному трубопроводі при якій температурі зовнішнього повітря відповідає підвищена температура в подавальному трубопроводі:

$$T_{нф} = T_B - (T_{1ф} - T_B) \times \frac{(T_B - T_{рн})}{(T_{1р} - T_B)} \quad (9.10)$$

$$T_{нф} = 20 - (58,5 - 20) \times \frac{20 - (-23)}{95 - 20} = -2,07 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Температура в зворотньому трубопроводі при  $T_{нф}$  становить:

$$T_{2ф} = (70 - 20) \times \frac{20 - (-2,07)}{20 - (-23)} + 20 = 45,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Обсяг відпуску теплової енергії за одну годину при підвищеній середній за опалювальний сезон температурі в подавальному трубопроводі  $T_{1ф}$  визначається:

$$Q_{оп\ 1ф} = G_{н\ оп} \times (T_{1ф} - T_{2ф}) / 1000 \quad (9.11)$$

$$Q_{оп\ 1ф} = 49,9 \times (58,5 - 45,7) / 1000 = 0,54 \text{ Гкал/год}$$

Обсяг надлишково виробленої теплової енергії за одну годину становить:

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		123

$$\Delta Q = Q_{\text{оп 1ф}} - Q_{\text{оп т г}} \quad (9.12)$$

$$\Delta Q = 0,61 - 0,54 = 0,07 \text{ Гкал/год.}$$

Обсяг надлишково виробленої теплової енергії за опалювальний сезон становить:

$$\Delta Q_{\text{оп сез}} = \Delta Q \times 24 \times 187, \text{ де}$$

24 – кількість годин роботи опалення на добу;

187 – нормативна тривалість опалювального періоду.

$$\Delta Q_{\text{оп сез}} = 0,07 \times 24 \times 187 = 314,16 \text{ Гкал.}$$

Відповідно до цього розрахуємо економію природного газу:

$$\Delta G_{\text{авт}} = \frac{314,16 \times 1000}{8247 \times 0,954} = 39,93 \text{ тис. м}^3.$$

Ще одним фактором економії від реалізації проєкту диспетчеризації котельні стане економія фонду заробітної плати найманих працівників – операторів, які більше не будуть безпосередньо задіяні у роботі котельні.

Для нормальної роботи котельні з обслуговуючим персоналом необхідно мати одного оператора у зміну. Для недопущення перевищення фонду робочого часу за котельнею потрібно буде закріпити 5 операторів котельні 2 розряду. Згідно з діючим Колективним договором виконується доплата за роботу в вечірній час (з 18 до 22 години) та нічний час (з 22 до 6 години) у розмірі 20% та 35% відповідно від годинного посадового окладу за кожну годину. Посадовий оклад оператора – 10237 грн. разом з премією. Відповідно до цього фонд оплати праці складе:

Таблиця 9.7. Розрахунок економії фонду заробітної плати працівників

№ з/п	Показник	Одиниця виміру	Значення показника
1.	Посадовий оклад	грн	10237
2.	Середній місячний фонд робочого часу	година	166,1
3.	Годинна тарифна ставка №3=№1/№2	грн/годину	61,63
4.	Кількість днів місяця	ДНІ	30
5.	Кількість годин роботи на добу	годин	24
6.	Кількість операторів котельні в зміні	людина	1
7.	Загальна кількість операторів на котельні	людина	5
8.	Тарифна заробітна плата за місяць №8=№3×№4×№5×№6	гри	44374,71
9.	Кількість вечірніх годин з 18 до 22 години	годин	4
10.	Відсоток доплати за роботу в вечірні часи	%	20
11.	Величина доплати за роботу в вечірні часи №11=№4×№9×№10×№3×№6/100	грн	1479,16

						601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
							124
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата			

№ з/п	Показник	Одиниця виміру	Значення показника
12.	Кількість нічних годин з 22 години до 6 години	годин	8
13.	Відсоток доплати за роботу в нічні часи	%	35
14.	Величина доплати за роботу в вечірні часи №14=№4×№12×№6×№3×№13/100	грн	5177,05
15.	Середня кількість святкових днів в місяці	день	1
16.	Доплата за роботу у святкові дні № 16=№ 15 ×№5 ×№3	грн	1479,16
17.	Всього фонд оплати праці за місяць без відпускних № 17=№8+№ 11 +№ 14+№ 16	— ЧРН	52510,08
18.	Кількість днів відпустки, що надається кожному оператору	доба	24
19.	Кількість днів відпустки, що напрацьовано кожним оператором за місяць №19=№18×№4/(365-№18)	доба	2,11
20.	Середня зарплата одного оператора котельні в день №20=№ 17/№7/№2×8	гри	505,82
21.	Відпускні всіх операторів нараховані за результатами місяця №21=№20×№19×№7	гри	5340,00
22.	Всього фонд оплати праці за місяць з відпускними №22=№21 +№ 17	гри	57850,08
23.	ЄСВ 22% №23=№22×22/100	гри	12727,02
24.	Всього фонд оплати праці та ЄСВ за місяць №24=№23+№:22	гри	70577,09
25.	Податок на додану вартість що виникає при виплаті заробітної плати та ЄСВ 20%) №25=№24×20/100	гри	14115,42
26.	Всього фонд оплати праці з ЄСВ та ПДВ №26=№25+№24	гри	84692,51

Таким чином, в разі автономної роботи котельні економія фонду заробітної плати складе 84,693 тис. грн.

Виходячи з усіх отриманих даних, розрахуємо загальну економію природного газу від реалізації всіх запропонованих вище заходів – реконструкції котельні з заміною котлів НИИСТУ-5 на котли Riello RTQ 1100 3S, зменшенням втрат теплової енергії за рахунок застосування попередньо ізольованих труб та запровадження роботи котельні в автоматичному режимі без обслуговуючого персоналу.

Загальна економія природного газу складе:

$$\Delta G = \Delta G_{\text{кот}} + \Delta G_{\text{втр.}} + \Delta G_{\text{авт}} \quad (9.13)$$

$$\Delta G = 146,24 + 17,17 + 39,93 = 203,34 \text{ тис. м}^3.$$

Оцінимо також загальний економічний ефект від запровадження даних заходів.

Відповідно до чинних нормативно-правових актів, вартість природного газу для АТ «Облтеплокомуненерго» залежить від обсягів споживання природного газу.

						601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата			125

В разі, якщо підприємство спожило за звітний місяць природного газу в рамках I обсягу споживання, ціна природного газу становить 6319,906 без ПДВ (з транспортуванням). В разі перевищення обсягів – ціна природного газу суттєво зростає. Додатково справляється плата за розподіл газу (розрахована відповідно до обсягу спожитого природного газу за минулий рік) – 1620,00 грн. без ПДВ. У листопаді 2022 року підприємство залишалося в рамках I обсягу, таким чином, загальна вартість природного газу складе:

$$C_{\text{газу}} = (6319,906 + 1620) \times 1,2 = 9527,8872 \text{ грн/тис.м}^3$$

Розрахуємо загальний економічний ефект від економії природного газу:

$$E_{\text{газу}} = 9527,8872 \times 203,34 / 1000 = 1937,401 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, зведемо всі отримані дані до таблиці 9.8.

Таблиця 9.8. Результати запровадження запропонованих заходів щодо економії паливних ресурсів

№ з/п	Назва показника	Одиниця виміру	Значення показника
1	Економія природного газу за рахунок використання сучасних котлів	тис. м <sup>3</sup>	146,24
2	Економія природного газу за рахунок зменшення втрат в теплових мережах	тис. м <sup>3</sup>	17,17
3	Економія природного газу за рахунок диспетчеризації котельні	тис. м <sup>3</sup>	39,93
<b>Всього економія природного газу</b>		<b>тис. м<sup>3</sup></b>	<b>203,34</b>
4	Економія фонду заробітної плати за рахунок диспетчеризації котельні	тис. грн.	84,693
5	Економічний ефект від економії природного газу	тис. грн.	1937,401
<b>Загальний економічний ефект від реалізації заходів</b>		<b>тис. грн.</b>	<b>2022,094</b>

Таким чином, внаслідок реалізації запропонованого проекту реконструкції котельні із встановленням когенераційної установки дасть досягти економії природного газу у розмірі 203,34 тис. м<sup>3</sup> на рік, а загальний річний економічний ефект від запровадження проекту складе 2022,094 тис. грн.

Відповідно до цього, зведемо всі основні результати розрахунків до однієї таблиці з основними техніко-економічними показниками роботи котельні після реконструкції.

										Аркуш
										126
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР					

Таблиця 9.9. Основні техніко-економічні показники роботи котельні по вул. Індустріальна, 14-б в м. Чернігові

№ п/п	Найменування показника	Одиниця вимірювання	Показник
1	Розрахункова продуктивність котельні (з урахуванням власних потреб котельні і теплових втрат в ній)	Гкал/год	2,49
2	Встановлена продуктивність котельні	Гкал/год	2,71
3	Річний виробіток тепла, в тому числі: – опалення – вентиляція – ГВП (опалювальний період) – ГВП (літо)	Гкал/рік	<b>6539,4</b> 2338,6 84,8 2557,9 1558,1
4	Встановлена потужність струмоприймачів	кВт	24,1
5	Річні витрати електричної енергії	кВт*год	70861
6	Приєднане навантаження, в тому числі: – опалення – вентиляція – ГВП	Гкал/год.	1,8222 1,1297 0,1229 0,5696
7	Річна витрата палива: - натурального	тис. м <sup>3</sup>	756,467
	- умовного	ТУП	877,502
8	Чисельність персоналу	чол.	В автономному режимі
9	Питома витрата палива на 1 Гкал тепла	ТУП/ Гкал/рік	0,142
10	Площа забудови	м <sup>2</sup>	190,8
11	Будівельний об'єм котельні	м <sup>3</sup>	801,5

## ВИСНОВКИ

В ході виконання магістерської роботи було проведено аналіз ефективності роботи котельні по вул. Індустріальна, 14-Б в м. Чернігові, що обслуговується акціонерним товариством «Облтеплокомуненерго». За результатами аналізу було встановлено, що котельня працює дуже неефективно – розрахований середній коефіцієнт корисної дії котлів складає 81,59%. Встановлені котли НИИСТУ-5 та інше технологічне обладнання перебуває в незадовільному технічному стані, а сама будівля котельні потребує капітального ремонту. Крім того, котельня працює повністю в ручному режимі, автоматизацію роботи котельні здійснити неможливо з огляду на встановлене обладнання. Відповідно до цього, прийнято рішення щодо проведення реконструкції котельні по вул. Індустріальна, 14-Б в м. Чернігові.

Виконаний аеродинамічний розрахунок для існуючої димової труби підтвердив, що її висоти (30 м) та діаметру (Ду 500мм) буде достатньо для відведення димових газів від нових котлів. З огляду на те, що когенераційна установка розміщується на значній відстані від існуючої димової труби, пропонується встановити для неї окрему димову трубу діаметром 400 мм та висотою 23 м.

Пропонується встановити 3 котли марки Riello RTQ 1100 3S з пальниками Riello RS 100/M TL та насоси марки LOWARA. За рахунок більш ефективної роботи котлів буде забезпечений приріст ККД роботи котельні на 13,81%, що дозволить скоротити витрати природного газу на 146,24 тис. м<sup>3</sup> на рік.

В ході виконання магістерської роботи було здійснено розрахунок теплового навантаження котельні для потреб опалення, вентиляції та гарячого водопостачання. Відповідно до проведених розрахунків, загальне теплове навантаження складає 2,1191 МВт, в тому числі: опалення – 1,3138 МВт, вентиляція – 0,1429 МВт, а гаряче водопостачання – 0,6624 МВт.

Відповідно до визначеного теплового навантаження було розраховано витрати мережної води та виконано гідравлічний розрахунок теплових мереж, які будуть прокладатися з використанням попередньоізольованих труб.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
						128
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		

Застосування даного виду трубопроводів при прокладці теплових мереж дозволить зменшити втрати в теплових мережах на 134,88 Гкал, що призведе до зменшення споживання природного газу на 17,17 тис. м<sup>3</sup> на рік.

За рахунок запровадження роботи котельні в повністю автоматичному режимі за рахунок більш ефективної роботи котельні в залежності від температури навколишнього середовища досягається економія у розмірі 39,93 тис. м<sup>3</sup> природного газу на рік.

Крім того, досягається також економія від скорочення витрат на оплату праці з обов'язковими нарахуваннями та податками.

Загальна економія природного газу внаслідок реалізації даних заходів становитиме 197,89 тис. м<sup>3</sup>.

Запровадження диспетчеризації котельні дозволить скоротити витрати на оплату праці у розмірі 84,693 тис. грн. на рік.

Загальна сума економії становитиме 1 970,167 тис. грн. на рік. Крім того, це дозволить забезпечити стабільність проходження опалювальних сезонів, з огляду на технічні проблеми котельні по вул. Індустріальна, 14-Б.

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
						129
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Правил користування тепловою енергією» від 3 жовтня 2007 р. №1198. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1198-2007-п#Text>

2. Наказ Міністерства палива та енергетики України «Про затвердження Правил технічної експлуатації теплових установок і мереж» від 14.02.2007 р. №71. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0197-07#Text>

3. Наказ Міністерства соціальної політики «Про затвердження Правил охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском» від 05.03.2018 р. №333. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0433-18#Text>

4. ДБН В.2.6-31:2016 95 «Теплова ізоляція будівель»: – К.: Міністерство регіонального розвитку та будівництва України, 2017. – 37 с. Режим доступу: <https://tinyurl.com/s7a8x2pk>

5. ДБН В.2.5-39:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі». – К.: Міністерство регіонального розвитку та будівництва України, 2009. – 83 с. Режим доступу: <https://tinyurl.com/444m5sav>

6. ДБН В.2.5-64:2012 «Внутрішній водопровід та каналізація. Частина Ч. Проектування. Частина II. Будівництво». – К.: Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України, 2013. – 134 с. Режим доступу: <https://tinyurl.com/ysvafexf>

7. ДБН В.2.5-67:2013 «Опалення, вентиляція та кондиціонування. – К.: Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України, 2013. – 149 с. Режим доступу: [https://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2016/04/DBN\\_V.2.5-67\\_2013.pdf](https://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2016/04/DBN_V.2.5-67_2013.pdf)

8. ДБН В.2.5–77:2014. «Котельні». К.: Міністерство регіонального розвитку та будівництва України, 2014. – 53 с. Режим доступу: <https://tinyurl.com/ytza3cxd>

									Аркуш
									130
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

9. ДБН В.2.5-20-2018 «Газопостачання». К.: Міністерство регіонального розвитку та будівництва України, 2019. – 115 с. Режим доступу: <https://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2019/04/V2520-20181.pdf>

10. ДБН В.2.2-15:2019 «Житлові будинки. Основні положення». К.: Міністерство регіонального розвитку та будівництва України, 2019. – 43 с. Режим доступу: <https://tinyurl.com/ycbsxeaa>

11. ДСТУ-Н Б В.2.5-35:2007 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі та мережі гарячого водопостачання з використанням попередньо теплоізолюваних трубопроводів. Настанова з проектування, монтажу, приймання та експлуатації». – К.: Міністерство регіонального розвитку та будівництва України, 2008. – 103 с. Режим доступу: [https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu\\_n\\_b\\_v\\_2\\_5\\_35\\_2007/5-1-0-1629](https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_n_b_v_2_5_35_2007/5-1-0-1629)

12. ДСТУ-Н Б В.1.1.-27:2010. Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія. – К.: Міністерство регіонального розвитку та будівництва України, 2011. – 127 с. Режим доступу: [https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu\\_b\\_v\\_1\\_1\\_27\\_2010/5-1-0-929](https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_27_2010/5-1-0-929)

13. ДСТУ Б А.2.2-12:2015 «Енергетична ефективність будівель. Метод розрахунку енергоспоживання при опаленні, охолодженні, вентиляції, освітленні та гарячому водопостачанні». – К.: Міністерство регіонального розвитку та будівництва України, 2015. – 145 с. Режим доступу: [http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=61634](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=61634)

14. КТМ 204 Україна 244-94 Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні. К.: УкрНДІнжпроект, 1993 – 376 с. Режим доступу: <https://tinyurl.com/3hsjhvpx>

15. СНиП 2.04.14-88 «Теплова ізоляція обладнання і трубопроводів» М.: НДПП «Теплопроект» Режим доступу: <https://tradeizol.com.ua/sites/default/files/2snip-2.04.14-88.pdf>

16. Бажан П.И. и др. Справочник по теплообменным аппаратам. – М.: Машиностроение, 1989. – 368с. Режим доступу: <https://tinyurl.com/3h9uk6fr>

									Аркуш
									131
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата				601-МНТ-9772257-КМР	

17. Бакластов А.М. и др. Проектирование, монтаж и эксплуатация теплообменных установок: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 336с. Режим доступа: <http://www.zodchii.ws/books/info-891.html>

18. Визначення теплового навантаження будівель та вибір системи тепlopостачання: навч. посіб. / В. В. Дубровська, В. І. Шкляр. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 116с. Режим доступа: <https://tinyurl.com/2yvb5sbw>

19. Водогрійні котельні для систем децентралізованого та помірнo-централізованого тепlopостачання: навч. посіб. для студентів спеціальності 144«Теплоенергетика»/ М.Ф. Боженко; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.–170с. Режим доступа: <https://tinyurl.com/5ft5a9ue>

20. Когенераційні технології в малій енергетиці. В. А. Малярєнко, О. Л. Шубєнко, С. Ю. Андрєєв, М. Ю. Бабак, О. В. Сенєцький. Харків, ХНУМГ ім. О. М. Бєкетова, 2018, 455. – Режим доступа: <https://core.ac.uk/download/pdf/162019489.pdf>

21. Манюк В.И. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник». М.: Стройиздат, 1988г. — 432 с. Режим доступа: <http://books.totalarch.com/n/0764>

22. Національна енергетична компанія «Укрєнерго». [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <https://ua.energy/>

23. Проектирование тепловых сетей (Справочник проектировщика) под. ред. Николаева А.А М.: Инженерные сети, 1965г. – 361с. Режим доступа: <https://tinyurl.com/442re8yd>

24. Справочник по теплоснабжению и вентиляции. Книга 1. Отопление и теплоснабжение. Щекин Р.В. и др. Издательство К.: «Будівельник», 1976р. 418 с. Режим доступа: <https://tinyurl.com/2bsxxy7y>

25. Теплоснабжение: Учебник для вузов/ А. А. Ионин, Б. М. Хлыбов, В. Н. Братєнков, Е. Н. Терлецькая; Под ред. А. А. Ионина. — М.: Стройиздат, 1982 г – 337с. Режим доступа: <https://tinyurl.com/26ah69mh>

26. Українська енергетична біржа. [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ueex.com.ua/presscenter/news/osoblivosti-vitchiznyanogo-virobnitstva-elektroenergii/>

									Аркуш
									132
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата					

27. Темнохуд І.О., Маляренко В.А., Андрєєв С.Ю. Перспективи і шляхи виробництва електроенергії на котельнях за рахунок когенерації // Новітні технології в електроенергетиці: V Міжнародна наук. техніч. інтернет-конф. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2015. С. 5-9. Режим доступу: <https://tinyurl.com/mws5v83y>

28. Ривкин С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара. / С. Л. Ривкин, А. А. Александров– М.; Энергия, 1980. – 424 с. Режим доступу: <https://tinyurl.com/yj28hyd9>

29. Темнохуд І.О. Електротехнічна структура перетворення котельні в Міні-ТЕЦ // Комунальне господарство міст, 2015. № 121. с. 90-94. Режим доступу: <https://tinyurl.com/mwc47z4m>

30. Темнохуд І.О., Андрєєв С.Ю., Маляренко В.А., Шубенко О.Л., Бабак М.Ю., Сенецький О.В. Дослідження перспектив впровадження когенераційних технологій в комунальній енергетиці України // Східно-Європейський журнал передових технологій, 2015. № 8 (74). Т. 2. С. 11-17. Режим доступу: <https://tinyurl.com/mst872ad>

31. Физические величины. Справочник. А.П. Бабичев, Н.А. Бабушкина, А.М. Братковский и др.; Под ред. И.С. Григорьева, Е.З. Мейлихова.- М.:Энергоатомиздат, 1991. - 1232 с. Режим доступу: <https://tinyurl.com/4mkuayh8>

32. Технічні дані продукції з офіційних інтернет ресурсів: <http://www.lota.ua>, <http://www.lowara-td.com.ua>, <http://aquasystem.kiev.ua>, <http://www.mekson.kiev.ua>,

					601-МНТ-9772257-КМР	Аркуш
Ізм.	Аркуш	№ докум	Підпис	Дата		133

## ПЕРЕЛІК МАТЕРІАЛІВ ГРАФІЧНОЇ ЧАСТИНИ

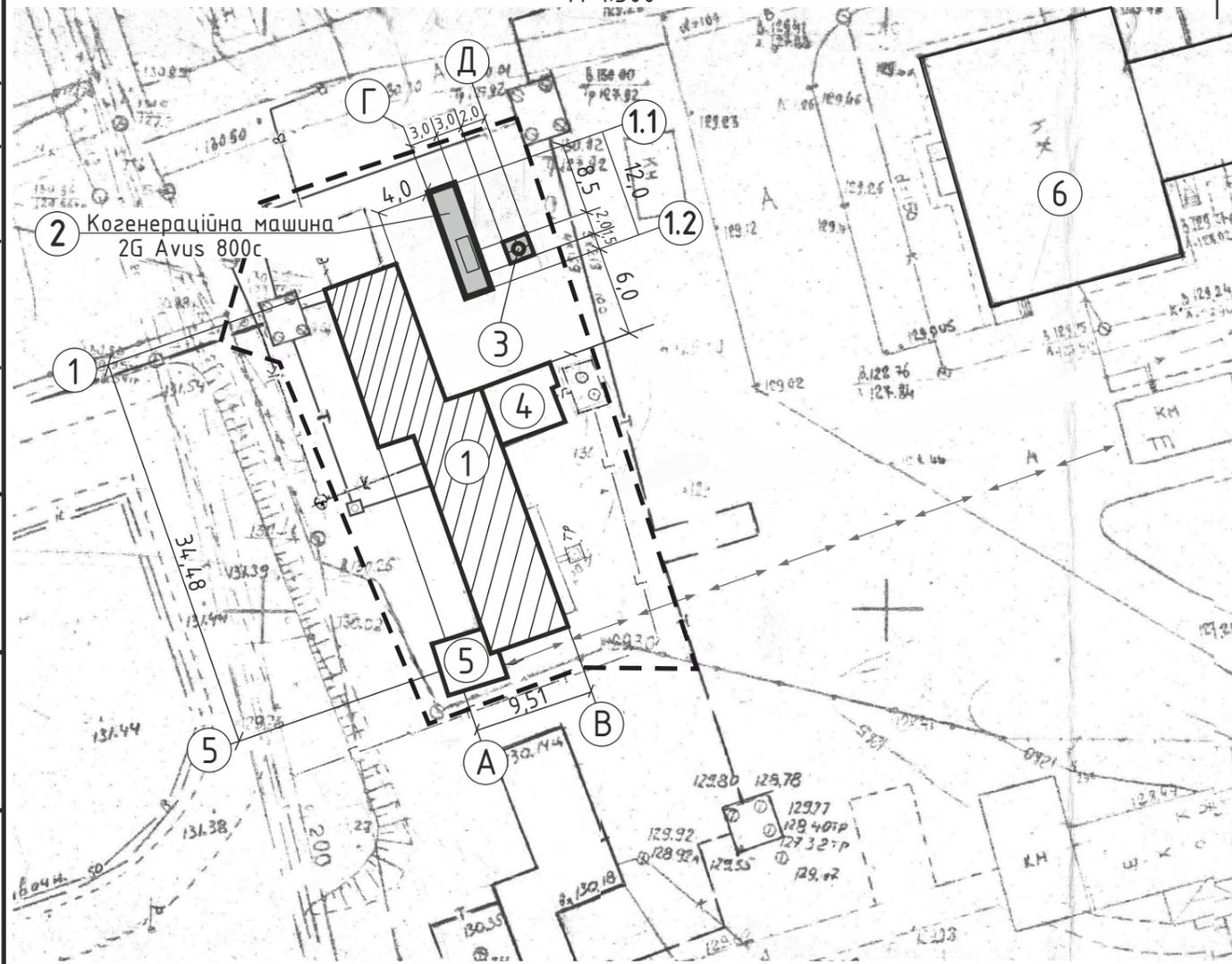
Аркуш	Найменування	Примітка
1	3	3
1	Генеральний план	
2	План-схема теплових мереж	
3	Схема теплових мереж котельні	
4	Поздовжний профіль ділянки теплової мережі	
5	Графіки витрат теплоти. Температурний графік роботи котельні	
6	Тепломеханічна схема котельні	
7	План розташування обладнання	
8	План розташування трубопроводів	
9	Розташування трубопроводів. Розріз 1-1	
10	Розташування трубопроводів. Розріз 2-2	
11	Розташування трубопроводів. Розріз 3-3	
12	Розташування трубопроводів. Розріз 4-4	
13	Розташування трубопроводів. Розрізи 5-5, 6-6, 7-7	
14	План розташування обладнання систем опалення та вентиляції	
15	АксонOMETрична схема системи опалення	
16	Фрагмент плану території котельні з розміщенням когенераційної установки	
17	Приєднання когенераційної установки до димової труби. Вид А	

Ситуаційний план  
М 1:5000



Котельня по вул.  
Індустріальна, 14-Б

Генеральний план  
М 1:500



Експлікація будівель та споруд

№ на плані	Найменування	Примітка
1	Котельня, що підлягає реконструкції	Існуюча
2	Когенераційна установка	Проектуєма
3	Димова труба для когенераційної установкою	Проектуєма
4	Газорозподільний пункт	Існуючий
5	Трансформаторна підстанція	Існуюча
6	Будівля гуртожитку по вул. Осипенко, 2а	Існуюча

Техніко-економічні показники

№ на плані	Найменування	Кількість
1	Площа ділянки	992 м <sup>2</sup>
2	Площа забудови під котельнею	190,8 м <sup>2</sup>
3	Будівельний об'єм котельні	801,5 м <sup>3</sup>
4	Площа забудови під когенераційною установкою	36,0 м <sup>2</sup>

Умовні позначення:

-  Існуючі споруди та будівлі
-  Будівля, що підлягає реконструкції
-  Проектуємі споруди
-  Існуюче асфальтобетонне покриття
-  Межа проектування

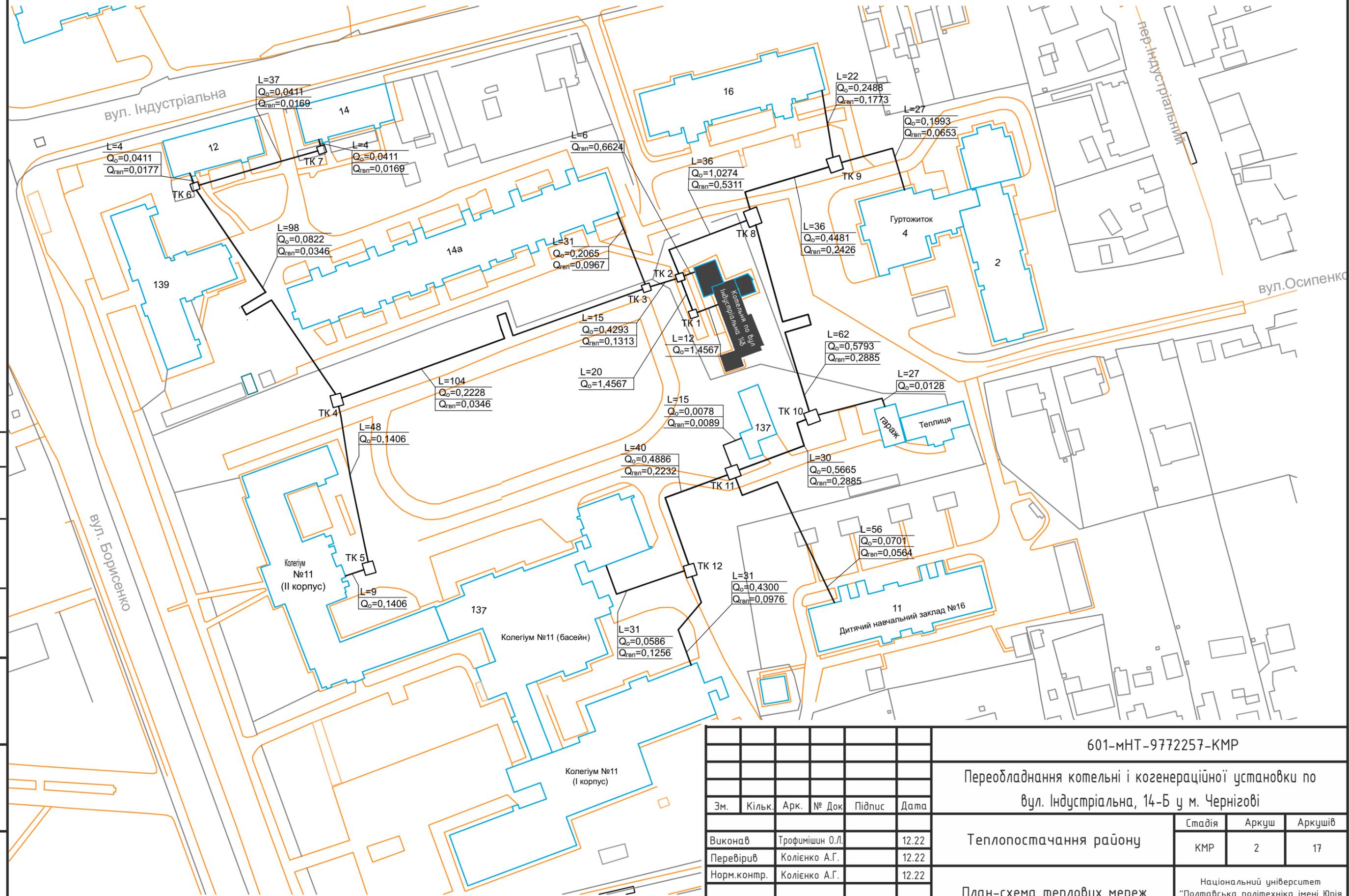
- Дане креслення розроблене на підставі топографічного знімання.
- За відм. 0.000 прийнято відмітку чистої підлоги 1-го поверху.
- Розміри та відмітки дані в метрах.

Погоджено:

Копіював  
інв. № ор. Підпис і дата  
Зам. інв. №

						601-МНТ-9772257-КМР		
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові		
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата	Стадія	Аркуш	Аркушів
Виконав				Трофимішин О.Л.	12.22	КМР	1	17
Перевірив				Колієнко А.Г.	12.22			
Норм.контр.				Колієнко А.Г.	12.22			
Зав. кафедр.						Генеральний план		
Голік Ю.С.						Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		

# План-схема теплових мереж

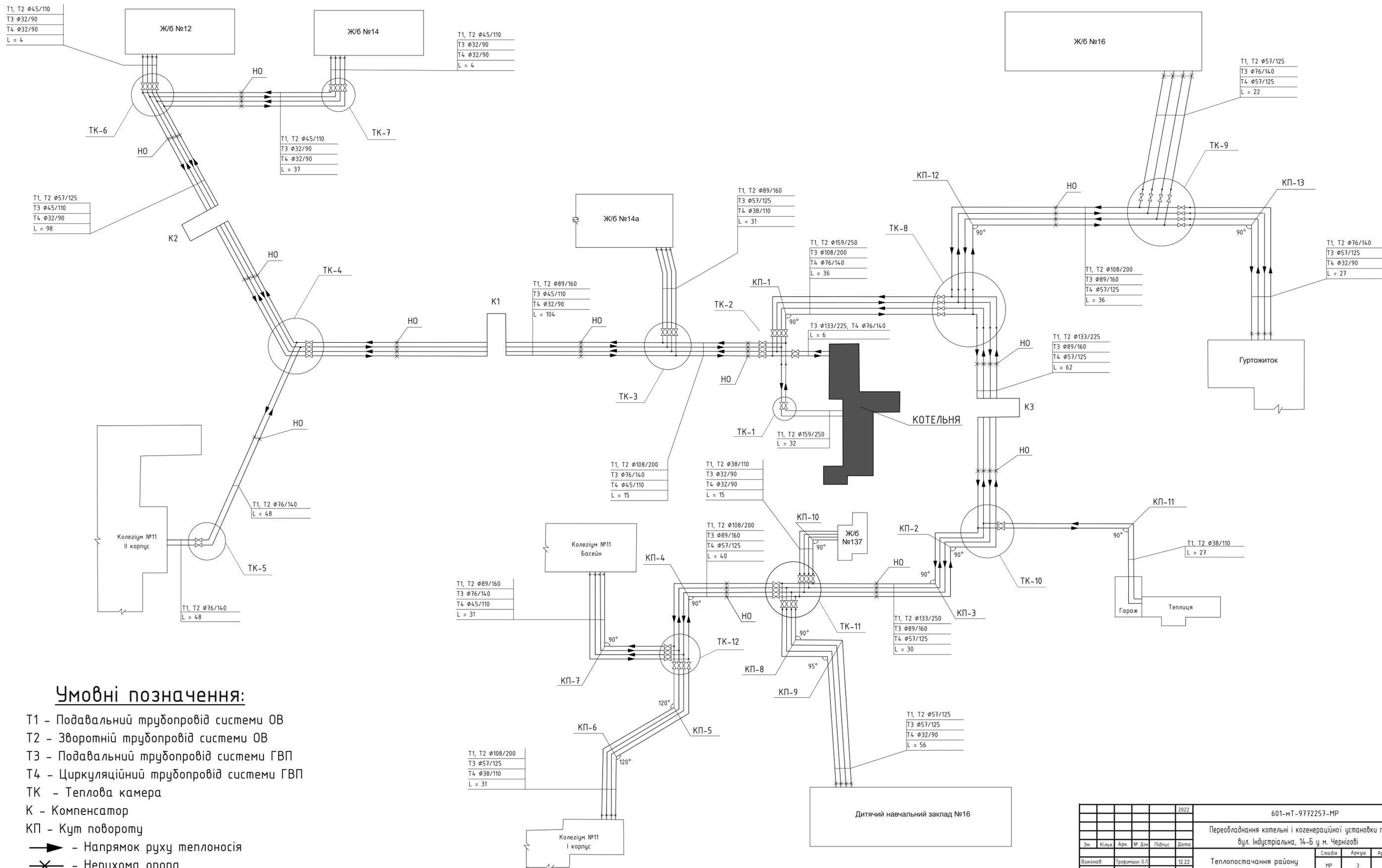


Погоджено:	
Копіював	
інв. № ор.	
Підпис і дата	
Зам. інв. №	
Формат А3	

Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата
Виконав		Трофимішин О.Л.			12.22
Перевірив		Колієнко А.Г.			12.22
Норм.контр.		Колієнко А.Г.			12.22
Зав. кафедр.		Голік Ю.С.			12.22

601-МНТ-9772257-КМР		
Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові		
Теплопостачання району	Стадія	Аркуш
	КМР	2
План-схема теплових мереж	Аркушів	17
Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		

# Схема теплових мереж



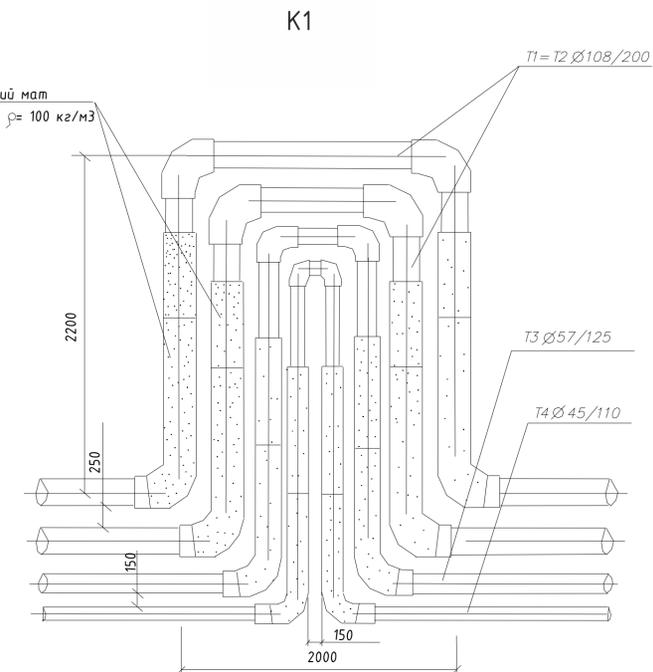
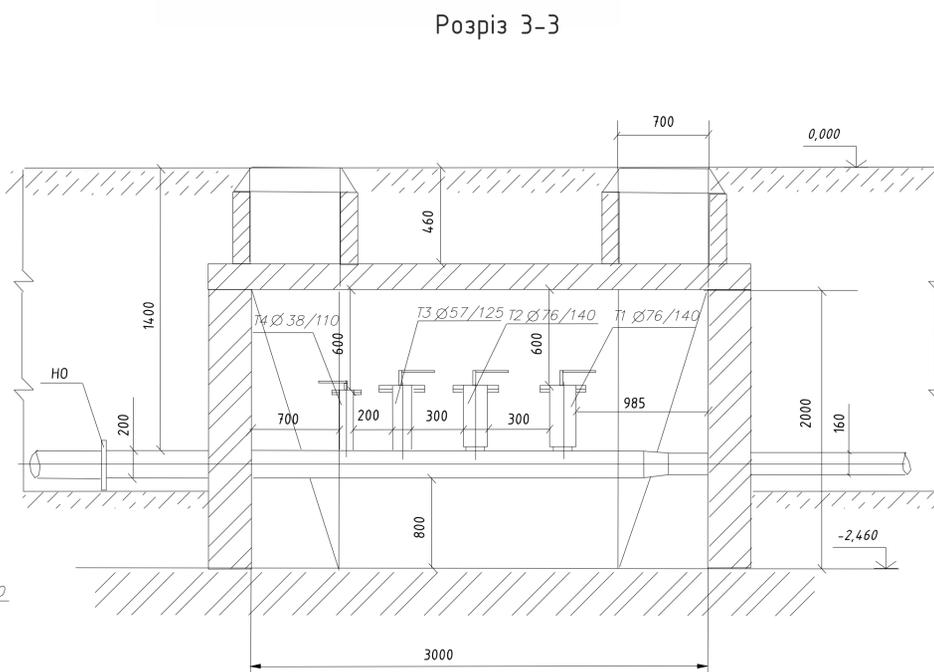
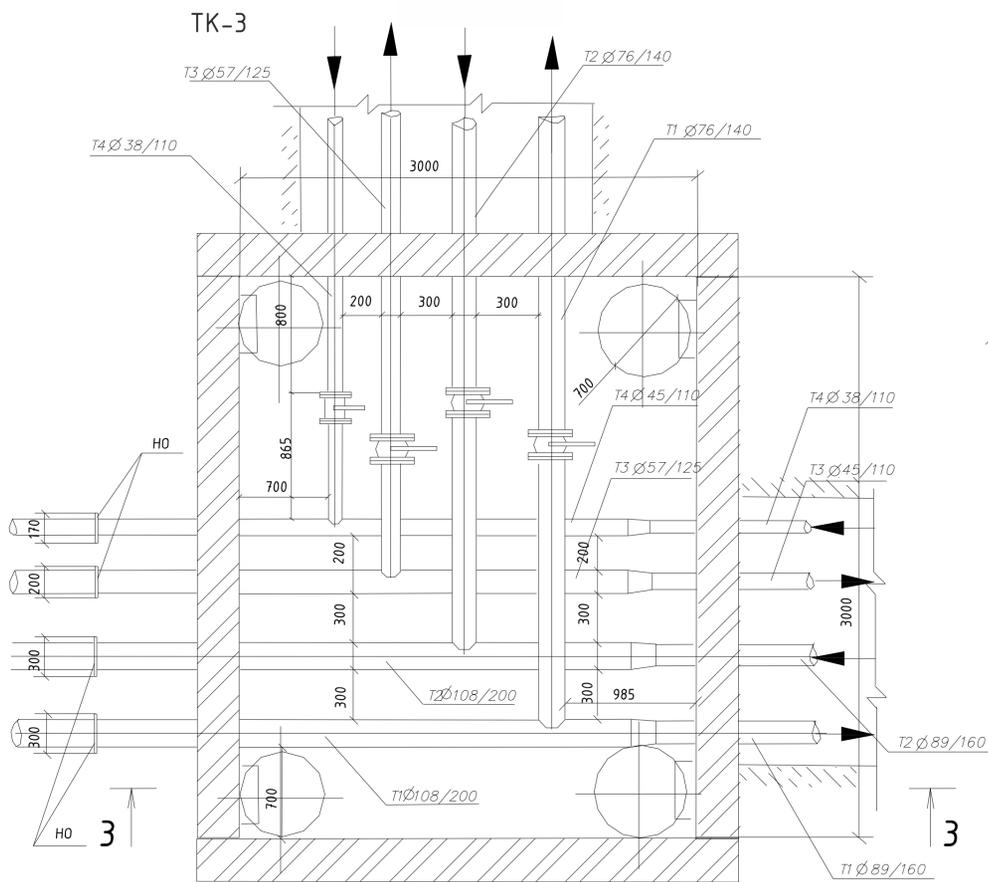
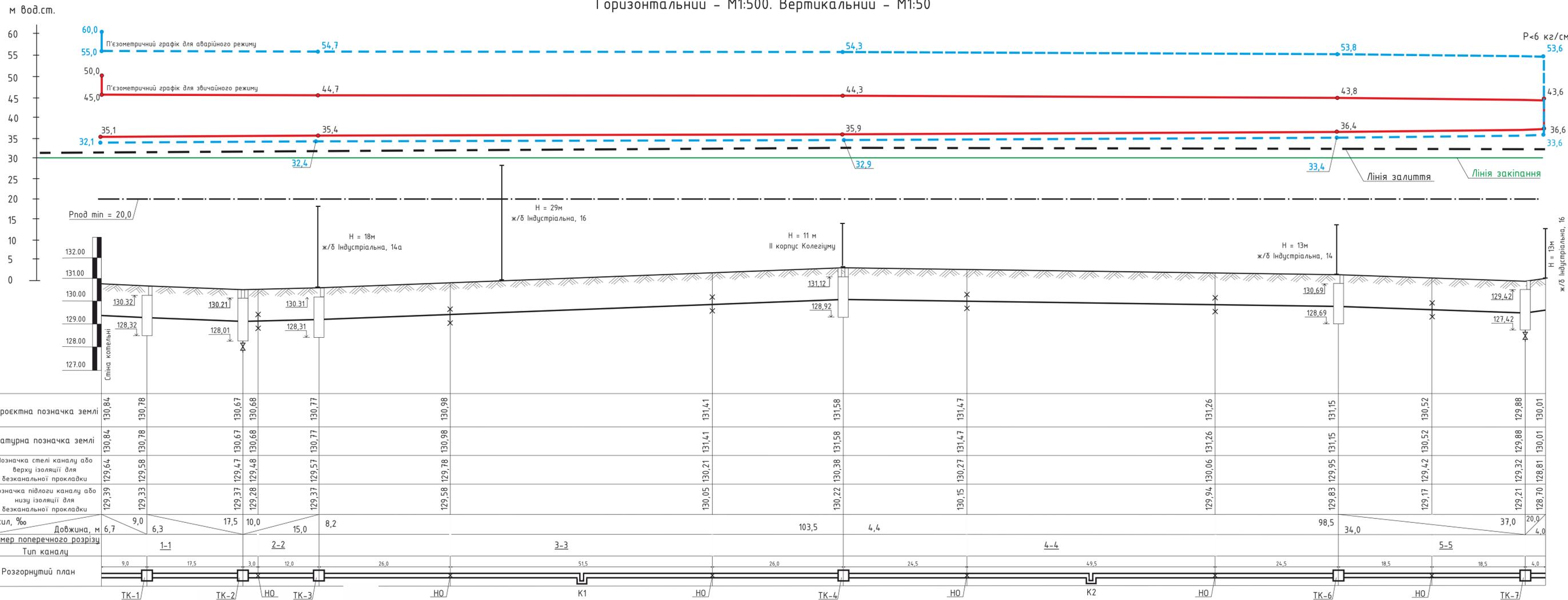
## Умовні позначення:

- T1 - Подавальний трубопровід системи ОВ
- T2 - Зворотній трубопровід системи ОВ
- T3 - Подавальний трубопровід системи ГВП
- T4 - Циркуляційний трубопровід системи ГВП
- TK - Теплова камера
- K - Компенсатор
- КП - Кут повороту
- ➔ - Напрямок руху теплоносія
- ✕ - Нерухома опора

					2022	601-МТ-9772257-МР		
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові		
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док.	Підпис	Дата	Склад	Аркш.	Аркш.
Виконав	Трофимчук О.Л.				12.22	МР	3	17
Перевірив	Колесник А.Г.				12.22			
Норм.контр.	Колесник А.Г.				12.22			
Схема теплових мереж						Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		
Зав. кафедр.	Голік Ю.С.				12.22			

Поздовжній профіль ділянки теплової мережі  
Горизонтальний - М1:500. Вертикальний - М1:50

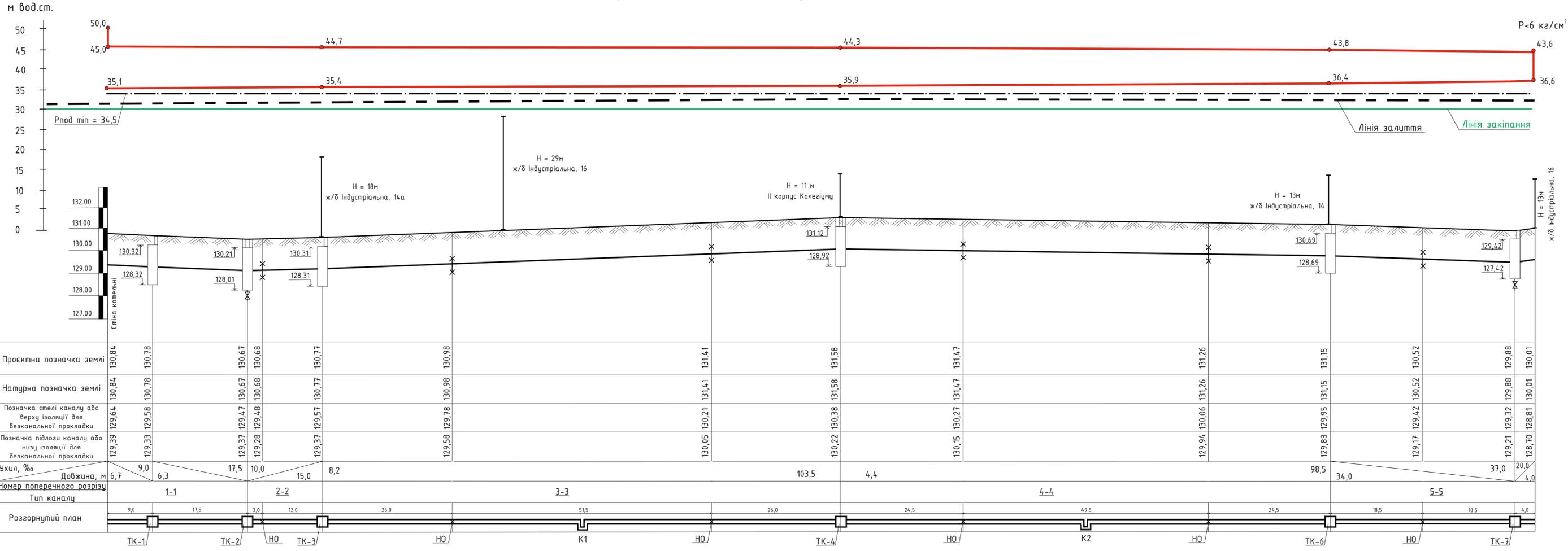
Р < 6 кг/см<sup>2</sup>



					2022	601-МТ-9772257-МР		
					Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернівці			
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док.	Підпис	Дата	Теплоспостачання району		
Виконав	Трофимчук О.Л.				12.22	МР	Аркшв	Аркшв
Перевірив	Колєнко А.Г.				12.22	МР	4	10
Норм.контр.	Колєнко А.Г.				12.22	Поздовжній профіль ділянки теплової мережі		
Зав. кафедр	Голік Ю.С.				12.22	Национальний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		

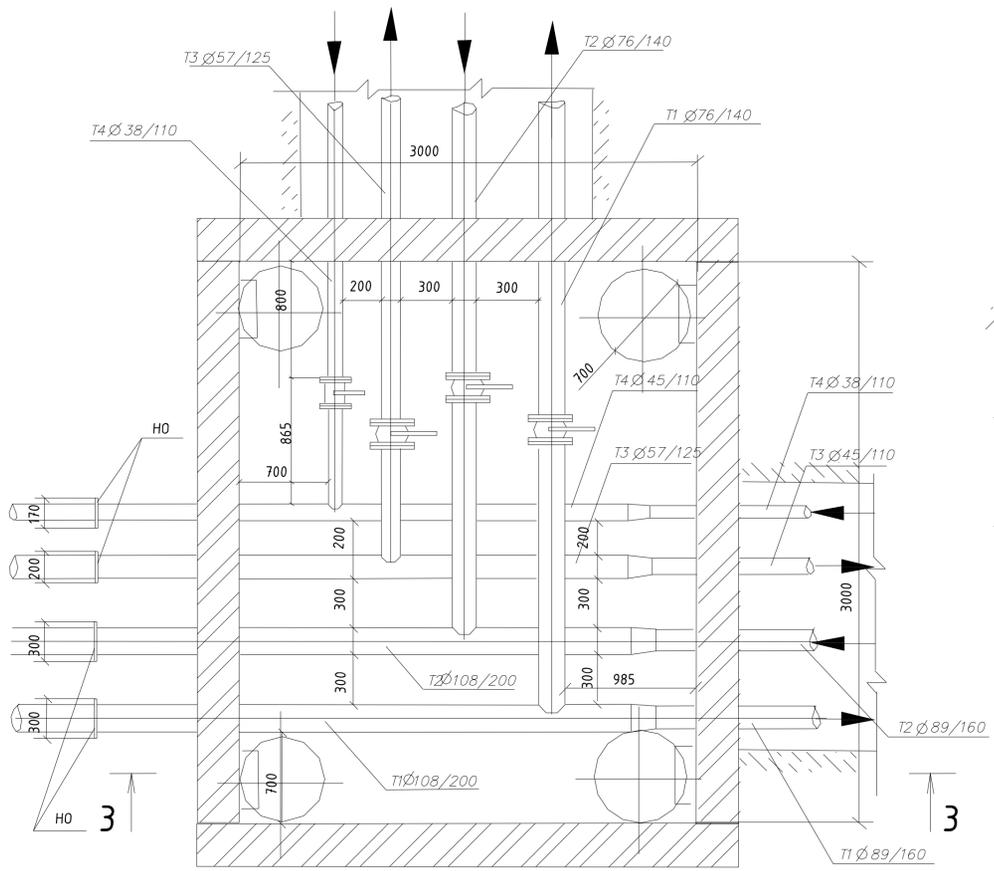
Формат А1  
Лист № 01  
Копіює  
Лінійна дата  
Зам. № 18

Поздовжній профіль ділянки теплової мережі  
Горизонтальний - М1:500. Вертикальний - М1:50

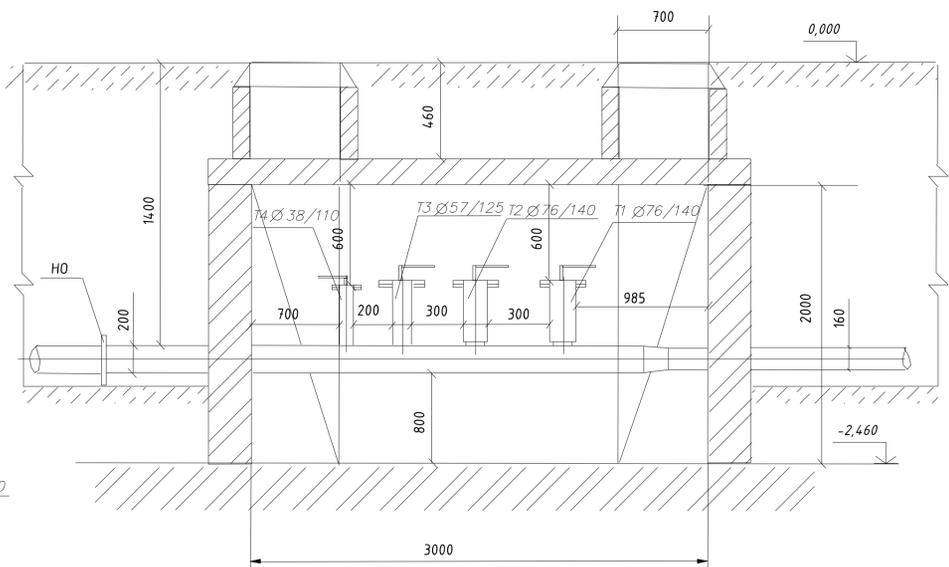


Проектна позначка землі	130,84	130,78	130,67	130,68	130,77	130,98	131,41	131,58	131,47	131,26	131,15	130,52	129,88	130,01
Натурна позначка землі	130,84	130,78	130,67	130,68	130,77	130,98	131,41	131,58	131,47	131,26	131,15	130,52	129,88	130,01
Позначка стелі каналу або верху ізоляції для безканальної прокладки	129,64	129,58	129,47	129,48	129,57	129,78	130,21	130,38	130,27	130,06	129,95	129,42	129,32	129,81
Позначка підлоги каналу або низу ізоляції для безканальної прокладки	129,39	129,33	129,31	129,28	129,31	129,58	130,05	130,22	130,15	129,94	129,83	129,17	129,21	128,70
Ухил, %	6,7	9,0	6,3	17,5	10,0	15,0	8,2	103,5	4,4	49,5	24,5	98,5	34,0	37,0
Довжина, м	6,7	9,0	6,3	17,5	10,0	15,0	8,2	103,5	4,4	49,5	24,5	98,5	34,0	37,0
Номер поперечного розрізу		1-1	2-2		3-3				4-4			5-5		
Тип каналу		HO												
Розгорнутий план	9,0	17,5	3,0	12,0	26,0	51,5	26,0	24,5	49,5	24,5	18,5	18,5	4,0	

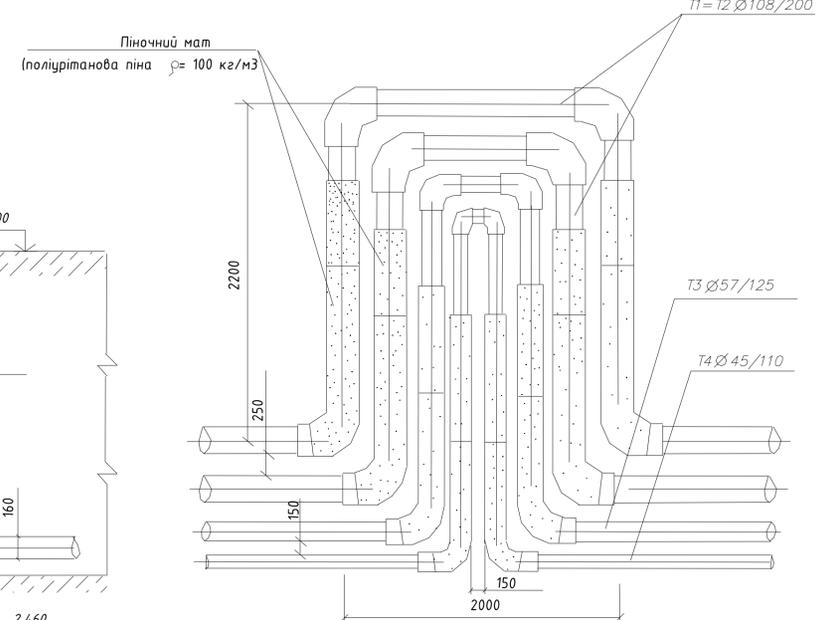
TK-3



Розріз 3-3



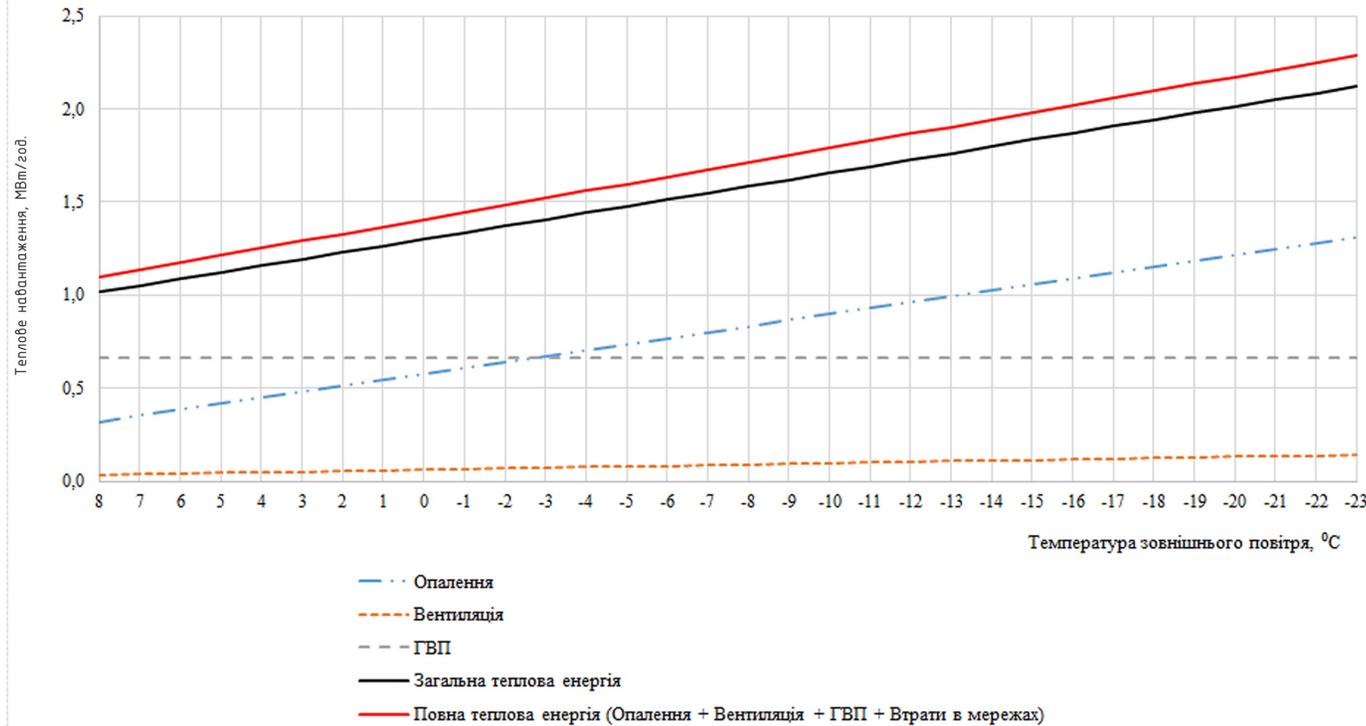
K1



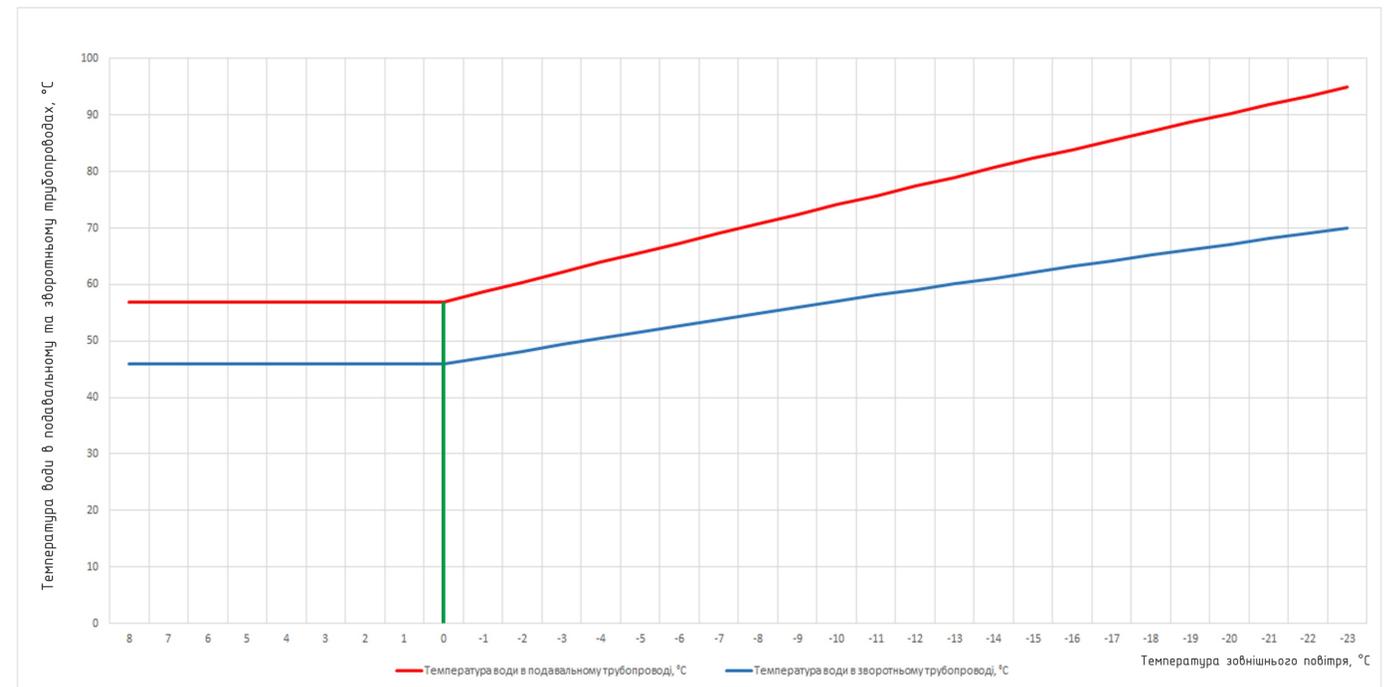
					2022	601-МТ-9772257-МР		
					Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернівці			
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док.	Підпис	Дата	Теплоспостачання району		
Виконав	Трофімчук О.Л.				12.22	МР	Аркш	АркшВ
Перевірив	Колєнко А.Г.				12.22	4	10	
Норм.контр.	Колєнко А.Г.				12.22	Поздовжній профіль ділянки теплової мережі		
Зав. кафедр	Голік Ю.С.				12.22	Национальний університет "Полтавська політехнічна імені Юрія Кондратюка"		

Формат А1  
Лист № 01  
Копіює  
Лінійна  
Зам. № 18

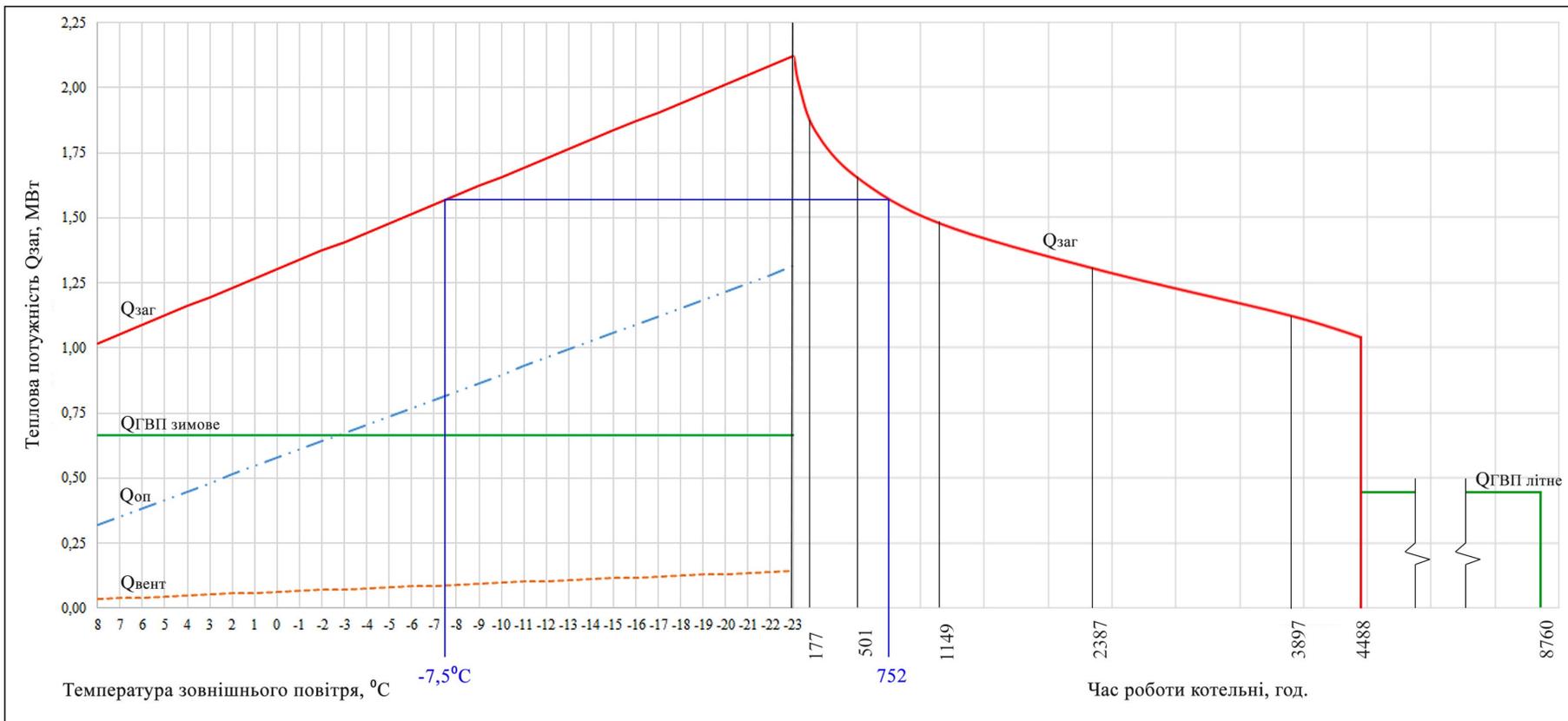
Залежність кількості виробленої теплоти від зовнішньої температури



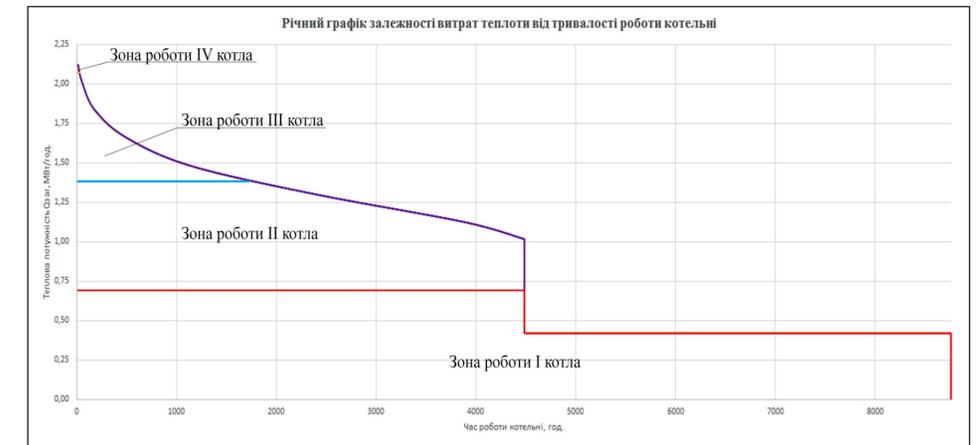
Графіки температури теплоносія для розрахункового перепаду 95/70°C та дійсних температур



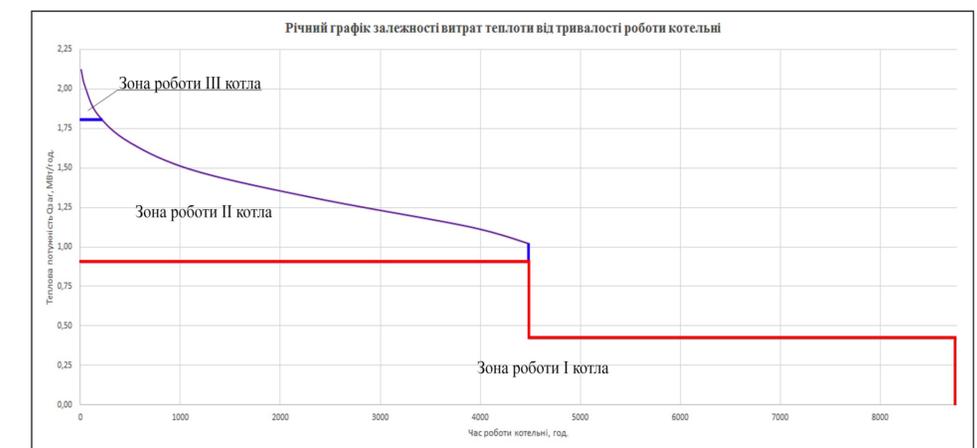
Графік роботи котельні в залежності від тривалості температур зовнішнього повітря



Річний графік залежності витрат теплоти від тривалості роботи котельні до реконструкції



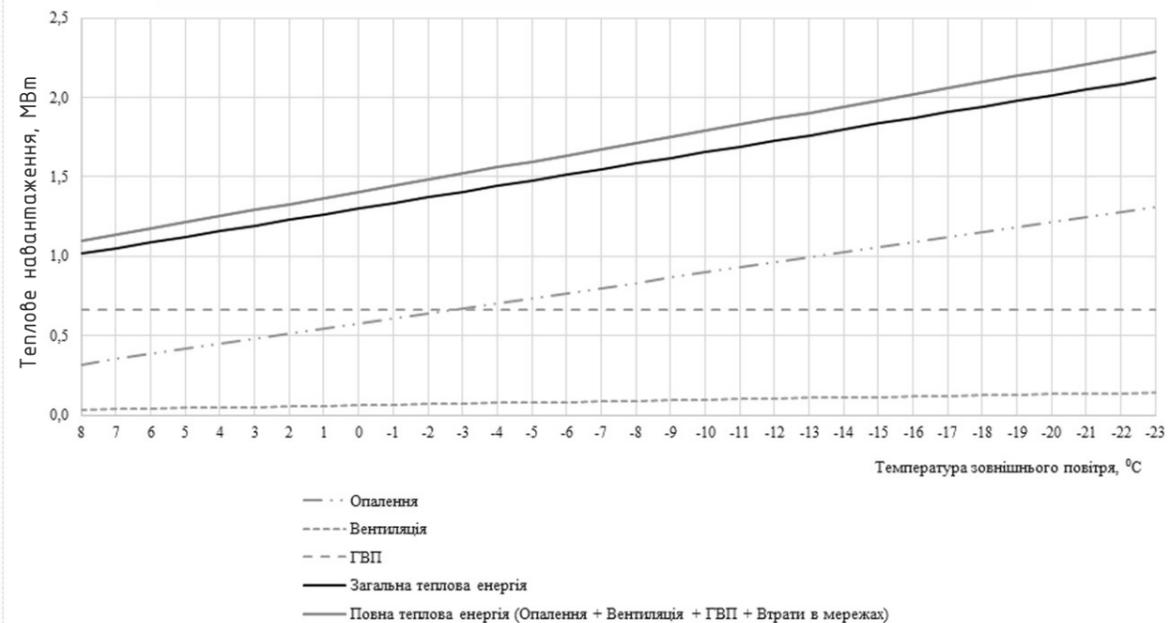
Річний графік залежності витрат теплоти від тривалості роботи котельні після реконструкції



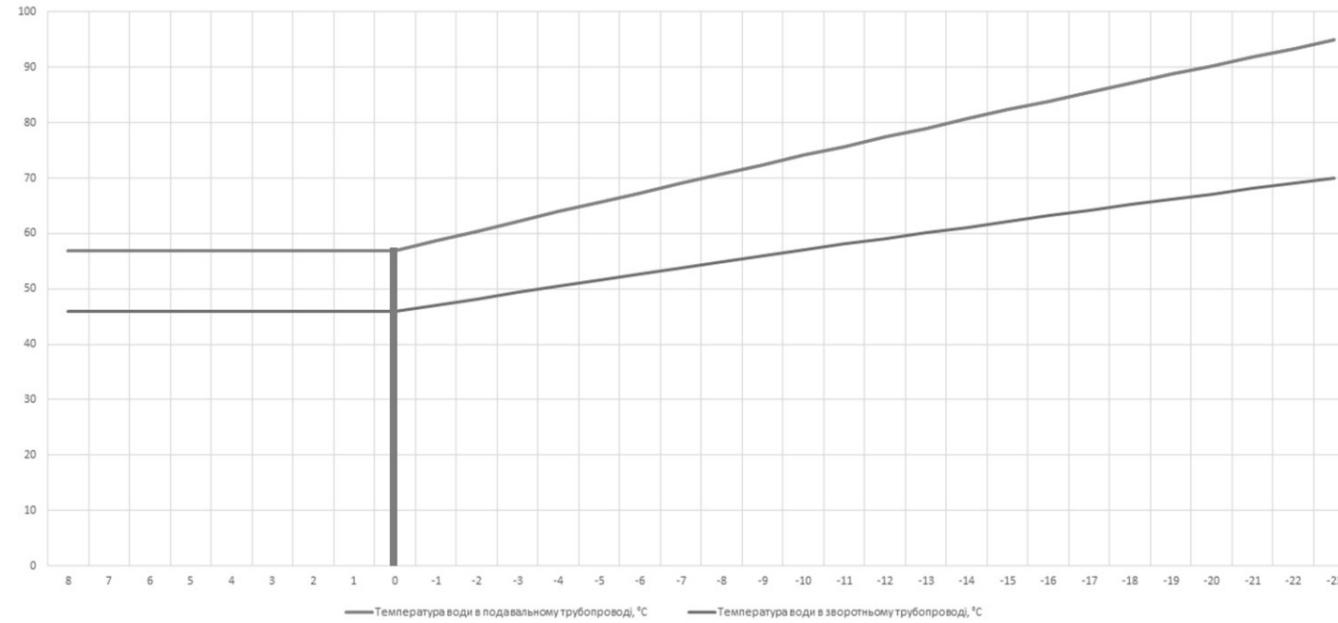
						2022	601-МТ-9772257-МР				
							Перевладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові				
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док.	Підпис	Дата	Тепломеханічні рішення котельні			Стадія	Аркш.	Аркшів
Виконав	Трофимчук О.Л.				12.22	Графіки витрат теплоти.			МР	5	17
Перевірив	Колієнко А.Г.				12.22	Температурний графік роботи котельні			Национальний університет "Полтавська політехнічна імені Юрія Кондратюка"		
Норм.контр.	Колієнко А.Г.				12.22						
Зав. кафедр.	Голік Ю.С.				12.22						

Листовий номер:   
 Копіював:   
 Формат А1   
 Мас. № ор.   
 Підпис:   
 Зам. № ор.

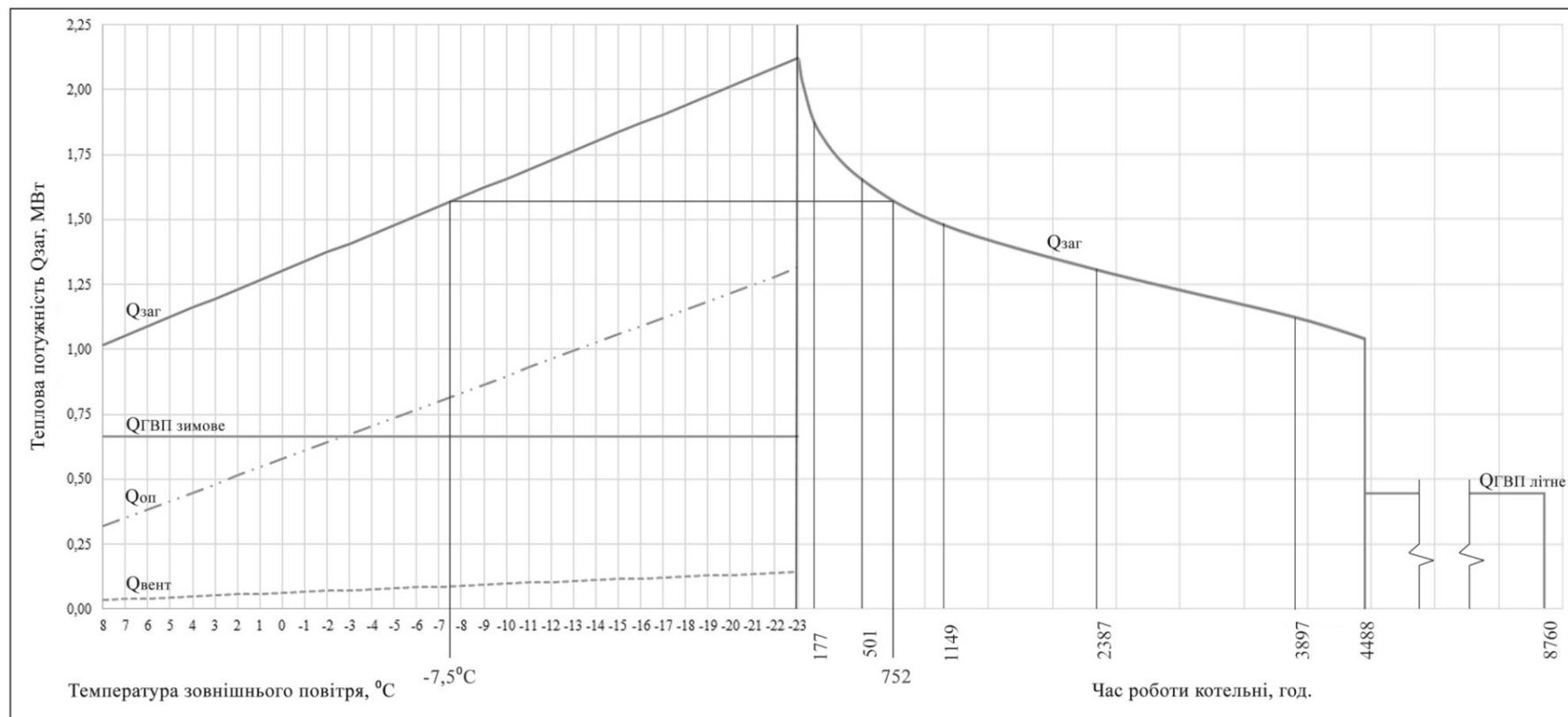
Залежність кількості виробленої теплоти від зовнішньої температури повітря



Графіки температури теплоносія для розрахункового перепаду 95/70°C та дійсних температур



Графік роботи котельні в залежності від тривалості температур зовнішнього повітря

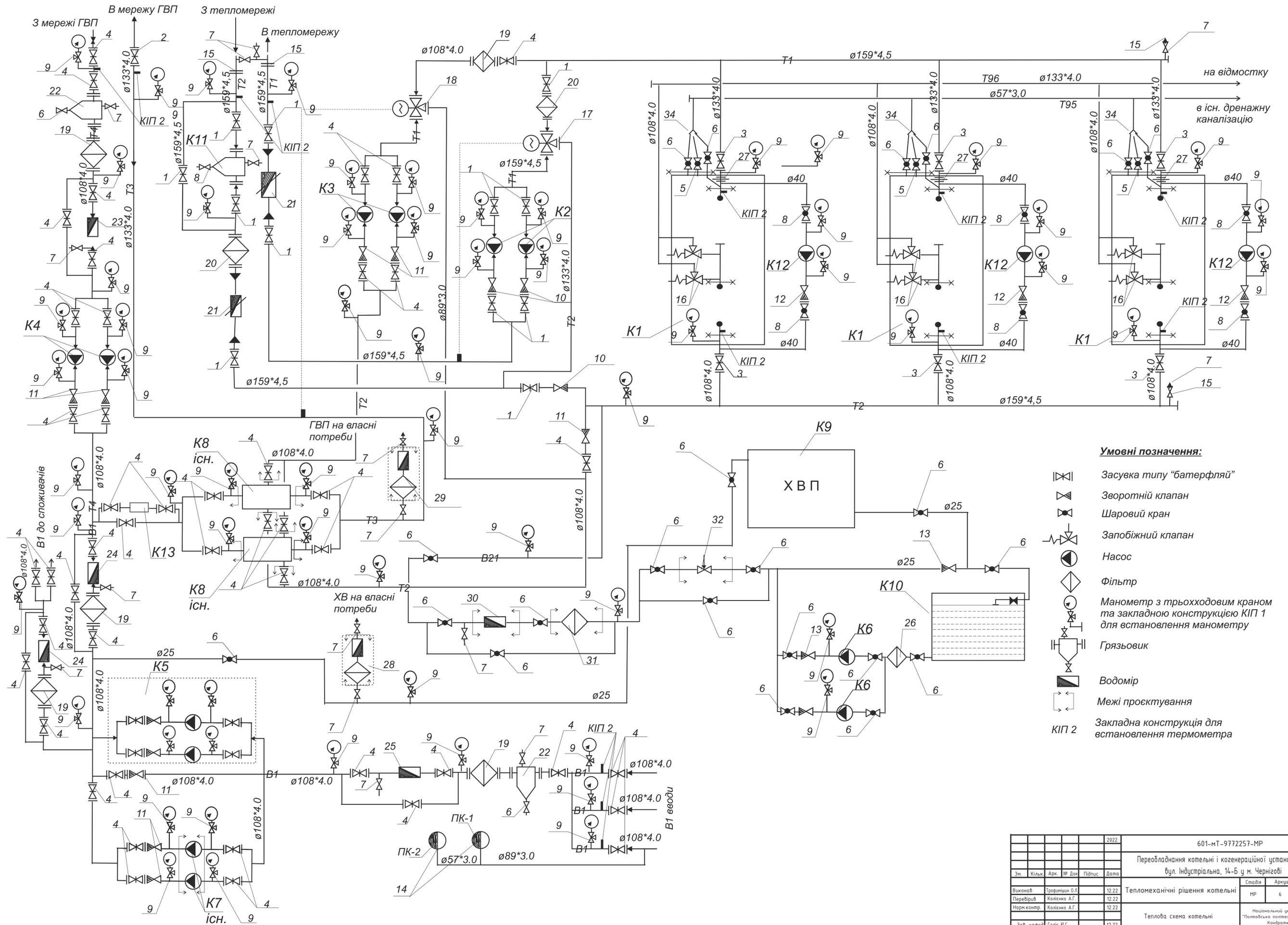


Погоджено:	
------------	--

Копіював	Зам. інв. №
Формат А3	інв. № ор.

						601-МНТ-9772257-КМР			
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові			
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата	Тепломеханічні рішення котельні	Стадія	Аркуш	Аркушів
Виконав				Трофимішин О.Л.	12.22		КМР	5	17
Перевірив				Колієнко А.Г.	12.22				
Норм.контр.				Колієнко А.Г.	12.22	Графіки витрат теплоти. Температурний графік роботи котельні	Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		
Зав. кафедр.				Голік Ю.С.	12.22				

# Теплова схема



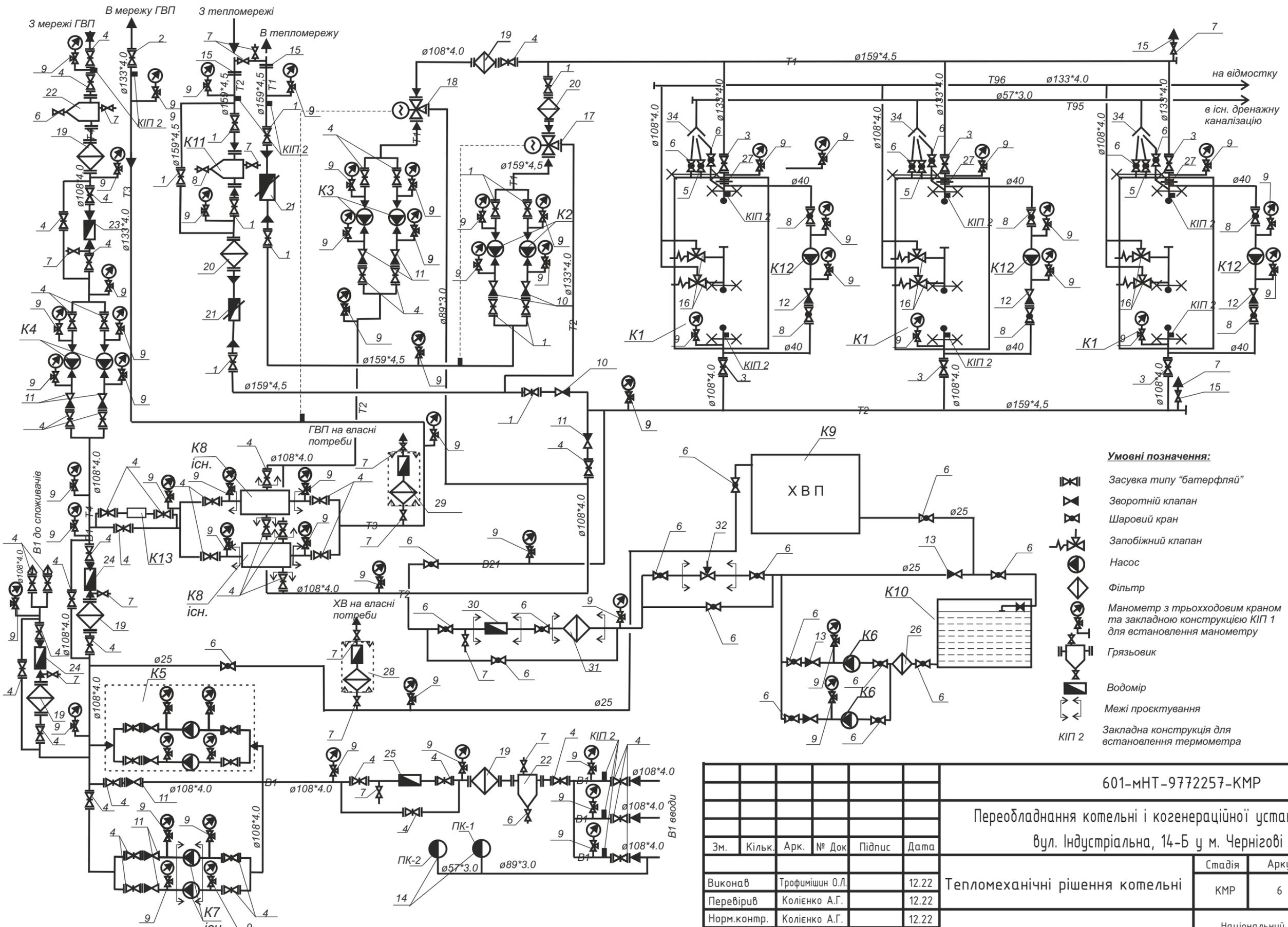
## Умовні позначення:

- Засувка типу "бабочка"
- Зворотній клапан
- Шаровий кран
- Запобіжний клапан
- Насос
- Фільтр
- Манометр з трьохходовим краном та закладною конструкцією КІП 1 для встановлення манометру
- Грязьовик
- Водомір
- Межі проєктування
- Закладна конструкція для встановлення термометра

					2022	601-МТ-9772257-МР			
					Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові				
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док.	Підпис	Дата	Тепломеханічні рішення котельні	Стадія	Аркуш	Аркушів
Виконав	Трофимчук О.Л.				12.22		МР	6	17
Перевірив	Колісник А.Г.				12.22				
Норм.контр.	Колісник А.Г.				12.22				
Зав. кафедр	Голік Ю.С.				12.22	Теплова схема котельні	Національний університет "Полтавський технічний інститут імені Юрія Кондратюка"		

Копіювання:   
 Формат А1   
 Лист № 01   
 Підпис:   
 Зам. № 18

# Тепломеханічна схема котельні

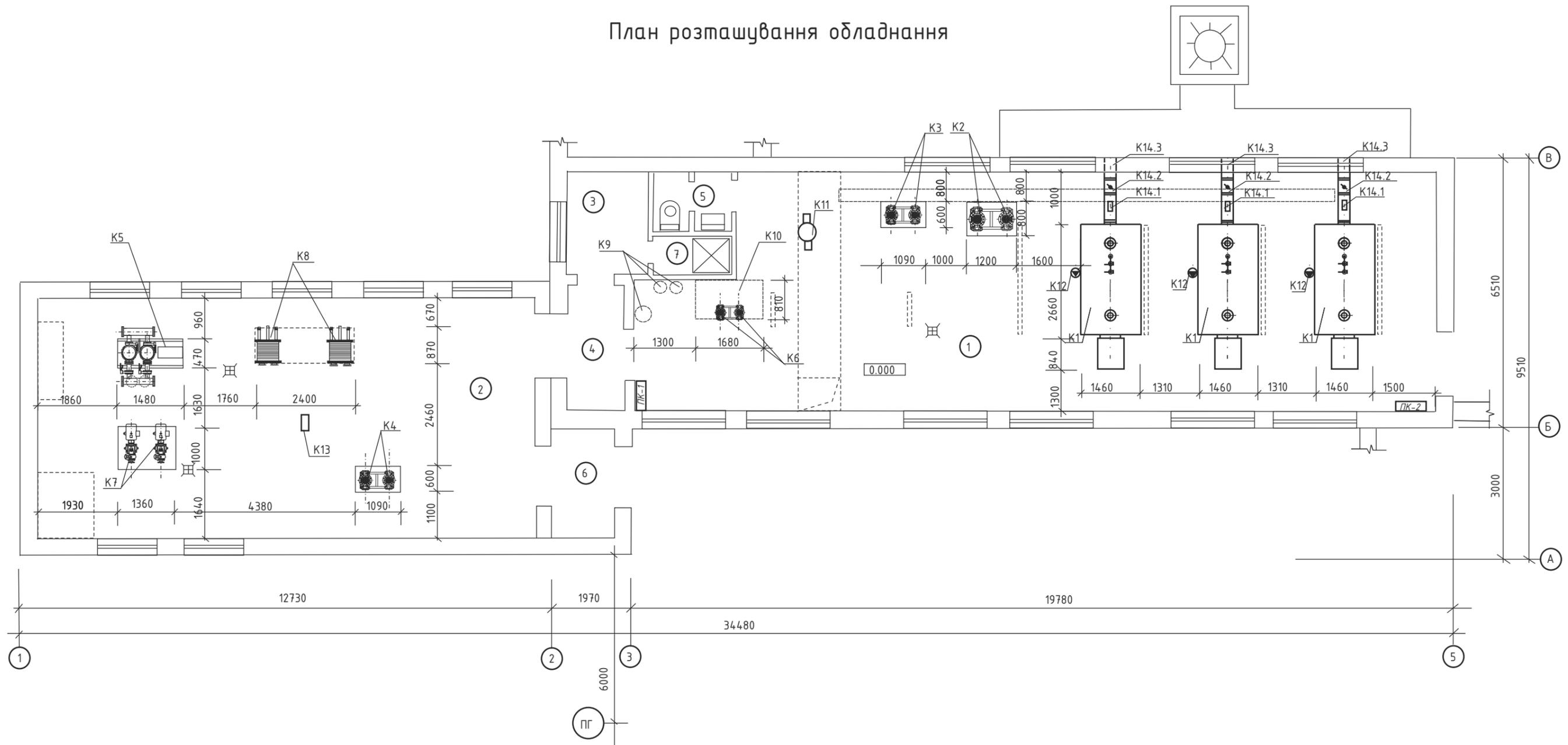


- Умовні позначення:**
- Засувка типу "батерфляй"
  - Зворотній клапан
  - Шаровий кран
  - Запобіжний клапан
  - Насос
  - Фільтр
  - Манометр з трьохходовим краном та закладною конструкцією КІП 1 для встановлення манометру
  - Грязьовик
  - Водомір
  - Межі проєктування
  - Закладна конструкція для встановлення термометра

Погоджено:	
Копіював:	
інв. № ор.	Зам. інв. №
Підпис і дата	
Формат А3	

601-МНТ-9772257-КМР					
Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові					
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата
Виконав	Трофимішин О.Л.				12.22
Перевірив	Колієнко А.Г.				12.22
Норм.контр.	Колієнко А.Г.				12.22
Зав. кафедр.	Голік Ю.С.				12.22
Тепломеханічні рішення котельні					
Стадія		Аркуш		Аркушів	
КМР		6		17	
Тепломеханічна схема котельні					
Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"					

# План розташування обладнання



## Експлікація приміщень

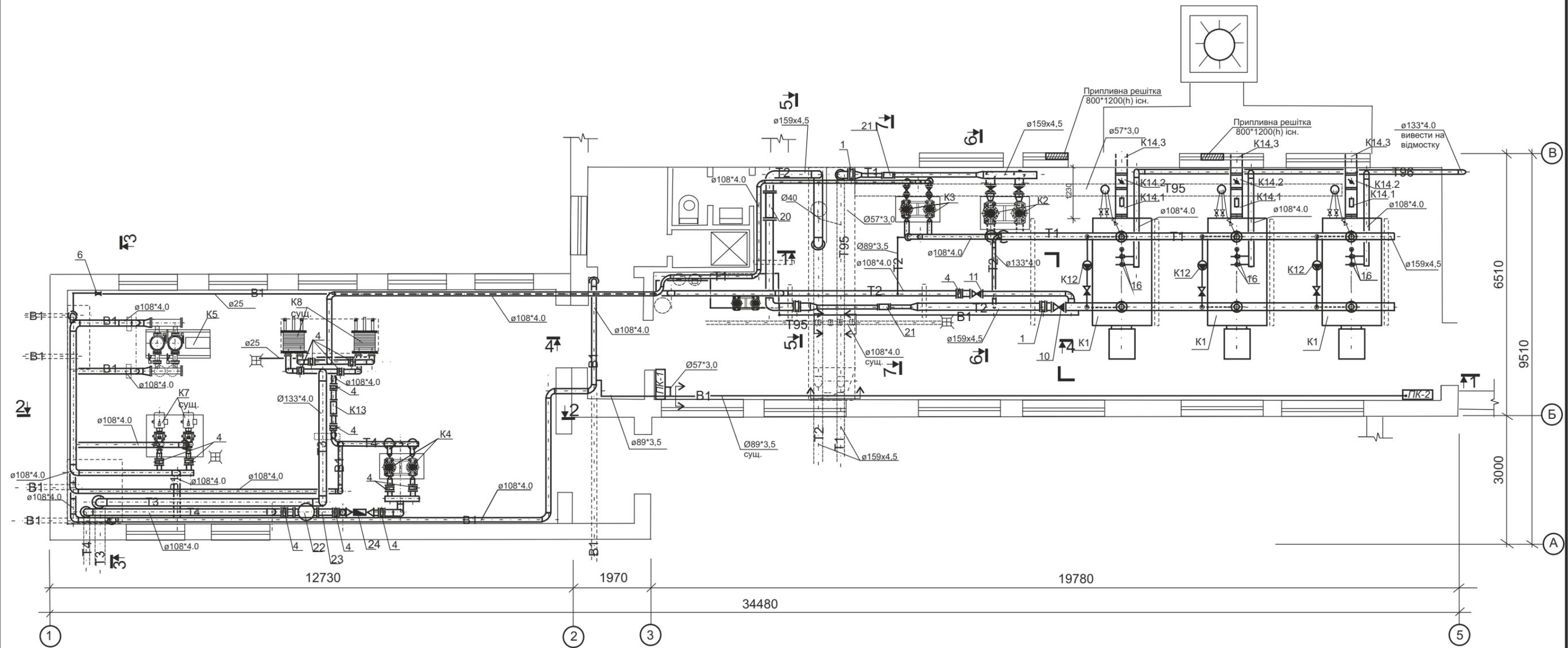
№ з/п	Найменування приміщень	Площа, м <sup>2</sup>	Примітка
1	Котельний зал	105,03	
2	Насосна	68,71	
3	Операторська	4,69	
4	Тамбур	4,37	
5	Санвузол	2,38	
6	Тамбур входу	4,06	
7	Душева	1,59	

						601-МНТ-9772257-КМР			
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові			
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата	Тепломеханічні рішення котельні	Стадія	Аркуш	Аркушів
Виконав	Трофимішин О.Л.				12.22		КМР	7	17
Перевірів	Колієнко А.Г.				12.22				
Норм.контр.	Колієнко А.Г.				12.22				
						План розташування обладнання	Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		
Зав. кафедр.	Голік Ю.С.				12.22				

Погоджено:

Копіював  
Формат А3  
інв. № ор.  
Зам. інв. №  
Підпис і дата

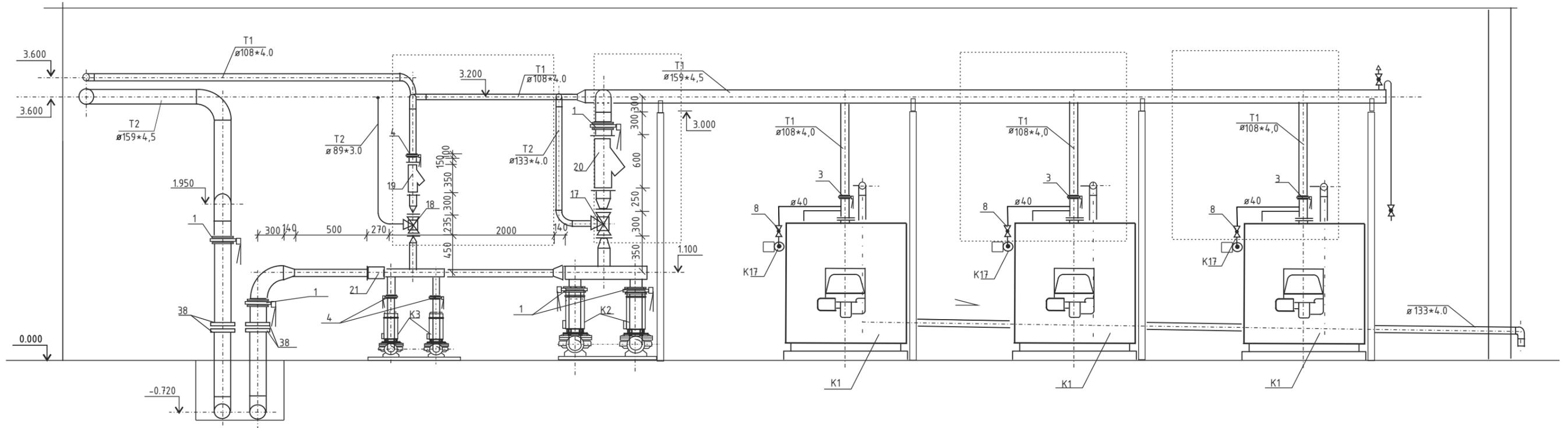
# План розташування трубопроводів



Копіював	Зам. інв. №
Формат А3	інв. № ор.
	Підпис і дата

						601-МНТ-9772257-КМР			
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові			
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата	Тепломеханічні рішення котельні	Стадія	Аркуш	Аркушів
Виконав				Трофимішин О.Л.	12.22		КМР	8	17
Перевірив				Колієнко А.Г.	12.22				
Норм.контр.				Колієнко А.Г.	12.22				
						План розташування трубопроводів	Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		
Зав. кафедр.				Голік Ю.С.	12.22				

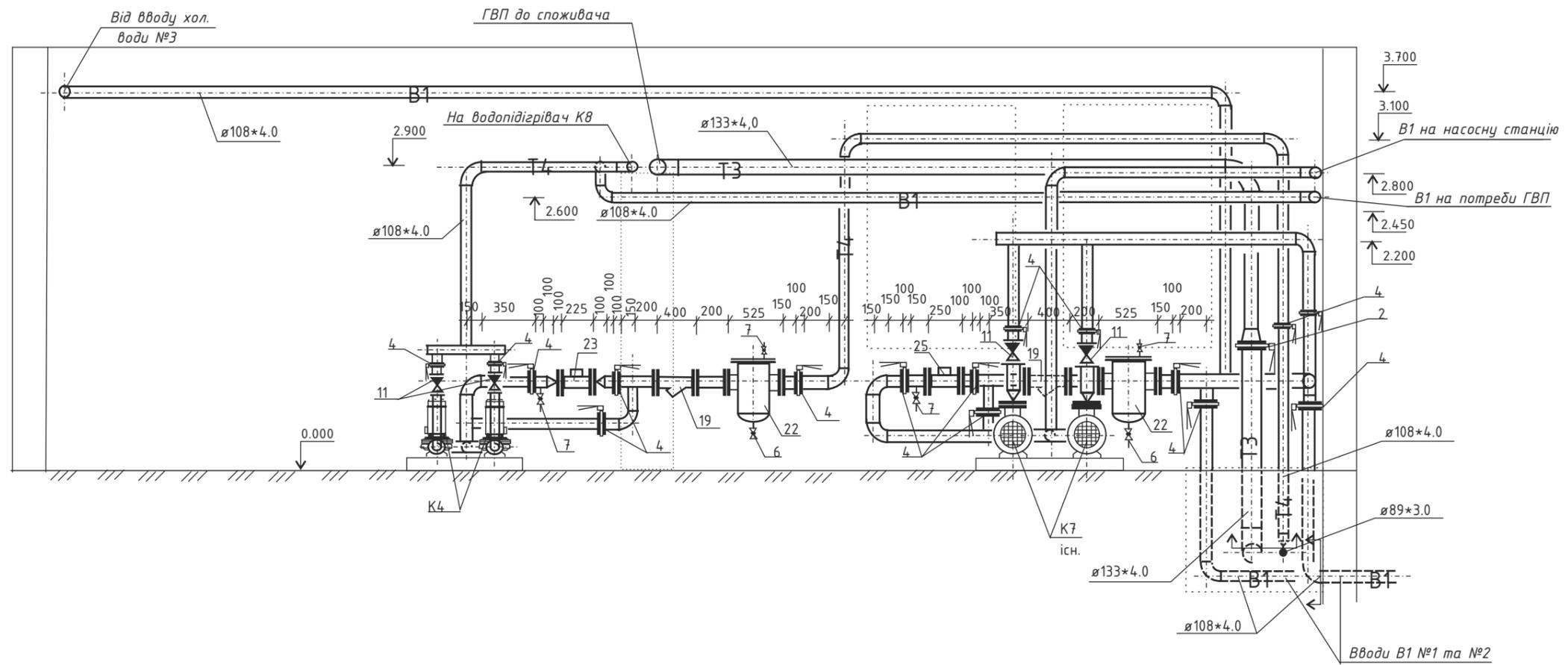
# Розріз 1-1



Погоджено:	
Копіював	
Формат А3	
інв. № ор.	
Підпис і дата	
Зам. інв. №	

						601-МНТ-9772257-КМР			
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові			
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата				
Виконав		Трофимішин О.Л.			12.22	Тепломеханічні рішення котельні	Стадія	Аркуш	Аркушів
Перевірів		Колієнко А.Г.			12.22		КМР	9	17
Норм.контр.		Колієнко А.Г.			12.22				
						Розташування трубопроводів Розріз 1-1			
Зав. кафедр.						Голік Ю.С.	Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		

# Розріз 2-2

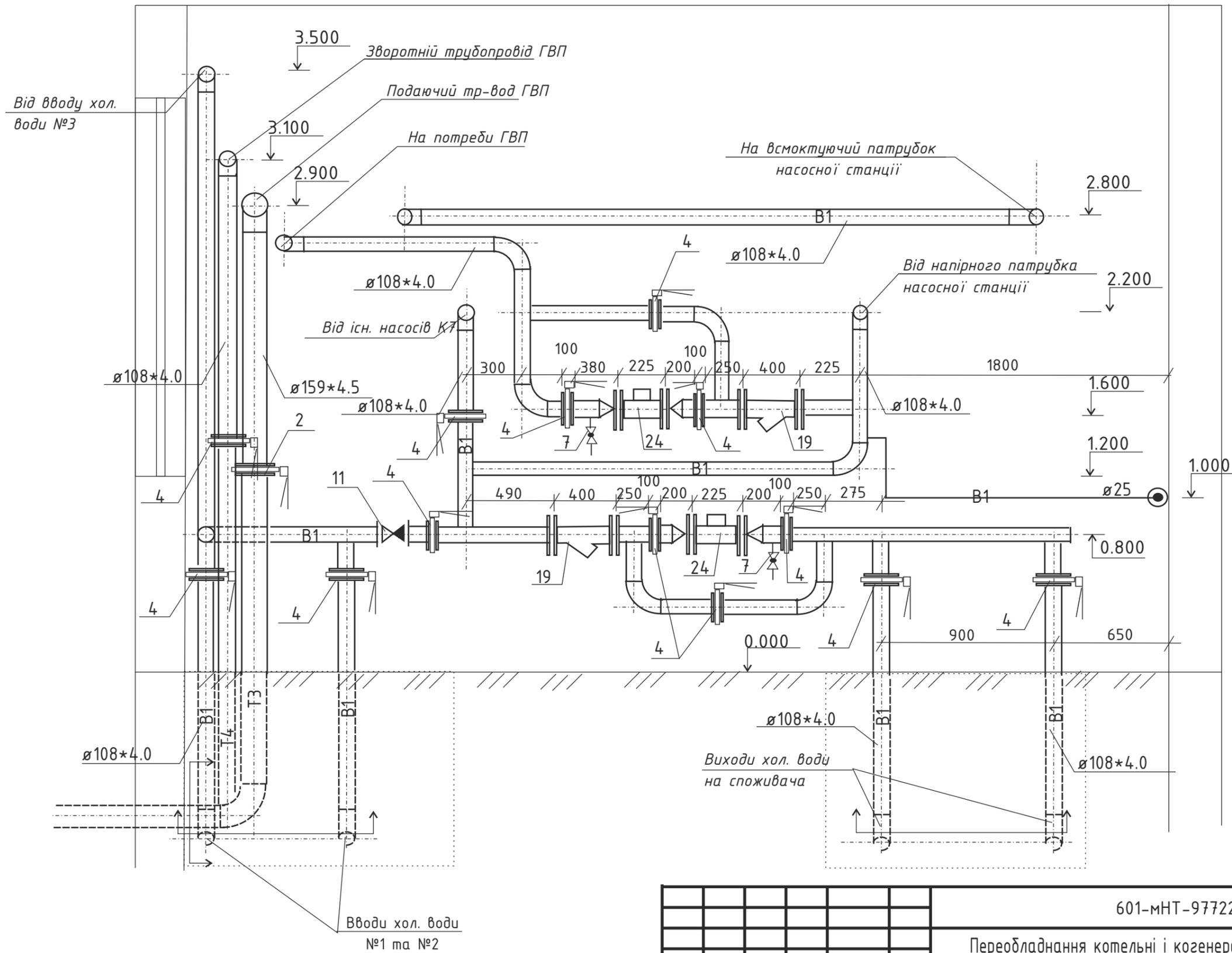


Погоджено:	

Копіював	Зам. інв. №
Формат А3	інв. № ор.
	Підпис і дата

						601-МНТ-9772257-КМР			
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові			
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата	Тепломеханічні рішення котельні	Стадія	Аркуш	Аркушів
Виконав					12.22		КМР	10	17
Перевірів					12.22				
Норм.контр.					12.22				
						Розташування трубопроводів Розріз 2-2		Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"	
Зав. кафедр.					12.22				

# Розріз 3-3



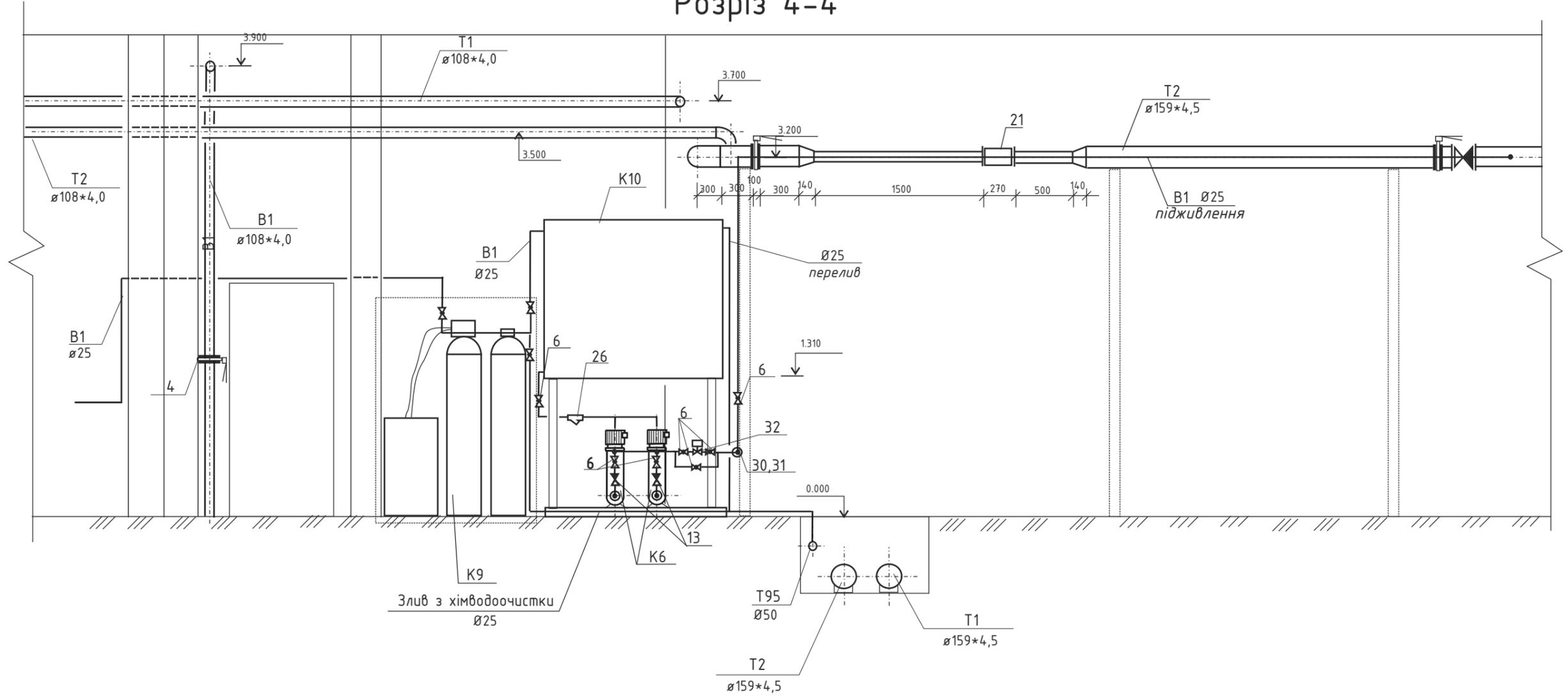
Погоджено:	

Копіював	Зам. інв. №
інв. № ор.	Підпис і дата

Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата
Виконав				Трофимішин О.Л.	12.22
Перевірив				Колієнко А.Г.	12.22
Норм.контр.				Колієнко А.Г.	12.22
Зав. кафедр.				Голік Ю.С.	12.22

601-МНТ-9772257-КМР		
Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові		
Тепломеханічні рішення котельні	Стадія	Аркуш
	КМР	11
Розташування трубопроводів Розріз 3-3	Аркушів	17
Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		

# Розріз 4-4

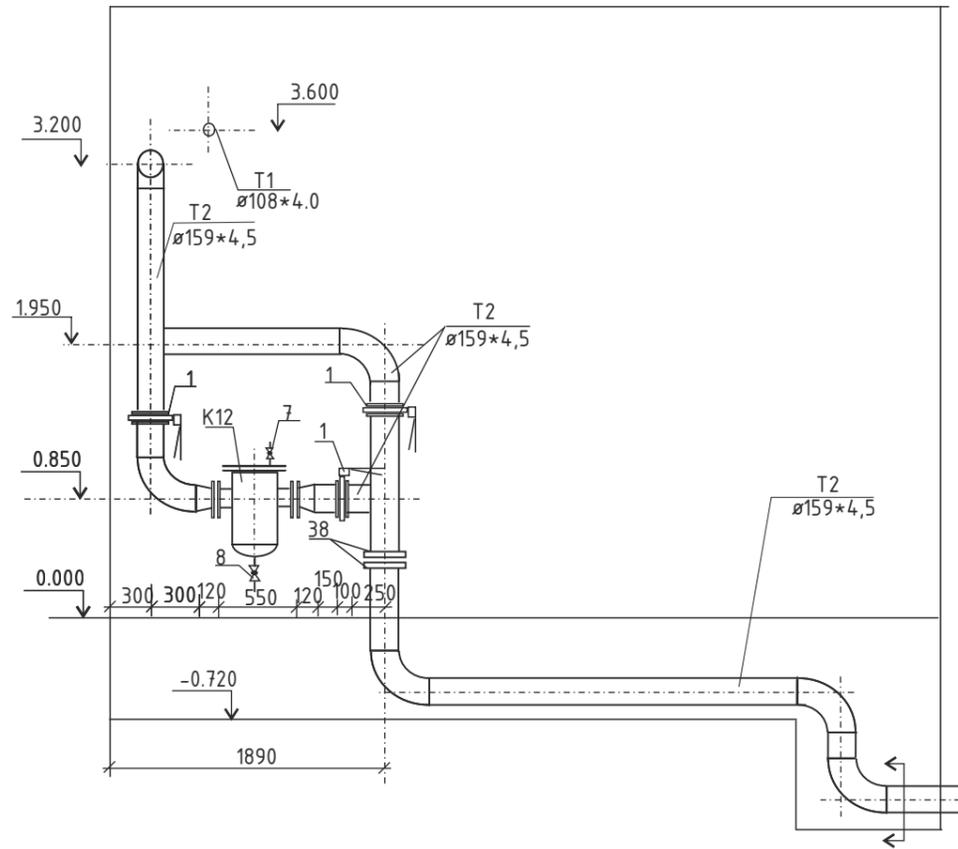


Погоджено:	

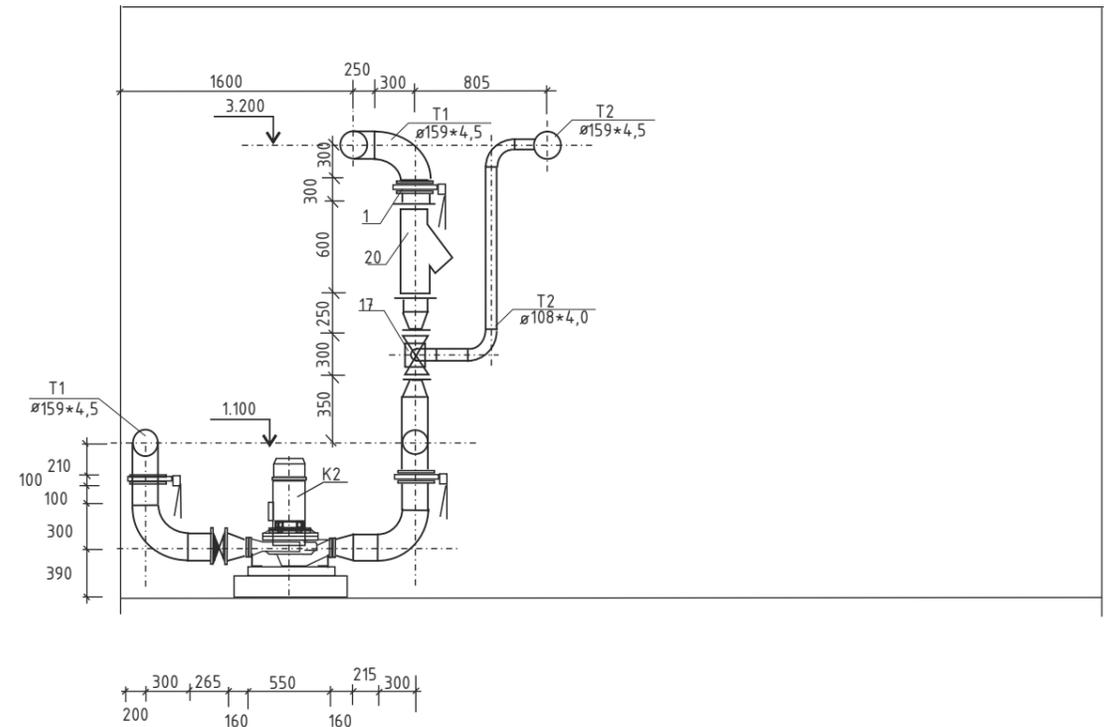
Копіював	Зам. інв. №
Підпис і дата	
інв. № ор.	
Формат А3	

						601-МНТ-9772257-КМР			
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові			
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата				
Виконав		Трофимішин О.Л.			12.22	Тепломеханічні рішення котельні	Стадія	Аркуш	Аркушів
Перевірів		Колієнко А.Г.			12.22		КМР	12	17
Норм.контр.		Колієнко А.Г.			12.22				
						Розташування трубопроводів Розріз 4-4			
Зав. кафедр.		Голік Ю.С.			12.22	Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"			

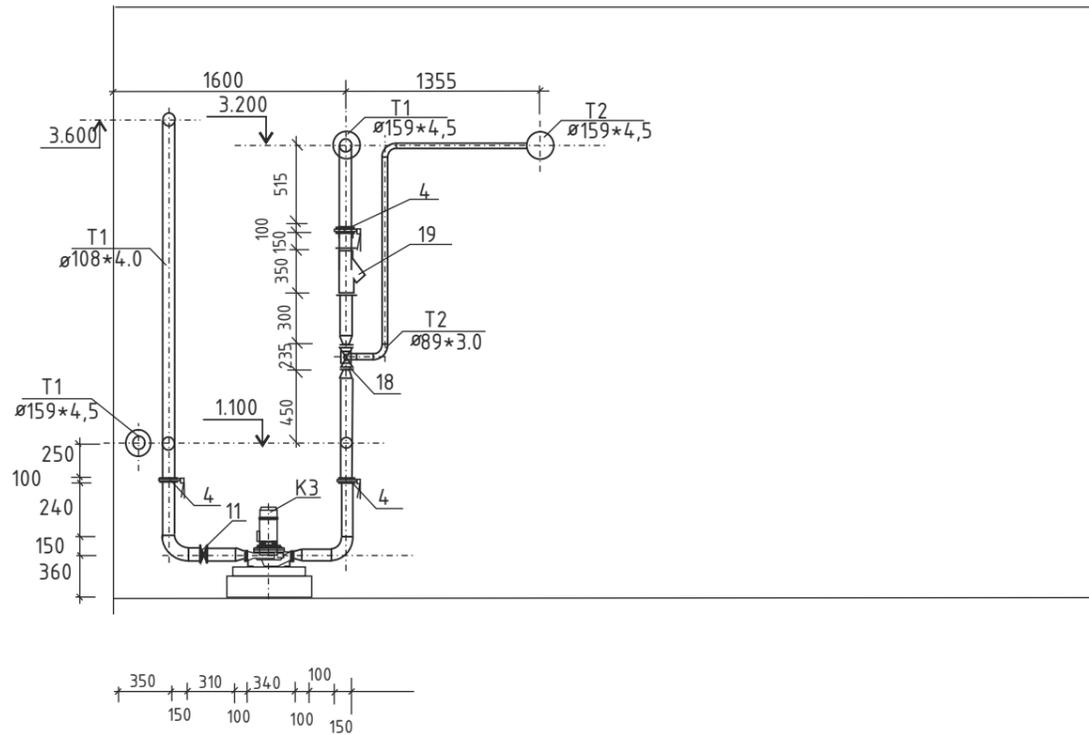
### Розріз 5-5



### Розріз 6-6



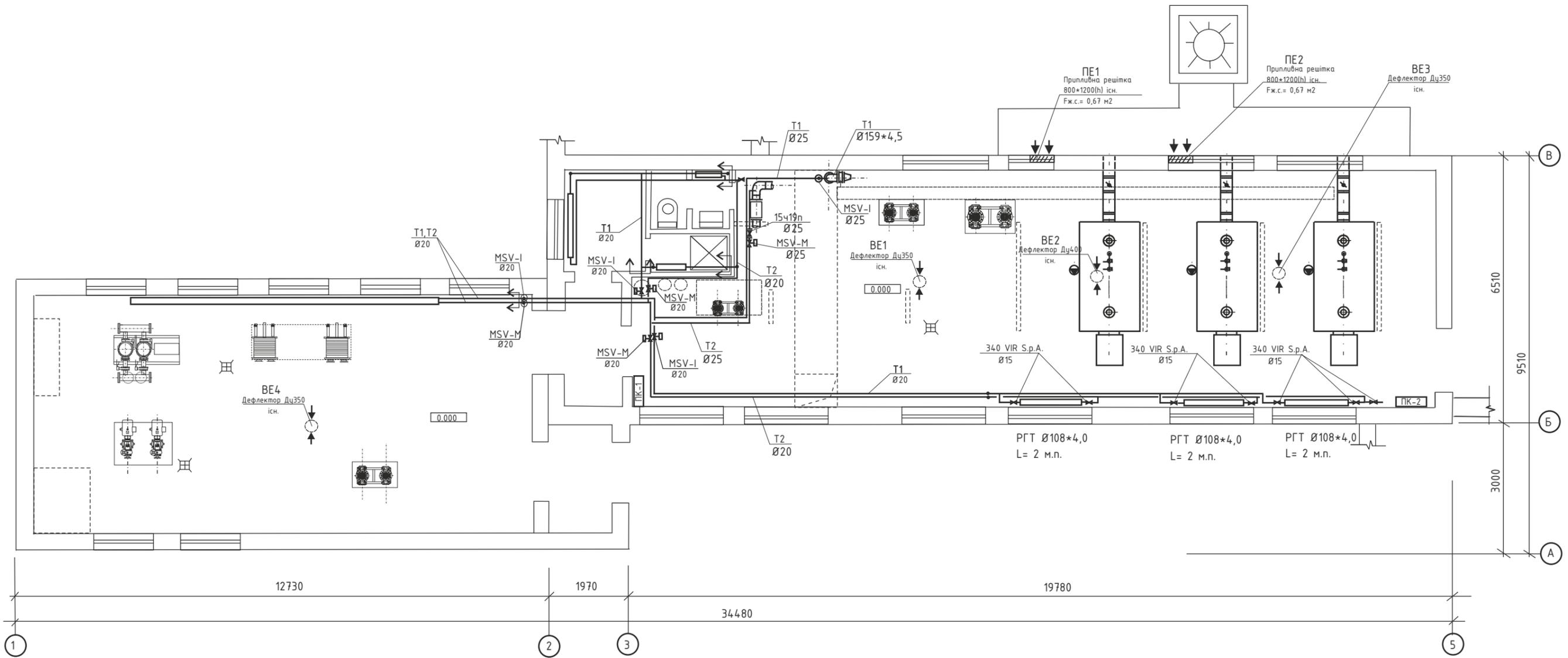
### Розріз 7-7



Погоджено:	
Копіював	
Формат А3	
інв. № ор.	
Підпис і дата	
Зам. інв. №	

601-МНТ-9772257-КМР						
Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові						
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата	
Виконав				Трофимішин О.Л.	12.22	
Перевірив				Колієнко А.Г.	12.22	
Норм.контр.				Колієнко А.Г.	12.22	
Зав. кафедр.				Голік Ю.С.	12.22	
Тепломеханічні рішення котельні				Стадія	Аркуш	Аркушів
Розташування трубопроводів Розрізи 5-5, 6-6, 7-7				КМР	13	17
Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"						

# План розташування обладнання систем опалення та вентиляції



Погоджено:	

Копіював	Зам. інв. №
Підпис і дата	
Формат А3	інв. № ор.

						601-МНТ-9772257-КМР			
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові			
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата	Опалення, вентиляція	Стадія	Аркуш	Аркушів
Виконав		Трофимішин О.Л.			12.22		КМР	14	17
Перевірих		Колієнко А.Г.			12.22				
Норм.контр.		Колієнко А.Г.			12.22				
Зав. кафедр.		Голік Ю.С.			12.22	План розташування обладнання систем опалення та вентиляції	Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		

# Аксометрична схема системи опалення

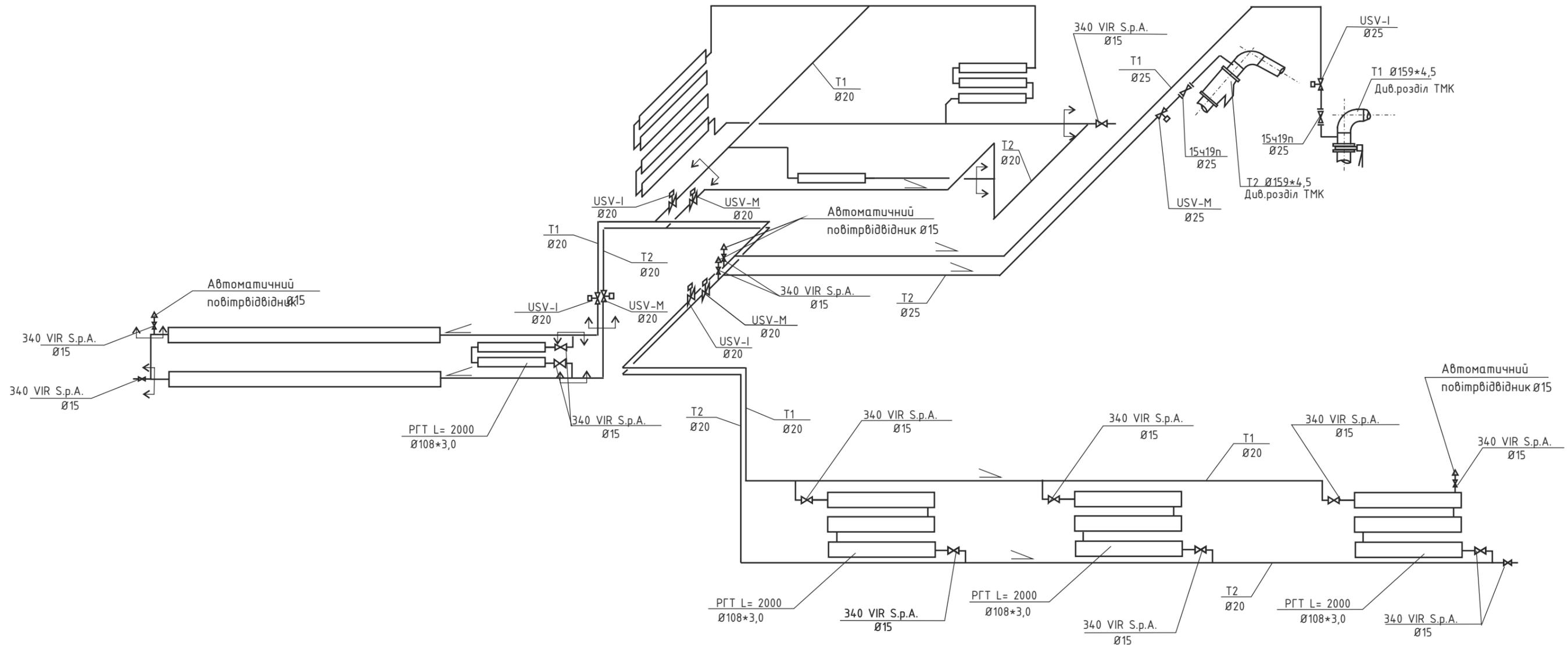
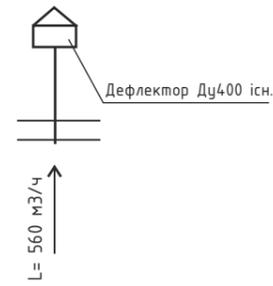
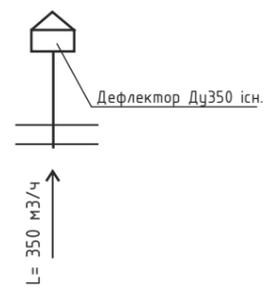
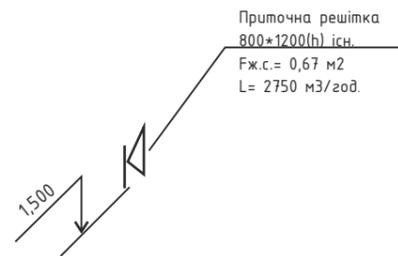


Схема ПЕ1, ПЕ2

Схема БЕ1, БЕ3, БЕ4

Схема БЕ2

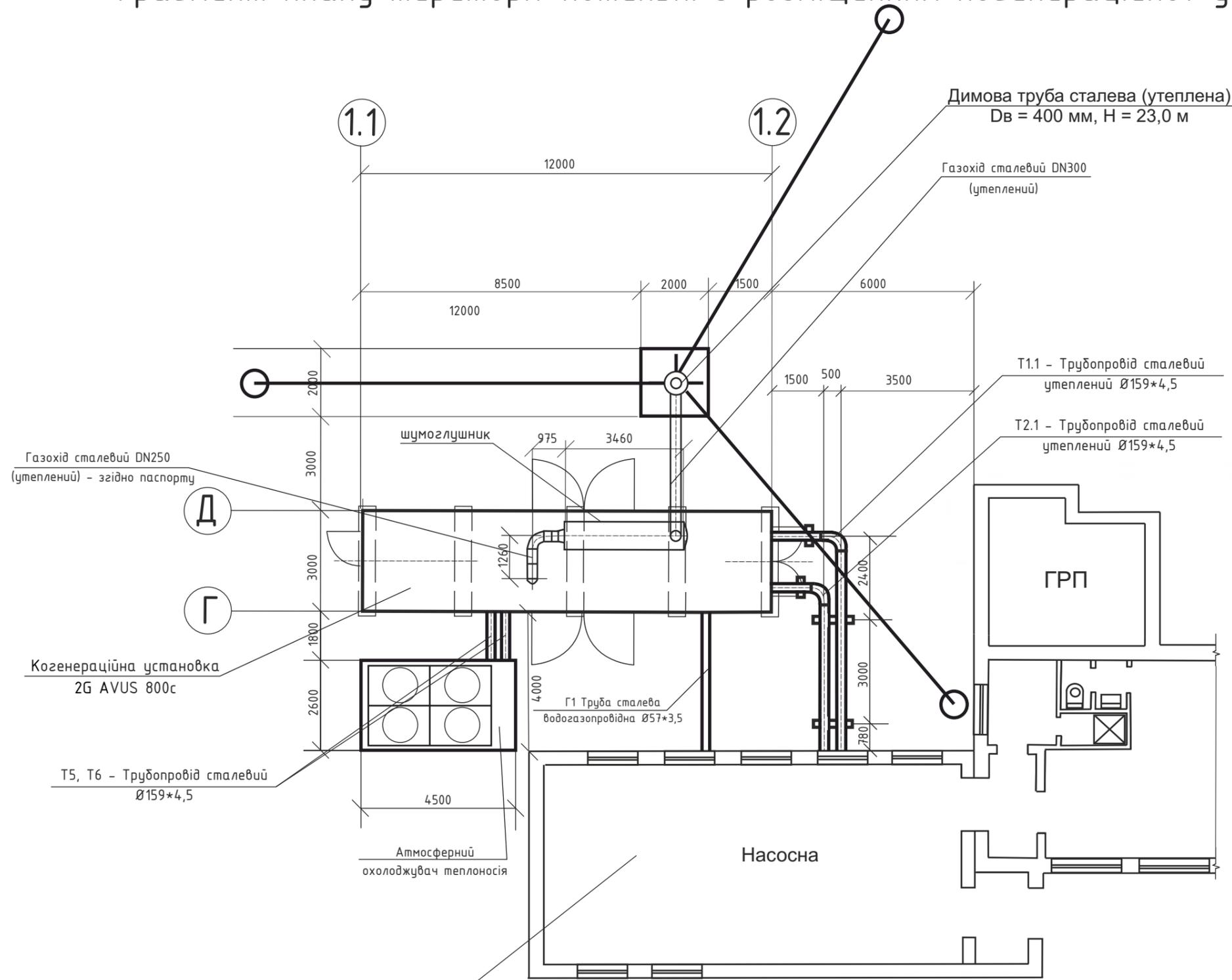


						601-МНТ-9772257-КМР			
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові			
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата	Опалення, вентиляція	Стадія	Аркуш	Аркушів
Виконав	Трофимішин О.Л.				12.22		КМР	15	17
Перевірив	Колієнко А.Г.				12.22	Аксометрична схема системи опалення	Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		
Норм.контр.	Колієнко А.Г.				12.22				
Зав. кафедр.	Голік Ю.С.				12.22				

Погоджено:	

Копіював	Зам. інв. №
Формат А3	інв. № ор.
	Підпис і дата

# Фрагмент плану території котельні з розміщенням когенераційної установки



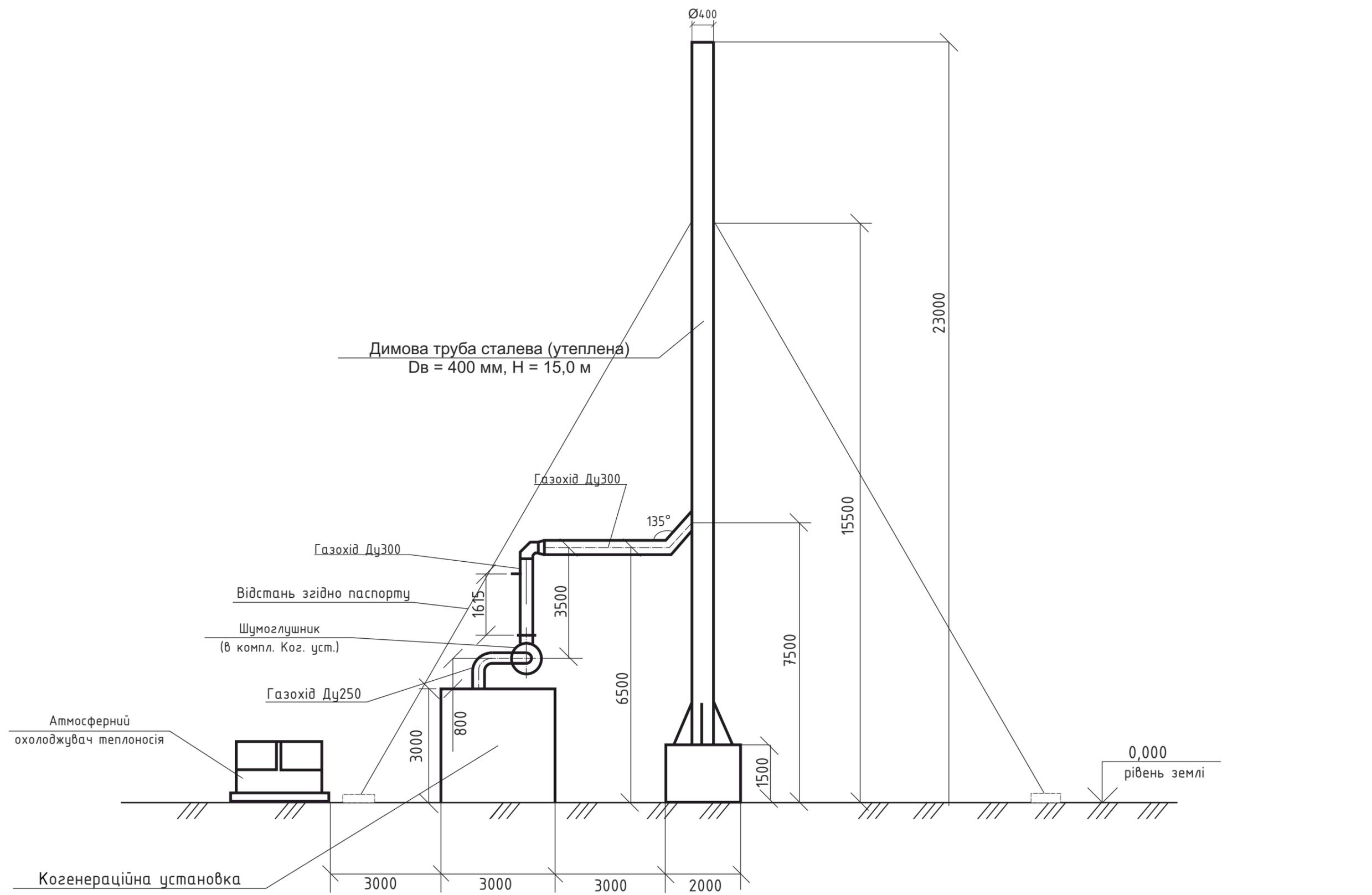
Погоджено:	

Копіював	Зам. інв. №
Формат А3	інв. № ор.

						601-МНТ-9772257-КМР		
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові		
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата	Стадія	Аркуш	Аркушів
Виконав		Трофимішин О.Л.			12.22	Встановлення когенераційної установки 2G AVUS 800c	КМР	16
Перевірів		Колієнко А.Г.			12.22			
Норм.контр.		Колієнко А.Г.			12.22			
Зав. кафедр.		Голік Ю.С.			12.22	Фрагмент плану території котельні з розміщенням когенераційної установки	Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"	

Погоджено:

Копіював  
Формат А3  
інв. № ор.  
Підпис і дата  
Зам. інв. №



						601-МНТ-9772257-КМР		
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові		
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата			
Виконав		Трофимішин О.Л.			12.22	Встановлення когенераційної установки 2G AVUS 800с		Стадія
Перевірив		Колієнко А.Г.			12.22			КМР
Норм.контр.		Колієнко А.Г.			12.22			Аркуш
								17
Зав. кафедр.		Голік Ю.С.			12.22	Приєднання когенераційної установки до димової труби. Вид А		Аркушів
								17
						Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		

# Очікувані результати від переобладнання котельні

Основні техніко-економічні показники роботи котельні по вул. Індустріальна, 14-Б в м. Чернігові

Результати запровадження запропонованих заходів щодо економії паливних ресурсів

№ з/п	Назва показника	Одиниця виміру	Значення показника
1	Економія природного газу за рахунок використання сучасних котлів	тис. м <sup>3</sup>	146,24
2	Економія природного газу за рахунок зменшення витрат в теплових мережах	тис. м <sup>3</sup>	17,17
3	Економія природного газу за рахунок диспетчеризації котельні	тис. м <sup>3</sup>	39,93
Всього економія природного газу		тис. м <sup>3</sup>	203,34
4	Економія фонду заробітної плати за рахунок диспетчеризації котельні	тис. грн.	84,693
5	Економічний ефект від економії природного газу	тис. грн.	1937,401
Загальний економічний ефект від реалізації заходів		тис. грн.	2022,094

За результатами аналізу роботи котельні встановлено, що котельня працює неефективно – середній коефіцієнт корисної дії котлів складає 81,59%. Встановлені котли НИИСТУ-5 та інше технологічне обладнання перебуває в незадовільному технічному стані, а сама будівля котельні потребує капітального ремонту.

Крім того, котельня працює повністю в ручному режимі, автоматизацію роботи котельні здійснити неможливо з огляду на встановлене обладнання. Відповідно до цього, прийнято рішення щодо проведення реконструкції котельні по вул. Індустріальна, 14-Б в м. Чернігові.

Пропонується встановити 3 котли марки Riello RTQ 1100 3S з пальниками Riello RS 100/M TL та насоси марки LOWARA. За рахунок більш ефективної роботи котлів буде забезпечений приріст ККД роботи котельні на 13,81%, що дозволить скоротити витрати природного газу на 146,24 тис. м<sup>3</sup> на рік.

Застосування попередньо ізольованих трубопроводів при прокладці теплових мереж дозволить зменшити втрати в теплових мережах на 134,88 Гкал, що призведе до зменшення споживання природного газу на 17,17 тис. м<sup>3</sup> на рік.

За рахунок запровадження роботи котельні в повністю автоматичному режимі за рахунок більш ефективної роботи котельні в залежності від температури навколишнього середовища досягається економія у розмірі 39,93 тис. м<sup>3</sup> природного газу на рік.

№ п/п	Найменування показника	Одиниця вимірювання	Показник
1	Розрахункова продуктивність котельні (з урахуванням власних потреб котельні і теплових втрат в ній)	Гкал/год	2,49
2	Встановлена продуктивність котельні	Гкал/год	2,71
3	Річний виробіток тепла, в тому числі: - опалення - вентиляція - ГВП (опалювальний період) - ГВП (літо)	Гкал/рік	6539,4
			2338,6
			84,8
			2557,9
1558,1			
4	Встановлена потужність струмоприймачів	кВт	24,1
5	Річні витрати електричної енергії	кВт*год	70861
6	Приєднане навантаження, в тому числі: - опалення - вентиляція - ГВП	Гкал/год.	1,8222
			1,1297
			0,1229
			0,5696
7	Річна витрата палива: - натурального - умовного	тис. м <sup>3</sup>	756,467
			ТУП
8	Чисельність персоналу	чол.	В автономному режимі
9	Питома витрата палива на 1 Гкал тепла	ТУП/ Гкал/рік	0,142
10	Площа забудови	м <sup>2</sup>	190,8
11	Будівельний об'єм котельні	м <sup>3</sup>	801,5

						601-МНТ-9772257-КМР		
						Переобладнання котельні і когенераційної установки по вул. Індустріальна, 14-Б у м. Чернігові		
Зм.	Кільк.	Арк.	№ Док	Підпис	Дата	Стадія	Аркуш	Аркушів
Виконав				Трофимішин О.Л.	12.22	КМР	1	1
Перевірів				Колієнко А.Г.	12.22			
Норм.контр.				Колієнко А.Г.	12.22			
						Очікувані результати від переобладнання котельні		
						Національний університет "Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка"		
Зав. кафедр.				Голік Ю.С.	12.22			

Погоджено:  
Копіював  
Формат А3  
інв. № ор.  
Зам. інв. №  
Підпис і дата





Позиція	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Код обладнання, виробу, матеріалу	Завод – виробник	Одиниця виміру	Кількість	Маса оди-ниці, кг	Примітка					
1	2	3	4	5	6	7	8	9					
21	Теплолічильник СВТУ-10М (М2), Ø100 (двохканальний)	СВТУ10М - 7-Ру100/Ру100-2890z/2890z/3860z-15/15-15/15/15-220		«СЕМПАЛ Ко ЛТД», м. Київ	шт.	1							
	Теплообчислювач СВТУ-10М	ШИМН. 4.08843.003			компл.	1							
	Ділянка витратомірна Ру-100	ШИМН.302436.007-03			компл.	2							
	Датчик ультразвуковий	ШИМН.407151.011-01			компл.	4							
	Термоперетворювач ТСП-С тип 2	ШИМН.4.05212.001-01			компл.	2							
	Термоперетворювач ТСП-С тип 1	ШИМН.4.05212.001-02			компл.	1							
22	Грязьовик ДУ100				шт.	2							
23	Лічильник води турбінний ГВС, Tmax=130°C, Ø 80	MVN130		PoWoGaz , Польща	шт.	1							
24	Лічильник води турбінний холодної води, Tmax=50°C, Ø 80	MVN		PoWoGaz , Польща	шт.	2							
25	Лічильник води турбінний холодної води, Tmax=50°C, Ø100	MVN		PoWoGaz , Польща	шт.	1							
26	Фільтр осадовий сітчастий, Ø 25, Рп = 16	Модель, 50		Barberi s.r.l. Італія	шт.	1							
27	Воронка з переходу Ву100/Ду50	Ст. 3			шт.	3							
33	Шайба дросельна для фланців Ду 125, Ø отв. визначити при режимно-налагоджувальних роботах				шт.	3							
34	Шаровий кран Ø20 ( муфтовий)	Тип 340		VIR S.p.A, Італія	шт.	6							
35	Автоматичний повітрявідвідник Ø 15				шт.	6							
	Кріплення труб, газоходів до перекриття, стінам, на опорах				кг	75							
	<b><u>Закладні конструкції для КІП</u></b>												
КІП 1	Відбір тиску с 3-х ходовим краном для манометра	ЗКЧ-275.00-90			шт.	60							
КІП 2	Відбір температури БМ 27х2	ЗКЧ-1-87			шт.	16							
	<b><u>Трубопроводи</u></b>												
	Труба сталевая електрозварна Ø 159х4,5	ГОСТ 10704-91			м.п.	50,0							
	Труба сталевая електрозварна Ø 133х4,5	ГОСТ 10704-91			м.п.	40,0							
	Труба сталевая електрозварна Ø 159х4,5	ГОСТ 10704-91			м.п.	3,0							
	Труба сталевая електрозварна Ø 108х4,0	ГОСТ 10704-91			м.п.	175,0							
	Труба сталевая електрозварна Ø 530х9,0	ГОСТ 10704-91			м.п.	3,0							
	Труба сталевая електрозварна Ø 57х3,0	ГОСТ 10704-91			м.п.	25,0							
	Труба сталевая електрозварна Ø 89х3,0	ГОСТ 10704-91			м.п.	12,0							
					Зм.	Кіл	Аркуш	№вок	Підпис	Дата	601-МНТ-9772257-КМР		Аркуш
													3

Позиція	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Код обладнання, виробу, матеріалу	Завод – виробник	Одиниця виміру	Кількість	Маса оди- ниці, кг	Примітка		
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	Труба водогазопровідна чорна легка Ø 15x2,5	ГОСТ 3262-75			м.п.	25,0				
	Труба водогазопровідна чорна легка Ø 20x2,5	ГОСТ 3262			м.п.	8,0				
	Труба водогазопровідна чорна легка Ø 25x2,8	ГОСТ 3262			м.п.	45,0				
	Труба водогазопровідна чорна легка Ø 32x2,8	ГОСТ 3262			м.п.	1,0				
	Труба водогазопровідна чорна легка Ø 40x3,0	ГОСТ 3262			м.п.	17,0				
	Перехід Ø159/Ø108	ГОСТ 17378-83			шт.	8				
	Перехід Ø159/Ø133	ГОСТ 17378-83			шт.	2				
	Перехід Ø108/Ø57	ГОСТ 17378-83			шт.	11				
	Перехід Ø108/Ø89	ГОСТ 17378-83			шт.	8				
	Перехід Ø159/Ø108	ГОСТ 17378-83			шт.	2				
	Перехід Ø159/Ø133	ГОСТ 17378-83			шт.	1				
	Перехід Ø219/Ø133	ГОСТ 17378-83			шт.	2				
	Відвід Ø76	ГОСТ 17378-83			шт.	3				
	Відвід Ø219	ГОСТ 17378-83			шт.	15				
	Відвід Ø133	ГОСТ 17378-83			шт.	3				
	Відвід Ø108	ГОСТ 17378-83			шт.	68				
	Відвід Ø89	ГОСТ 17378-83			шт.	5				
	Відвід Ø159	ГОСТ 17378-83			шт.	1				
	Відвід Ø57	ГОСТ 17378-83			шт.	3				
	Врізка в існуючі трубопроводи Ду200				місць	2				
	Врізка в існуючі трубопроводи Ду100				місць	6				
	Врізка в існуючі трубопроводи Ду125				місць	1				
	Фарбування трубопроводів за 2 рази					Відповідно до кошторису				
	Теплоізоляція	Див. аркуш 3				Відповідно до кошторису				
	Термометр технічний 0-100°C				шт.	10				
	Термометр технічний 0-100°C				шт.	6				
					601-МНТ-9772257-КМР				Аркуш	
									4	
					Зм.	Кіл	Аркуш	№вок	Підпис	Дата

Позиція	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Код обладнання, виробу, матеріалу	Завод – виробник	Одиниця виміру	Кількість	Маса оди-ниці, кг	Примітка			
1	2	3	4	5	6	7	8	9			
	<b><u>Демонтаж</u></b>										
1.	Котел НИИСТУ-5 №1-4				шт.	4					
2.	Насос з е/д К20/30				шт.	5					
3.	Насос з е/д К90/85				шт.	1					
4.	Насос з е/д К90/35				шт.	1					
5.	Насос з е/д К100/80/160				шт.	2					
6.	Напрієво-катіонітовий фільтр				шт.	2					
7.	Соленозчинник				шт.	1					
8.	Засувка Ду200				шт.	4					
9.	Засувка Ду150				шт.	9					
10.	Засувка Ду100				шт.	43					
11.	Засувка Ду80				шт.	14					
12.	Вентиль Ду до 50мм				шт.	109					
13.	Запобіжний клапан Ду50				шт.	2					
14.	Грязьовик				шт.	1					
15.	Клапан Зворотний Ду50				шт.	8					
16.	Клапан Зворотний Ду80				шт.	1					
17.	Клапан Зворотний Ду100				шт.	10					
18.	Клапан Зворотний Ду150				шт.	2					
19.	Трубопровід Ду до 50 мм				м.п.	104,8					
10.	Трубопровід Ду 80 мм				м.п.	40,0					
11.	Трубопровід Ду 100 мм				м.п.	69,5					
12.	Трубопровід Ду 125 мм				м.п.	21,0					
13.	Трубопровід Ду 150 мм				м.п.	28,8					
14.	Трубопровід Ду 200 мм				м.п.	31,7					
15.	Трубопровід Ду 20 мм				м.п.	17,5					
					601-МНТ-9772257-KMP				Аркуш		
					Зм.	Кіл	Аркуш	№вок	Підпис	Дата	5

