

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики

Кафедра теплової та альтернативної енергетики

«На правах рукопису»

До захисту допущено:

УДК 620.9:697.32

Завідувачка кафедри

(підпис) Ольга ЧЕРНОУСЕНКО
(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

“ ” _____ 2024 р.

Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою
«Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»
зі спеціальності 144 «Теплоенергетика»
на тему: «Реконструкція котельні для теплопостачання систем опалення
будівель Дніпровського району м. Херсона та
встановлення когенераційної установки»

Виконав: студент II курсу, групи ТУ-31мп

Микита УМАНЕЦЬ

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

Науковий керівник доцент, кандидат техн. наук, доцент

(Посада, науковий ступінь, вчене звання)

Наталя ПРИТУЛА

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

Консультант з питань доцент, кандидат техн. наук, доцент
охорони праці
(Посада, науковий ступінь, вчене звання)

(назва розділу)

Сергій КАШТАНОВ

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

Рецензент

(Посада, науковий ступінь, вчене звання, власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент

(підпис)

Науковий керівник

(підпис)

Київ – 2024 року

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики
Кафедра теплової та альтернативної енергетики

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність 144 «Теплоенергетика»

Освітньо-професійна програма

«Теплоенергетика та теплоенергетичні установки електростанцій»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувачка кафедри

Ольга ЧЕРНОУСЕНКО

(підпис)

(Власне ім'я, ПРИЗВИЩЕ)

“ ” 2024 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту**

Микиті Уманцю

(Ім'я, прізвище)

1. Тема дисертації: «Реконструкція котельні для теплопостачання систем опалення будівель Дніпровського району м. Херсона та встановлення когенераційної установки»

Науковий керівник дисертації Наталя Притула, к.т.н., доцент,

(Ім'я, прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від « » 2024 р. №

2. Термін подання здобувачем дисертації 15.12.2024 р.

3. Об'єкт дослідження Водогрійна-опалювальна котельня

4. Вихідні дані: 1) Теплові навантаження споживачів: на опалення - 3060 кВт; 2) Система теплопостачання – замкнута, температурний графік ТМ – (95/70) °С; 3) Виробництво електричної енергії когенераційною установкою – 638 кВт та теплової енергії – 726 кВт.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1) Розрахувати річні витрати теплоти споживачами на опалення.

2) Підібрати когенераційну установку для резервного живлення котельні.

3) Розрахувати теплову схему котельні, обрати водогрійні котли

4) Вибрати основне та допоміжне обладнання котельні.

5) Внутрішнє газопостачання котельні та когенераційної установки.

6) Оцінити вплив котельні та когенераційної установки на навколишнє середовище.

7) Розробити стартап-проект.

8) Розробити заходи з охорони праці.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) Теплова схема водогрійної котельні котловий та мережевий контури – 2 арк. ф. А1.
- 2) Розміщення обладнання котельні – 1 арк. ф. А1.
- 3) Розміщення трубопроводів в котельні (розрізи) – 2 арк. ф. А1.
- 4) Розміщення димоходів – 1 арк. ф. А1.
- 5) Технологічна схема підключення когенераційної установки, план розміщення обладнання - 2 арк. ф. А1.
7. Орієнтовний перелік публікацій: -

8. Консультанти розділів дисертації*

Розділ	Ім'я, ПРІЗВИЩЕ та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Сергій КАШТАНОВ, доцент		

9. Дата видачі завдання 28.10.2024 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Річні теплові навантаження	04.11.2024 р.	
2	Теплова схема водогрійної котельні	08.11.2024 р.	
3	Вибір обладнання (котлів, насосів)	12.11.2024 р.	
4	Газопостачання	15.11.2024 р.	
4.1	водогрійної котельні	19.11.2024 р.	
4.2	когенераційної установки	22.11.2024 р.	
5.	Оцінити вплив котельні та когенераційної установки на навколишнє середовище	27.11.2024 р.	
6	Розробка стартап-проєкту	02.12.2024 р.	
7	Заходи з охорони праці	06.12.2024 р.	
8	Графічна частина		
8.1	теплова схема водогрійної котельні	09.12.2024 р.	
8.2	розташування обладнання (розрізи)	10.12.2024 р.	
8.3	розташування трубопроводів	11.12.2024 р.	
8.4	технологічна схема підключення когенераційної установки, план розміщення обладнання	12.12.2024 р.	
9	Оформлення пояснювальної записки	15.12.2024 р.	

Студент

(підпис)

Микита УМАНЕЦЬ

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Науковий керівник

(підпис)

Наталя ПРИТУЛА

(Власне ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

* Консультантом не може бути зазначено наукового керівника магістерської дисертації.

АНОТАЦІЯ

Магістерська дисертація на здобуття ступеня магістра за освітньо-професійною програмою підготовки на тему: «Реконструкція котельні для теплопостачання систем опалення будівель Дніпровського району м. Херсона та встановлення когенераційної установки»: магістерська робота на 95 с., 6 рис., 11 табл., 20 бібліографічних найменувань; 8 креслеників ф. А1.

Об'єкт дослідження – котельня для теплопостачання житлових і адміністративних будівель.

Мета роботи – підвищення енергоефективності котельні через встановлення сучасного теплоутилізуючого обладнання, використання когенераційної установки та оптимізації тепломеханічної схеми.

Виконано розрахунки теплових навантажень та ефективності роботи котельні в різні періоди року. Розроблена теплова схема, що передбачає використання трьох газових котлів із модульованими пальниками та теплоутилізаторами. Проведено вибір основного та допоміжного обладнання, включаючи насоси для забезпечення циркуляції теплоносія.

Наведені технічні характеристики когенераційної установки, її вплив на надійність теплопостачання. Здійснено підбір мережевих і котлових насосів для забезпечення оптимальної циркуляції теплоносія.

На кресленнях представлена тепломеханічна схема котельні, розташування обладнання та характеристики димових труб.

Ключові слова: котельня, опалення, теплові втрати, котел, теплопостачання, димова труба.

SUMMARY

Master's thesis for obtaining a master's degree under the educational and professional training program on the topic: " Reconstruction of the boiler house for heat supply of heating systems of buildings in the Dniprovsky district of Kherson and installation of a cogeneration unit ": explanatory note on 95p., 6 fig., 11 table, 20 bibliographic names; 8 draftsmen f. A1.

The object of research is the maltose production system of the Buchach Maltose Plant. The goal of the work is to improve the energy efficiency of the plant's heating system through the selection of heat recovery equipment and the integration of cogeneration systems.

Calculations were conducted on the heat loads and efficiency of the boiler in different seasonal periods. The heating scheme includes three gas boilers with modulating burners and a heat recovery system, with selected main and auxiliary equipment for optimal heat carrier circulation.

Technical characteristics of the cogeneration plant and its impact on heating reliability are provided, as well as energy efficiency calculations under variable external temperatures. Network and boiler pumps were selected to ensure efficient heat carrier circulation.

The drawings present the heating system's technological scheme, equipment layout, and characteristics of the chimneys and heat exchangers.

Key words: boiler room, heating, heat loss, boiler, heat supply, chimney.

**Пояснювальна записка
до магістерської дисертації**

на тему: «Реконструкція котельні для теплопостачання систем опалення будівель
Дніпровського району м. Херсона та встановлення когенераційної установки»»

Київ – 2024 року

ЗМІСТ

	Перелік умовних позначень, скорочень, термінів	9
	Вступ	11
1	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ	13
1.1	Фізико–географічні особливості району та площадки розміщення котельні та когенераційної установки	13
1.2	Річні навантаження теплоти на опалення	15
1.3	Коенераційна установка	17
1.4	Висновки до розділу 1	18
2	ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА	20
2.1	Опис теплової схеми котельні	20
2.2	Вихідні дані для розрахунку теплової схеми	22
2.3	Розрахунок теплової схеми котельні (для першого режиму)	24
2.4	Висновки до розділу 2	28
3	ВИБІР ОСНОВНОГО ТА ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНОЇ	29
3.1	Вибір котлів	29
3.2	Підбір теплоутилізатора	31
3.3	Вибір насосів для забезпечення роботи котельні	34
3.4	Блочно-модульна когенераційна установка	38
3.5	Конструктивне рішення по будівництву димової труби	42
3.6	Висновки до розділу 3	43
4	ВНУТРІШНЄ ГАЗОПОСТАЧАННЯ	45
4.1	Газопостачання котельні	45
4.2	Газопостачання когенераційної установки	47
4.3	Висновки до розділу 4	50

						МД.24.144.33.17.ПЗ					
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док	Підпис	Дата	Котельня. Реконструкція. Пояснювальна записка			Стадія	Аркуш	Аркушів
Студент		Уманець							МДП	6	95
Керівник		Притула							КПІ ім. Ігоря Сікорського, Кафедра ТАЕ Гр. ТУ-31 мп		
Т.конт.		Соломаха									
Н.контр.		Боженко									
Зав.каф.		Черноусенко									

5	ОЦІНКА ВПЛИВІВ КОТЕЛЬНОЇ ТА КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ НА НАВКОЛИШНЄ ПРИРОДНЄ СЕРЕДОВИЩЕ	51
5.1	Вплив діяльності котельні на навколишнє середовище	51
5.2	Вплив діяльності когенераційної установки на навколишнє середовище	54
5.3	Висновки до розділу 5	60
6	ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ	62
6.1	Існуючий стан теплових мереж	62
6.2	Стисла характеристика району ділянки будівництва	62
6.3	Стан теплових мереж після реконструкції	64
7	Розробка стартап-проєкту	71
7.1	Техніко-економічні показники котельні	71
7.2	Техніко-економічні показники когенераційної установки	74
7.3	Характеристика та показники проєкту реконструкції теплових мереж	76
7.4	Висновки до розділу 7	78
8	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	80
8.1	Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки та виробничої санітарії при проведенні реконструкції котельні	80
8.2	Електробезпека	86
8.3	Безпека в надзвичайних ситуаціях	87
8.4	Висновки розділу 8	90
	Висновки	91
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	94
	Додаток А Перевірка магістерської дисертації на академічну доброчесність	95

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

Умовні позначення

Q – тепловий потік, кількість теплоти;

k – коефіцієнт теплопередачі;

F – площа поверхні теплообміну;

Δt – температурний перепад;

t – температура;

L – довжина;

V – об'єм, об'ємна витрата;

P – тиск;

G – масова витрата;

Re – число Рейнольдса;

Pr – критерій Прандтля;

ν – кінематична в'язкість;

λ – теплопровідність

ρ – густина;

c – теплоємність;

ω – швидкість;

f – площа поперечного перерізу каналу;

d – діаметр трубопроводу.

Індекси Нижні:

о – опалення;

в – вентиляція

макс – максимальний;

сер – середній;

вн – внутрішній;

р – розрахункова;

гв – гаряча вода;

хв – холодна вода;

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зовн – зовнішній;
 сист – система;
 вит – витікання;
 в.к – водогрійний котел;
 рец – рециркуляція;
 зав – завантаження;
 м – мережа;
 мн – мережевий насос;
 в – вода;
 тр – трубопроводи.
 с.в – сира вода
 п.в – поворотна мережа
 то – теплообмінник
 Індекси Верхні:
 мах – максимальний;
 в.п – власні потреби;
 гв – гаряча вода;
 в – відпуск;
 ном – номінальна;
 м – мережа.
 Скорочення:
 ГВП – гаряче водопостачання;
 ХВО – хімічна водопідготовка;
 ДБН – державні будівельні норми;
 ККД – коефіцієнт корисної дії;
 ДВЗ – двигун внутрішнього згоряння;
 КГУ – когенераційна установка;
 ГПУ – газопоршнева установка;
 ІТП- індивідуальний тепловий пункт

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Реконструкція котельні для теплопостачання систем опалення будівель Дніпровського району м. Херсона та впровадження когенераційної установки є нагальною потребою в умовах сучасної енергетичної кризи та воєнного стану в Україні. Станом на сьогодні теплопостачання багатьох житлових і громадських будівель у цьому районі не відповідає сучасним вимогам надійності та енергоефективності, що спричинено як технічним зношенням інфраструктури, так і зовнішніми факторами, пов'язаними із військовими діями.

Стара система опалення характеризується високими втратами теплової енергії, недостатньою автоматизацією та низьким коефіцієнтом корисної дії котельного обладнання, що призводить до значних перевитрат палива

Воєнний стан в Україні суттєво ускладнює завдання з відновлення та модернізації критичної інфраструктури. Пошкодження об'єктів теплопостачання внаслідок ракетних атак і артилерійських обстрілів часто залишає без теплоти тисячі жителів, особливо в зимовий період. Окрім того, через військові дії виникають проблеми з постачанням енергоносіїв, що вимагає пошуку альтернативних рішень для підвищення енергоефективності та забезпечення енергетичної незалежності.

Запропонована мною реконструкція котельні із впровадженням когенераційної установки дозволяє значно зменшити залежність від централізованих джерел енергії та забезпечити локальне виробництво як теплової, так і електричної енергії. Завдяки використанню когенерації з'являється можливість утилізації теплоти від виробництва електроенергії, що сприяє зниженню витрат палива і підвищенню надійності системи теплопостачання навіть в умовах перебоїв із зовнішнім енергопостачанням.

Реконструкція котельні також має на меті вирішення соціальних проблем, забезпечуючи стабільне теплопостачання для житлових будинків, лікарень, шкіл та інших важливих об'єктів Дніпровського району. Це є не лише кроком до відновлення інфраструктури, але й запорукою енергетичної безпеки регіону, що надзвичайно важливо в умовах воєнного часу.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Отож, моє дослідження спрямоване на вирішення ключових проблем теплопостачання та забезпечення енергетичної стійкості критичних об'єктів міста Херсона в сучасних умовах.

Впровадження когенераційної установки є не лише технічним оновленням, а й стратегічним рішенням, яке дозволяє вирішити кілька важливих завдань одночасно. У першу чергу, це створення децентралізованої системи енергозабезпечення, яка здатна функціонувати навіть за умов аварій або відсутності постачання від централізованих джерел. Такий підхід забезпечує гнучкість у реагуванні на надзвичайні ситуації, що є критично важливим у сучасних реаліях, коли інфраструктура піддається постійним ризикам пошкоджень через військові дії.

Додатковою перевагою є економічний ефект, що проявляється у зниженні витрат на закупівлю енергоносіїв. За рахунок підвищення ефективності використання палива і зменшення теплових втрат можна знизити вартість теплопостачання для кінцевих споживачів. Це важливо не лише для населення, яке вже зараз стикається зі значними фінансовими труднощами, а й для громадських установ, бюджет яких є обмеженим.

У перспективі подібні проєкти можуть стати основою для масштабного реформування систем теплопостачання в інших регіонах України. Це не лише посилює позиції країни на міжнародній арені, але й відкриває доступ до сучасних технологій, інвестицій та партнерства.

Враховуючи всі ці аспекти, реконструкція котельні та впровадження когенераційної установки є проєктом, який об'єднує інженерні, соціальні, економічні й екологічні переваги. Його реалізація стане важливим кроком до побудови стійкої, надійної та енергонезалежної інфраструктури, яка здатна відповідати викликам сьогодення. У цьому контексті подібні ініціативи мають стати не просто локальними рішеннями, а частиною загальнонаціональної стратегії модернізації критичних систем енергозабезпечення.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА

1.1 Фізико–географічні особливості району та площадки розміщення котельні та когенераційної установки

Котельня призначена для опалення житлових і адміністративних будівель в м. Херсоні. Категорія виробництва котельні «Г». Котельня працює в автоматичному режимі без постійної присутності обслуговуючого персоналу. За надійності відпуску теплоти споживачам котельня відноситься до II категорії. У котельні встановлено малощумне обладнання – рівень звукового тиску не перевищує 40 дБА.

Будівля котельні одноповерхова і має в плані прямокутну форму з розмірами в осях 8,340 x 20,88м. Висота котельні 4,04 – 4,56 м.

Ділянка розміщення котельні межує з територією житлової забудови.

Загальна площа земельної ділянки котельні – 0,0586 га.

Площа забудови котельні – 242 м².

До будівлі котельні прибудовані склад запчастин.

Ступінь вогнестійкості будівлі котельні – III.

Як легкоскідні конструкції в котельні використовуються віконні блоки. Сумарна площа скління прийнята з розрахунку не менше 0,03м² на 1м³ об'єму приміщення котельні.

Ділянка реконструкції котельні розташована в Дніпровському районі міста Херсон.

Архітектурно–будівельний кліматичний район – II.

Вітровий район – 3.

Сніговий район – 1.

Сейсмічний район (ЗСР–2004–В) – 6 балів.

В геологічному відношенні ділянка знаходиться в межах Причорноморської впадини, складеної товщею осадових порід.

Родючий шар ґрунту відсутній. Верхній шар ґрунту представляє собою ґрунтово–рослинний, що перекриває лесові бурувато–палеві ґрунти з включеннями залізно–марганцевих окисів.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Геологічний розріз на глибину до 25 м має наступні шари: насипний ґрунт; лесс бурувато-палевий, твердий; суглинки лесовидні легкі; лесс жовтувато-палевий м'яко-пластичний; суглинки лесовидні важкі.

Глибина промерзання ґрунтів – 0,8 м.

Ділянка рівна, спланована. Ґрунтові води зустрінуті на глибині 6 м, що відповідає абсолютній відмітці 42,20 м.

Коливання абсолютних відміток рельєфу в межах ділянки реконструкції від 48,08 до 48,86.

Згідно ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія» по архітектурно-будівельному кліматичному районуванню території України Херсонська область розташована в II південно-східному кліматичному районі і має [1]:

зимова розрахункова температура зовнішнього повітря (-19°C);

середня температура найбільш холодного місяця ($-0,1^{\circ}\text{C}$);

тривалість опалювального періоду – 163 діб;

нормативна снігове навантаження – 0,76 кПа;

нормативна вітрове навантаження – 0,48 кПа;

глибина промерзання ґрунту – 0,8 м.

У якості основного теплогенеруючого обладнання застосовані три водогрійних низькотемпературних триходових котла Viessmann VITOROND 200, тепловою потужністю по 1020 кВт кожний. Основне та допоміжне обладнання розміщуються в котельному залі. Джерелом газопостачання котельні – існуючий ввід газопроводуд середнього тиску [2]. Для зниження тиску газу та підтримки його на заданому рівні в котельному залі встановлюється ШРП з однією лінією редукування та байпасом. Комерційний облік витрат газу котельні здійснюється ультразвуковим лічильником з коректором витрати газу за тиском і температурою, які також розташовані в ящику ШРП.

Подача теплоносія від котельні здійснюється по існуючим підземним тепловим мережам. Електропостачання котельні що реконструюється – існуюче, виконано двома незалежними кабельними лініями. На введенні в приміщення

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

котельні встановлено щит введення та обліку [3]. Водопостачання котельні передбачено від існуючого водопровідного вводу котельні. Відведення дренажних вод з котельні запроектовано в існуючу внутрішньодворову мережу каналізації.

Котли обладнується автоматизованими пальниками з модульованим регулюванням спалювання природного газу фірми "Elco" тип VG6.1600 DUO PLUS R [4]. В якості палива в котлах використовується природний газ. Димові гази від котлів відводяться надземними теплоізованими димоходами з нержавіючої сталі в триствольну димову трубу, яка встановлюється поруч з котельнею.

Паливо природний газ по ДСТУ EN 437:2019 з теплотворною здатністю 8100 ккал/м³. Котельня за призначенням – опалювальна. По надійності відпуску теплоти котельня відноситься до II категорії.

При реконструкції котельні передбачається наступні технічні рішення:

- встановлення 3-х газових котлів фірми "Viessmann" тип SX2A потужністю 1020 кВт. Котли обладнується автоматизованими пальниками з модульованим регулюванням спалювання природного газу фірми "Elco" тип VG6.1600 DUO PLUS R;
- встановлення утеплених димових труб;
- встановлення підживлювальних, насосів та інших енергозберігаючих насосів фірми «Wilo» з частотним керуванням, згідно до технологічної схеми;
- встановлення баку запасу підготовленої води об'ємом $V=2000$ л;
- встановлення розширювальних баків на кожному з котлів;
- передбачено автоматизовану роботу обладнання в залежності від виставлених параметрів на шафі керування;
- облік теплової енергії виконується в межах котельні.

1.2 Річні навантаження теплоти на опалення

1) У відповідності до завдання, максимальне теплове навантаження на опалення будинку в м. Херсон дорівнює $Q_{max.o} = 3060$ кВт. Таким чином середня

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

витрата теплоти на опалення будинку, МВт, обчислюється на основі рівняння [5]

$$Q_{\text{ср.о}} = Q_{\text{втр}} \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}}, \quad (1.1)$$

де “ $Q_{\text{втр}}$ – максимальна витрата теплоти на опалення будинку, МВт [5];

$t_{\text{вн}}$ – температура повітря всередині приміщень. Відповідно до чинних норм України приймається рівною 20 °С” [5].

$$Q_{\text{ср.о}} = 3,060 \frac{20 - (-0,1)}{20 - (-19)} = 1,57 \text{ МВт.}$$

2) “Річна витрата теплоти на опалення житлового будинку в м. Херсон, МДж/рік, обчислюється за формулою [5]”

$$Q_{\text{річ.о}} = Q_{\text{ср.о}} \cdot n_o \cdot 24 \cdot 3600, \quad (1.2)$$

$$Q_{\text{річ.о}} = 1,57 \cdot 163 \cdot 24 \cdot 3600 = 2,21 \cdot 10^7 \text{ МДж/рік.}$$

У котельні передбачається установка сучасного, з високими коефіцієнтами корисної дії обладнання. При реконструкції котельні передбачено наступні заходи з енергозбереження:

- застосування ефективних водогрійних котлів з коефіцієнт корисної дії не нижче 92%;
- застосування утилізатора теплоти димових газів;
- плавне регулювання процесу спалення газу;
- погодозалежне регулювання відпуску теплоти до споживача;
- використання димових труб в нержавіючому виконанні, теплоізовльованих в нержавіючому кожусі;
- підживлення систем теплопостачання пом'якшеною водою;
- насосне обладнання та вентилятор пальника з частотним регулюванням;
- автоматичне регулювання параметрів роботи котлів та допоміжного обладнання котельні за рахунок комплексної автоматизації технологічного процесу;
- встановлення контрольно–вимірювальних приладів для контролю за параметрами роботи котельні;

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- покриття сучасною тепловою ізоляцією обладнання, трубопроводів теплоносіїв та газоходів з температурою на поверхні більш +43 °С;
- автоматичну роботу котельні, з виведенням контрольних та аварійних сигналів в приміщення з постійним перебуванням персоналу;
- заміна освітлення котельні на енергозберігаюче.

1.3 Когенераційна установка

Когенераційна установка призначена для забезпечення резервного електроживлення котельні, підвищення надійності електропостачання критичної інфраструктури міста [6]. Передбачено встановлення когенераційної установки компанії Jenbacher тип JGS 312 GS–N.L. з допоміжним обладнанням. Вид палива – природний газ. Режим роботи установки періодичний за рішенням оператора та стану енергосистеми України.

Передбачено:

- встановлення ГПУ Jenbacher JGS 312 GS–N.L;
- установку енергоефективного допоміжного обладнання;
- розроблено технологічну схему підключення теплоносія з системи охолодження когенераційної установки у зворотній трубопровід котельні;
- когенераційна станція укомплектована котлом утилізатором відхідних газів, системою утилізації теплоти для охолодження двигуна, масла;
- систему циркуляції теплоносія від когенераційної установки до існуючої системи теплопостачання (насос підібрано відповідно до витрати та існуючого перепаду тиску в мережі) – точки врізки в теплову мережу Т1 та Т2;
- облік відпуску теплової енергії від когенераційної установки;
- проектування системи робочого та аварійного електроживлення котельні;
- облік виробництва та відпуску електричної енергії на потреби котельні.

Робота котельні та ГПУ передбачається лише в опалювальний період у автоматичному режимі без постійного обслуговуючого персоналу. ГПУ повністю автоматизована і не вимагає постійного обслуговуючого персоналу.

Система теплопостачання котельні:

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– для систем опалення – двотрубна;

– система ГВП – відсутня.

Температурний графік існуючої системи теплозабезпечення в опалювальний період – 95/70°C.

Паливо – природний газ згідно ТУ на газопостачання з теплотворною здатністю 33,71 МДж/м³. Резервне паливо – не передбачається.

Когенераційна установка розташована на окремому фундаменті в приміщенні. Виробництво електричної енергії – 638 кВт. Виробництво теплової енергії – 726 кВт.

Коефіцієнт корисної дії електричний не менше – 40,9% (при навантаженні – 100%).

Коефіцієнт корисної дії тепловий не менше – 46,6% (при навантаженні – 100%).

Графік роботи газопоршневої електростанції – цілодобовий.

Кількість годин роботи за рік – 4152.

Загальне приєднане теплове навантаження котельні в межах реконструкції відповідає потужності на опалення. Проектом передбачається утилізація теплоти від ГПУ за рахунок підігріву зворотної магістралі Т2. Максимальна потужність утилізації до 726 кВт.

1.4 Висновки з розділу 1

У цьому розділі описано фізико–географічні характеристики майданчика та місцевості, де розташовані котельні та когенераційна установка. Розраховано середні та річні теплові навантаження водогрійної котелені.

Проведений аналіз фізико-географічних особливостей району розміщення котельні та когенераційної установки виявив їх повну відповідність сучасним вимогам до енергоефективності, екологічності та безпеки об'єктів теплопостачання.

Дослідження геологічних, кліматичних і конструктивних характеристик ділянки підтвердило стабільність природних умов для функціонування

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обладнання. Завдяки використанню сучасних технологій та енергозберігаючих рішень, об'єкт забезпечує: стабільне опалення житлових і адміністративних будівель; оптимальне використання природного газу як основного палива; мінімізацію впливу на навколишнє середовище через малопотужне обладнання та ефективну утилізацію відходів тепла.

Реконструкція котельні з впровадженням когенераційної установки, а також впровадження автоматизованих систем управління гарантує підвищення надійності теплопостачання. Використання вискооефективних котлів Viessmann та газопоршневої установки Jenbacher сприятиме зниженню енергоспоживання та витрат, що є важливим фактором для сучасних енергетичних систем.

Таким чином, розроблені технічні рішення відповідають нормативним вимогам та забезпечують енергоефективну експлуатацію об'єкта в довгостроковій перспективі.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ТЕПЛОМЕХАНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Опис теплової схеми котельні

У якості основного теплогенеруючого обладнання застосовані три водогрійних низькотемпературних триходових котла Viessmann VITOROND 200, тепловою потужністю по 1020 кВт кожний, з газовими модульованими пальниками Elco VG6.1600 DUO PLUS R.

Паливом для котлів служить природний газ низького тиску, теплотворною здатністю 8100 ккал/год (33,5 МДж/м³).

Для підвищення ефективності котли комплектуються конденсаційними економайзерами Viessmann VITOTRANS 300, тепловою потужністю по 96 кВт кожний. Температура димових газів після економайзера 65 °С.

Димові гази від котлів та економайзерів відводяться надземними теплоізольованими димоходами з нержавіючої сталі в триствольну димову трубу, висотою 29,3 м, діаметр одного ствола 400 мм. Стволи димової труби кріпляться до металевої каркасної конструкції. Для кожного котла передбачений один ствол триствольної димової труби.

Конденсат, який утворюється в димоходах та економайзерах зливається та нейтралізується у двох нейтралізаторах конденсату. Після нейтралізації конденсат зливається у систему каналізації котельні.

Циркуляцію теплоносія через котли здійснюють циркуляційні насоси котлового контуру з електронним частотним керуванням Wilo Stratos GIGA 65/1–17/1,7.

Для запобігання зниження температури теплоносія в зворотному трубопроводі котла нижче 55 °С для кожного котла передбачена рециркуляційна лінія з триходовим клапаном з електроприводом.

Облік виробленої теплової енергії кожним котлом здійснюється одноканальним лічильником теплової енергії.

Подачу теплоносія в систему тепlopостачання здійснюють два (робочий і резервний) мережевих насоса з електронним частотним керуванням Wilo IL–E 65/170–11/2.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Теплоносії з котельні подається по існуючими двотрубним підземним тепловим мережам.

Регулювання параметрів теплоносія – якісне, в залежності від температури зовнішнього повітря, здійснюється автоматично за допомогою триходового клапана з електроприводом, яким керує електронний контролер.

Облік теплової енергії, яка відпускається користувачам, здійснюється двоканальним лічильником теплової енергії.

Приєднання мережевого контура до котлового передбачається по незалежній схемі через два розбірних пластинчатих теплообмінника Danfoss S19A–IG16–121–TMTL98.

Температура теплоносія в котловому контурі $T_{1.1}=95\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_{2.1}=70\text{ }^{\circ}\text{C}$; в мережевому $T_{1.2}=90\text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_{2.2}=65\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Система теплопостачання замкнута. Для компенсації теплового розширення води в системі, в котловому контурі встановлюється розширювальний бак.

Для заповнення втрат теплоносія в системі теплопостачання встановлюється водопідготовча установка з автоматичною регенерацією Grunbeck Delta–P. В якості вихідної води використовується вода з господарсько–питного водопроводу. Пом'якшення вихідної води передбачено за двоступінчастою схемою. Як іонообмінна речовина використовується катіонообмінна смола Dowex, як реагент – таблетована кухонна сіль. Запас солі зберігається на складі.

Пом'якшена вода зберігається в баку, ємністю 2000 л. Підживлення системи забезпечує насосна станція Wilo SiBoost Smart 2 HELIX EXCEL 405–MODBUS. Продуктивність водопідготовчої установки розраховувалась на підставі вимог п. 8.1.1 та п. 8.1.3: 0,75% фактичної місткості води в трубопроводах теплових мереж та приєднаних до них системах опалення і вентиляції будівель; об'єм води в системах теплопостачання (за відсутності даних щодо фактичного об'єму води) допускається приймати 65 м^3 на 1 МВт розрахункового теплового навантаження [7].

Жорсткість пом'якшеної води 0,1 мг–екв/л, що задовольняє вимогам

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

виробника котлів.

Крім натрій-катіонного пом'якшення, водопідготовча установка здійснює хімічну деаерацію підживлювальної води і корекцію рН та CO_2 .

Облік витрат води на підживлення системи, здійснюється водомірами.

Трубопроводи системи теплопостачання прийняті труб сталевих електрозварювальних по ДСТУ EN 10219 та труб сталевих водогазопровідних по ДСТУ EN 10255:2014.

Котельня працює в автоматичному режимі без постійної присутності обслуговуючого персоналу.

Газопостачання котельні від існуючого газопроводу середнього тиску. Розрахункова витрата газу одним котлом – $119 \text{ м}^3/\text{год}$. Сумарна витрата газу котельні – $238 \text{ м}^3/\text{год}$.

Для зниження тиску газу та підтримки його на заданому рівні в котельному залі встановлюється ШРП з однією лінією редукування (з регулятором тиску газу Dival SQD 2) та байпасом. Комерційний облік витрат газу котельні здійснюється ультразвуковим лічильником КУРС-01-A-G100 з коректором витрати газу за тиском і температурою.

Опалення котельного залу здійснюється за рахунок теплонадходжень від обладнання і трубопроводів, а також від системи опалення.

Робота котельні передбачається в опалювальний період для теплопостачання.

2.2 Вихідні дані для розрахунку теплової схеми

Даний розрахунок виконую для двох характерних режимів роботи опалювальної водогрійної котельні, оскільки вона забезпечує потреби лише в опаленні. Система приготування гарячої води – відсутня [8, 9]:

I режим – максимально зимовий за розрахунковою температурою $t_{p.o}$ (для міста Херсон дана температура дорівнює $-19 \text{ }^\circ\text{C}$);

II режим – за розрахунковою середньою температурою найбільш холодного місяця $t_{cp.x.m}$ (міста Херсон дана температура дорівнює $-2,5 \text{ }^\circ\text{C}$).

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Внутрішня температура повітря для типової будівлі $t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$.

Температура повітря в опалювальній будівлі повинна відповідати санітарним нормам та вимогам комфорту в приміщеннях, де знаходяться люди. Для випадку житлових будівель дана температура повинна бути не менше 20°C , тому котельня повинна забезпечувати дану температуру протягом всіх двох режимів [7].

1) Приймаю $t_{\text{вн}} = 20^\circ\text{C}$.

2) "Температура зовнішнього повітря в районі обслуговування котельні $t_{\text{зовн}}^{\text{ЗЛ}}, ^\circ\text{C}$ для міста Херсон, становить [1]:

для I-го режиму – $t_{\text{зовн}}^{\text{I}} = t_{\text{p.o}} = -19^\circ\text{C}$;

для II-го режиму – $t_{\text{зовн}}^{\text{II}} = t_{\text{p.o}} = -2,5^\circ\text{C}$;

в точці зламу температурного графіка теплової мережі обчислюємо за виразом, $^\circ\text{C}$

$$t_{\text{зовн}}^{\text{ЗЛ}} = t_{\text{вн}} - 0,3455 \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{p.o}}), \quad (2.1)$$

$$t_{\text{зовн}}^{\text{ЗЛ}} = 20 - 0,3455 \cdot (20 - (-19)) = -6,5^\circ\text{C}.$$

3) "Максимальний відпуск теплоти на опалення житлового будинку у м. Херсон для I-го режиму приймаю згідно технічного завдання (див. розділ 1)

$$Q_{\text{вн}}^{\text{макс}} = 3,06 \text{ МВт}.$$

4) "Максимальна температура подавального теплоносія (режим I) відповідно до прийнятого температурного графіку роботи котельні, $^\circ\text{C}$ " [8]

$$t_{\text{макс.1}}^{\text{I}} = 95^\circ\text{C};$$

5) "Максимальна температура поворотного теплоносія (режим I), відповідно до прийнятого температурного графіку роботи котельні, $^\circ\text{C}$ " [8]

$$t_{\text{макс.2}}^{\text{I}} = 70^\circ\text{C};$$

6) "Температура сирієї води на вході до котельні від господарчо – побутового водопроводу $T_{13}, ^\circ\text{C}$ " [8, 9]

– для режимів I– II дорівнює $T_{13}^{\text{I}} = T_{13}^{\text{II}} = 5^\circ\text{C}$;

7) "Температура сирієї води перед хімічною очисткою з використанням

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

комплексної ХВП Grunbeck $T_3, ^\circ\text{C}$ [7, 8]

– для режимів I– II, дорівнює $T_3 = 5 ^\circ\text{C}$.

8) "Питомий об'єм теплоносія в системі опалення відносно сумарного відпуску теплоти на теплопостачання $g_{\text{сист}}, \text{кг/МВт}$." [7, 8]

– для режимів I– II, дорівнює $g_{\text{сист}} = 35000 \text{ кг/МВт}$.

9) "Коефіцієнт зниження втрат води в системі теплопостачання $k_{\text{вит}}$ " [8]

– для режимів I– II, становить $k_{\text{вит}}^{\text{I}} = k_{\text{вит}}^{\text{II}} = 1$.

10) "Коефіцієнт власних потреб котельні на хімічне очищення води (водопідготовка) $k_{\text{х.в.}}^{\text{б.п.}}$ " [7, 8]

Значення даної величини може знаходитися в межах:

$$k_{\text{х.в.}}^{\text{б.п.}} = 1,1 \dots 1,25;$$

– для режимів I– II приймаю $k_{\text{х.в.}}^{\text{б.п.}} = 1,2$.

2.3 Розрахунок теплової схеми котельні (для першого режиму)

Для підбору основного та допоміжного обладнання котельні необхідно провести розрахунок на максимальний режим роботи котельні за наступною методикою, що викладена нижче.

1) Здійснюю перевірку коефіцієнта $k_{\text{о.в.}}$ зниження витрати теплоти на опалення залежно від температури зовнішнього повітря для I–го режиму роботи котельні за формулою [8]

$$k_{\text{о.в.}} = \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}}}; \quad (2.2)$$

$$k_{\text{о.в.}} = \frac{20 - (-19)}{20 - (-19)} = 1.$$

2) "Сумарний відпуск теплоти водогрійною котельнею на опалення, $Q_{\text{о.в.}}, \text{МВт}$ " [8]

$$Q_{\text{о.в.}} = (Q_{\text{о.в.мак}}^{\text{ж+гр}} + Q_{\text{о.в.мак}}^{\text{н}}) \cdot k_{\text{о.в.}}; \quad (2.3)$$

$$Q_{\text{о.в.}} = (3,06 + 0) \cdot 1 = 3,06 \text{ МВт}.$$

3) "Температура мережного теплоносія на виході з водогрійної котельні, $t_1 ^\circ\text{C}$ " [8]

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$t_1 = 20 + 62.5 \cdot k_{o.B.}^{0.8} + 12.5 \cdot k_{o.B.}; \quad (2.4)$$

$$t_1 = 20 + 62,5 \cdot 1^{0.8} + 12,5 \cdot 1 = 95 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

"Температура поворотного теплоносія на виході з водогрійної котельні, t_2 , $^{\circ}\text{C}$ " [8]

$$t_2^{o.B.} = t_1 - 25 \cdot k_{o.B.} \quad (2.5)$$

$$t_2^{o.B.} = 95 - 25 \cdot 1 = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

5) "Розрахункова витрата мережевої води на опалення $G_{o.B.}$, кг/с " [8]

$$G_{o.B.} = \frac{Q_{o.B.} \cdot 10^6}{C_B \cdot (t_1 - t_2)}; \quad (2.6)$$

де C_B – теплоємність води, приймаю рівною $4187 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$.

$$G_{o.B.} = \frac{3,06 \cdot 10^6}{4187 \cdot (95 - 70)} = 29,23 \text{ кг/с}.$$

6) "Розрахункова витрата теплоносія на опалення житлового будинку на виході з водогрійної котельні G_M , кг/с " [8]

$$G_M = G_{o.B.}; \quad (2.7)$$

$$G_M = 29,23 \text{ кг/с}.$$

7) "Витрати води для підживлення системи на заповнення витікань, що трапляються під час роботи теплової мережі $G_{\text{вит}}$, кг/с " [8]

$$G_{\text{вит}} = \frac{0,75}{100 \cdot 3600} (Q_{o.B.}^{\text{ж+трк}} + Q_{o.B.}^n + Q_{г.в.}^n) \cdot g_{\text{сист}} \cdot k_{\text{вит}}; \quad (2.8)$$

$$G_{\text{вит}} = \frac{0,75}{100 \cdot 3600} (3,06 + 0 + 0) \cdot 35000 \cdot 1 = 0,223 \text{ кг/с}.$$

8) "Витрата поворотної мережевої води на вході до водогрійної котельні $G_{п.м.}$, кг/с " [8]

$$G_{п.м.} = G_M - G_{\text{вит}}; \quad (2.9)$$

$$G_{п.м.} = 29,23 - 0,223 = 29,007 \text{ кг/с}.$$

9) "Витрата сирієї води, що подається на хімічну очистку в комплексній системі ХВП Grunbeck $G_{с.в.}$, кг/с " [8]

$$G_{с.в.} = k_{Х.В.}^{Б.П.} \cdot G_{\text{вит}}; \quad (2.10)$$

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$G_{c.b.} = 1,2 \cdot 0,223 = 0,2676 \text{ кг/с.}$$

10) "Сумарний відпуск теплоти котлами на опалення, що розташовані в котельні, з урахування відсутності підготовки гарячого водопостачання Q_k^B , МВт" [8]

$$Q_k^B = Q_{o.b.} + Q_{г.в.}; \quad (2.11)$$

$$Q_k^B = 3,06 + 0 = 3,06 \text{ МВт.}$$

11) "Необхідна кількість водогрійних котлів $N_{к.п}^B$ " [8]

$$N_{к.п.}^B = \frac{Q_k^B}{Q_k^{\text{ном}}}; \quad (2.12)$$

де $Q_k^{\text{ном}}$ – номінальна потужність водогрійного котла, МВт.

$Q_k^B = 3,06 \text{ МВт}$ – згідно технічного завдання сумарний відпуск теплоти на опалення житлового будинку без врахування теплоти на цілі котельного залу.

12) Обираю водогрійний котел фірми "Viessmann" тип VITOROND 200 теплопродуктивність 1020 кВт

$$N_{к.п.}^B = \frac{3,06}{1,02} = 3 \text{ компл.},$$

Завантаження котлів, що розташовані в котельні, %

$$K_{зав}^B = \frac{Q_k^B}{N_{к.п.}^B \cdot Q_k^{\text{ном}}} \cdot 100\%; \quad (2.13)$$

$$K_{зав}^B = \frac{3,06}{3 \cdot 1,020} \cdot 100\% = 100\%.$$

Результати розрахунків котельні, яка забезпечує опалення житлових і адміністративних будівель у II-му режимі роботи, представлені в таблиці 2.1. Розрахунки виконані за наведеною методикою, з урахуванням специфіки зміни коефіцієнта зниження витрати теплоти на опалення. Цей коефіцієнт залежить від температури зовнішнього повітря і визначається згідно з рівнянням (2.2).

При проведенні розрахунків враховано зміни теплового навантаження системи залежно від умов експлуатації та температурного графіка.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків теплової схеми опалювальної котельні для режимів I–II [8]

Найменування величини	Позначення	Одиниця	Значення величини для режимів	
			I	II
Сумарний відпуск теплоти котельні на опалення	$Q_{o.b.}$	МВт	3,06	1,76
Сумарний відпуск теплоти котельні на ГВП	$Q_{г.в.}$	МВт	0	0
Коефіцієнт зниження витрати теплоти на опалення	$k_{o.b.}$	—	1	0,57
Температура мережної води на виході з котельні	t_1	°C	95	70
Температура поворотної мережної води після опалення	t_2	°C	70	55,75
Розрахункова витрата мережевої води на опалення	$G_{o.b.}$	кг/с	29,23	51,2
Розрахункова витрата мережевої води на виході з котельної	G_m	кг/с	29,23	51,2
Витрати води для підживлення на заповнення витікань у тепловій мережі	$G_{вит}$	кг/с	0,223	0,127
Витрата поворотної мережевої води на вході до котельної	$G_{п.м.}$	кг/с	29,007	51,073
Витрата сирової води, що надходить на хімічну очистку	$G_{с.в.}$	кг/с	0,2676	0,1524

2.4 Висновки до розділу 2

Теплова схема котельні була проаналізована для двох температурних режимів. Розрахунки підтвердили доцільність використання трьох газових котлів Viessmann моделі VITOROND 200, кожен з яких має теплову потужність

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

1020 кВт. Для ефективного регулювання потоку теплоносія були встановлені триходові регулюючі клапани, які можуть змінювати напрямок потоку, а також об'єднувати і розділяти потоки теплоносія.

Для підвищення енергоефективності котли були оснащені конденсаційними економайзерами Viessmann VITOTRANS 300, кожен з яких має додаткову теплову потужність 96 кВт. Також буде встановлена система хімічної дегазації води Grundbeck GENODOS DME 6 (1/40), яка видалятиме розчинені гази, такі як кисень, для більш ефективного використання води. Система включатиме бак для змішування реагентів, циркуляційні насоси та систему моніторингу параметрів для забезпечення надійності системи та продовження терміну служби обладнання.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ВИБІР ОСНОВНОГО ТА ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНІ

3.1 Вибір котлів

“ Кількість та потужність котлів у водогрійній котельні залежать від типу палива, яке використовується для горіння (наприклад, природний газ), а також від характеристик теплоносія, що циркулює в системі. Під час визначення необхідної кількості котлів N важливо враховувати максимальне теплове навантаження.

$$N_{\text{к.п}}^{\text{в}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{в}}}{Q_{\text{к}}^{\text{ном}}}, \quad (3.1)$$

де $Q_{\text{к}}^{\text{в}}$ – загальна кількість теплоти, що віддається водогрійними котлоагрегатами, розрахована для теплової схеми котельні у режимі максимальної зимової експлуатації, МВт;

$Q_{\text{к}}^{\text{ном}}$ – номінальне навантаження водогрійного котла, МВт” [8].

Передбачається встановлення трьох газових котлів Viessmann VITOROND 200, кожен з яких має потужність 1020 кВт і оснащений автоматичними пальниками Elco VG6.1600 DUO PLUS R. Ці котли та пальники вирізняються високою енергоефективністю, надійністю та тривалим терміном експлуатації, що забезпечує стабільне теплопостачання.

Під час згоряння палива утворюються гарячі гази, які проходять через триходовий теплообмінник, виготовлений із чавуну. Цей теплообмінник передає теплоту теплоносію (воді), що циркулює в системі опалення. Димові гази після теплообміну виводяться через димохід, а охолоджений теплоносій повертається до котла для повторного нагріву. Автоматичні контролери регулюють процес горіння й забезпечують стабільну температуру, оптимізуючи витрати палива й забезпечуючи ефективну роботу системи. Пальник Elco VG6.1600 DUO PLUS R оснащений модулюючою системою управління, яка автоматично регулює інтенсивність горіння залежно від потреб системи, що сприяє ефективному використанню палива. Завдяки точному змішуванню природного газу з повітрям забезпечується чисте та економічне згоряння, яке водночас мінімізує викиди

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

таких шкідливих речовин, як NOx і CO. Крім того, палиник підтримує стабільну роботу навіть за змінних умов, забезпечуючи рівномірне згоряння.

Котли Viessmann VITOROND 200 досягають високої енергоефективності завдяки триходовій системі теплообміну та модулюючим палиникам. Вони виготовлені з чавуну, що гарантує їх довговічність і надійність. Вбудована система автоматизації дозволяє котлам адаптуватися до змінних умов експлуатації, забезпечуючи стабільну продуктивність при мінімальних витратах. Окрім того, котли є екологічно безпечними через низький рівень викидів.



Рисунок 3.1 – Загальний вигляд водогрійного котла VITOROND 200

В котельній залі передбачається встановлення теплогенеруючого обладнання з основними технічними характеристиками, що представленні в таблиці 3.1.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 – Характеристика котлів фірми Viessmann тип VITOROND 200

Найменування величини	Одиниця	Величина
Водогрійні котли VITOROND 200 потужністю 1020 кВт		3
Номінальна теплова потужність	кВт	1020
Коефіцієнт корисної дії, не менше	%	92
Допустимий робочий тиск	бар	6
Максимальна температура теплоносія, не більш	°C	95
Мінімальна температура води на вході в котел	°C	55
Габаритні розміри ДхШхВ	мм	2755x1555x 1920
Діаметр подавальної та зворотної магістралі котла	мм	125
Діаметр газоходу	мм	350
Водяний об'єм котла	м ³	0,499
Маса котла (без води)	кг	3220

Крім водогрійних котлів в приміщенні котельні встановлюються мережеві насоси, підживлювальні насоси, гідравлічний розподільувач, система ХВП та підживлення.

3.2 Підбір теплоутилізатора

Основні теплові втрати при спалюванні палива в котельних установках пов'язані з викидом відхідних газів (q_2). У котлах, що працюють із коефіцієнтом надлишку повітря та не оснащені хвостовими теплообмінниками, ці втрати можуть сягати до 25%. Їх величина визначається температурою димових газів, що виходять із котла [8]. Для зменшення цієї температури використовуються теплоутилізаційні пристрої, зокрема економайзери (водопідігрівачі).

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

Економізатори класифікуються за ступенем утилізації тепла димових газів на два типи. Поверхневі економізатори "сухого" типу знижують температуру димових газів до рівня, що перевищує точку роси (120–130 °С), запобігаючи конденсації водяної пари. Хоча це обмежує кількість утилізованого тепла, система відведення димових газів залишається майже без змін, окрім необхідності встановлення самого теплоутилізатора.

Другий тип – конденсаційні економізатори – охолоджують димові гази до температури конденсації (приблизно 60–70 °С), що дозволяє додатково використовувати теплоту фазового переходу. Це суттєво підвищує ефективність утилізації, але водночас спричиняє утворення конденсату з підвищеною кислотністю. Такий конденсат потребує нейтралізації та спеціальної утилізації.

Для відведення конденсату необхідно використовувати матеріали, стійкі до впливу кислот, наприклад, сталь із полімерним покриттям, полівінілхлорид або поліетилен. Крім цього, модернізація димоходів є обов'язковою. Для цього застосовують пластикові чи керамічні димоходи, або ж використовують вставки з кислотостійких матеріалів, таких як нержавіюча сталь, алюміній, кераміка чи різноманітні полімери.

Вхідні дані для розрахунку ефективності заходу:

t_{dg} – температура димових газів за котлом, °С;

t_n – температура повітря, яке надходить в котел на спалювання, °С;

α – коефіцієнт надлишку повітря в котлі;

$Q_{відн}$ – кількість теплоти, що відпускається споживачу котельним агрегатом
МДж/год;

Q_{pg}^H – нижча теплота згорання палива, МДж/м³;

CO_2, CO, CH_4 – вміст в продуктах згорання вуглецевмісних компонентів, %;

B_1 – годинна витрата палива в котлі до встановлення теплоутилізатора,
м³/год;

ρ_1 – коефіцієнт корисної дії котла до встановлення теплоутилізатора,
середній за опалювальний період, частка одиниці;

T_p – число годин роботи котла за рік, год/рік;

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$C_{\text{пал}}$ – ціна палива, грн/м³;

$B_{\text{уст}}$ – витрати на купівлю устаткування, грн. Вартість обладнання визначається відповідно до договірних цін.

Витрати теплоти з димовими газами q_2 при спалюванні газоподібного палива з надлишком повітря ($\alpha >$) визначається залежністю:

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{\text{дг}} - t_{\text{п}}) \cdot Z, \quad (3.2)$$

де $t_{\text{дг}}$ – температура димових газів на виході з котла, °С;

$t_{\text{п}}$ – температура повітря, яке знаходилося в котлі спалювання, °С;

Z – безрозмірна величина, що характеризує склад та температуру димових газів.

Значення величини Z для природного газу в залежності від вмісту в продуктах згорання вуглецевмісних компонентів CO_2 , CO та CH_4 (а при повному згоранні – тільки CO_2).

При встановленні конденсаційного економайзера температура димових газів знижується до ≈ 70 °С. В цьому випадку втрати теплоти з димовими газами та ККД котла заміняться на величину яку обраховую за формулою (3.2):

$$\Delta q_{2\text{конд}} = 0,01 \cdot (180 - 70) \cdot 4,75 = 5,22 \text{ \%}.$$

$$\eta_{2\text{сух}} = 92 + 5,22 = 97,22 \text{ \%}.$$

Економія палива на відпуск теплової енергії після впровадження заходу, (м³/год):

$$\Delta B = B_1 - B_2 = B_1 \cdot \left(1 - \frac{\eta_1}{\eta_2} \right), \quad (3.3)$$

$$\Delta B_{\text{конд}} = 180 \cdot \left(1 - \frac{92}{97,22} \right) = 9,66 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Економія коштів після встановлення за котлом теплоутилізуючого пристрою становитиме, (грн/рік):

$$E_{\text{конд}} = \Delta B \cdot T_p \cdot C_{\text{пал}}. \quad (3.4)$$

$$E_{\text{конд}} = 9,66 \cdot 4200 \cdot 7,88 = 319707 \text{ грн/рік}.$$

Витрати на технічне обслуговування:

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$C^m = 1450$ грн/рік.

Чиста економія котельні, грн/рік

$$S_n = E_{\text{конд}} - C^m, \quad (3.5)$$

$$S_n = 319707 - 2007 = 317700 \text{ грн/рік.}$$

За величинами обрахованими вище обираю економайзер Viessmann Vitomax 200. Загальний вигляд економайзера зображений на рисунку 3.2.



Рисунок – 3.2 Viessmann Vitomax 200

3.3 Вибір насосів для забезпечення роботи котельні

3.3.1 Насоси мережної води

Мережеві насоси встановлюються для забезпечення циркуляції теплоносія в теплових мережах, які з'єднують котельню з системами опалення споживачів. Вони відповідають за подачу необхідної кількості теплоносія під потрібним тиском для обслуговування житлових, комерційних та промислових об'єктів, забезпечуючи стабільну роботу систем тепlopостачання. Однією з ключових вимог до мережевих насосів є здатність подолати гідравлічний опір теплових

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

мереж, включаючи тривалі магістралі, різноманітні вузли, з'єднання та регулюючу арматуру.

Для підвищення енергоефективності обираються насоси з високим коефіцієнтом корисної дії та з можливістю використання частотних перетворювачів. Це дозволяє регулювати їхню продуктивність залежно від потреб теплових мереж і значно знижує енергоспоживання в умовах змінного навантаження [8].

Для забезпечення надійності мережеві насоси встановлюються у конфігурації з основними та резервними агрегатами, що дозволяє уникнути перерв у теплопостачанні у разі несправності основного насоса. Вони працюють за трьома ключовими напрямками: забезпечення циркуляції теплоносія в магістральних трубопроводах, стабілізація тиску в мережі та подача теплоносія до споживачів за необхідними параметрами температури та об'єму [10].

Вибір мережевих насосів здійснюється на основі показників подачі та напору, які залежать від гідравлічних розрахунків теплової мережі та втрат опору в ній. Насоси повинні забезпечувати достатній тиск для підтримки циркуляції теплоносія на всіх етапах системи, від котельні до кінцевого споживача.

Для розрахунку витрати теплоносія через мережевий насос на основі наданого тексту необхідно виконати кілька кроків. Витрата теплоносія (води) в системі опалення визначається виходячи з теплового навантаження системи та температурного графіка теплоносія. Основна формула для визначення об'ємної витрати:

$$V = \frac{Q}{c \cdot \rho \cdot \Delta t};$$

де Q – теплове навантаження системи (Вт або кВт);

c – питома теплоємність теплоносія, Дж/(кг·К);

ρ – густина теплоносія, кг/м³;

Δt – різниця температур подачі та зворотної води, (°C).

Розрахунок витрати:

$$V = \frac{1000}{1,163 \cdot 20} = \frac{1000}{23,26} \approx 43 \text{ м}^3/\text{год.}$$

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перевірка відповідності насосу: $G_{\max}=66 \text{ м}^3/\text{год}$.

Розрахована витрата $V= 43 \text{ м}^3/\text{год}$, отже, насос підходить.

Згідно теплової схеми котельні частина води йде через мережевий насос.
Передбачено насос Wilo IL–E 65/170–11/2.



Рисунок 3.3 – Загальний вигляд насосу Wilo Wilo IL–E 65/170–11/2

Для системи опалення котельні передбачено насос з параметрами:
 $G_{\max}=66 \text{ м}^3/\text{год}$; $H=36 \text{ м.в.ст.}$

3.3.2 Насоси котлового контуру

Насоси котлового контуру призначені для забезпечення циркуляції води в контурі котла, їх вибір здійснюють за подачею та тиском.

Як наведено на схемі на рис. 3.4, вода поступає до котлового насосу від гідравлічного розподільвача, потім прокачується насосом крізь котел, і, за потреби, додається до подавальної мережної води за рахунок роботи триходового клапану.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

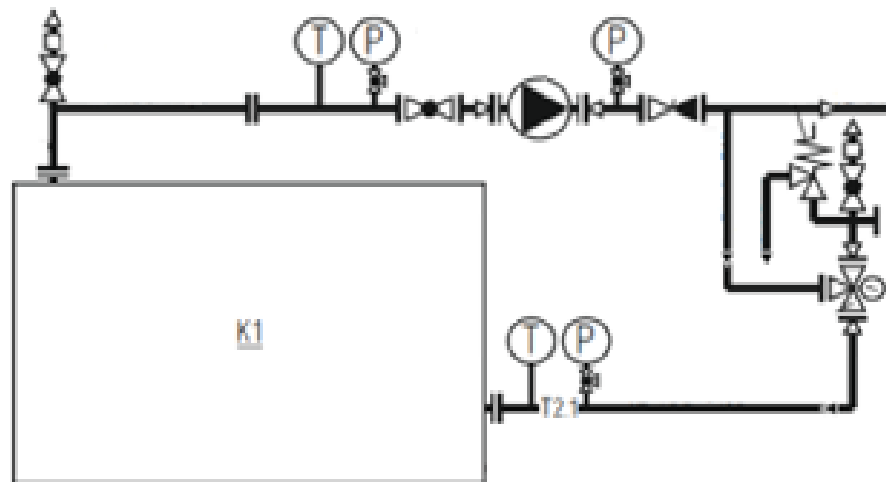


Рисунок 3.4 – Схема контуру

Подачу насосу визначаю за витратою води через котел фірми "Viessmann" тип VITOROND 200 потужністю 1020 кВт:

– масова витрата води, кг/с [11]

$$G = \frac{Q_k \cdot 10^6}{C_b \cdot (t_1 - t_2)}, \quad (3.6)$$

де Q_k – номінальна потужність котельного агрегату, яка дорівнює 1020 кВт;

c_b – теплоємність води, Дж/(кг·К), за [11] беру $c_b = 4187$ Дж/(кг·К).

Тоді масова витрата води становить:

$$G = \frac{1,02 \cdot 10^6}{4187 \cdot (95 - 70)} = 9,7 \text{ кг/с},$$

– об'ємна витрата води, м³/год [8]

$$V = \frac{G \cdot 3600}{\rho_b}, \quad (3.7)$$

де ρ – густина води, кг/м³, за [5] беру $\rho = 1000$ кг/м³.

Тоді об'ємна витрата води:

$$V = \frac{9,7 \cdot 3600}{1000} = 34,92 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Тиск насосу котлового контуру [5]

$$H_m = \Delta P_{b.k} + \Delta P_{тр}, \quad (3.8)$$

де $\Delta P_{в.к}$ – опір котла, кПа, за [5] беру $\Delta P_{в.к} = 5,5$ кПа;

$\Delta P_{тр}$ – гідравлічний опір трубопроводів у котловому контурі, кПа.

Гідравлічний опір трубопроводів у котловому контурі, зазвичай, складає, 5% опору котла [12], тобто

$$\Delta P_{тр} = 0,05 \cdot \Delta P_{к}; \quad (3.9)$$

$$\Delta P_{тр} = 0,05 \cdot 5,5 = 0,27 \text{ кПа.}$$

Тоді тиск насоса котлового контуру

$$H_{м} = 5,5 + 0,27 = 5,77 \text{ кПа.}$$

За величинами $V_{н.м} = 34,9 \text{ м}^3/\text{год}$ та $H_{м} = 0,01 \text{ МПа}$ обираю насоси котлового контуру по одному для кожного з трьох котлів типу Wilo Stratos GIGA 65/1–17/1,7. Загальний вигляд насоса котлового контуру зображений на рисунку 3.5.



Рисунок 3.5 – Загальний вигляд насоса котлового контуру

Підключення до мережі 3~400В,50/60Гц. Насос має наступні характеристики:

подача – $35,1 \text{ м}^3/\text{год}$;

тиск – $0,01 \text{ МПа}$;

номінальна потужність електродвигуна – $1,7 \text{ кВт}$;

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

частота обертання електродвигуна – 3100 об/хв.

3.4 Блочно–модульна когенераційна установка

Передбачається корисне використання теплоти від системи охолодження когенераційної установки Jenbacher JGS 312 GS–N.L. Система утилізації теплоти від ГПУ дозволяє корисно використати до 726 кВт. Використання теплоти виконується за рахунок підігріву зворотної (мережної) води системи опалення. Когенераційна установка Jenbacher JGS 312 GS–N.L представлена на рис. 3.6.



Рисунок 3.6 – Когенераційна установка Jenbacher JGS 312 GS–N.L

Передбачається встановлення наступного обладнання:

- блочно–модульна установки Jenbacher JGS 312 GS–N.L. з тепловою потужністю до 726 кВт;
- циркуляційний насос типу TPE3 50–240 фірми «Grundfos» продуктивністю до 32 м³/год.

Крім контейнеру когенераційної установки в межах приміщення встановлюються мережевий насос з модулем регулювання температури, лічильник обліку теплоти.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.2 – Тепломеханічні характеристики когенераційної установки Jenbacher JGS 312 GS–N.L

Найменування величини	Одиниця	Величина
Номінальна теплова потужність	кВт	726
Коефіцієнт корисної дії (тепловий), не менше	%	46,6
Допустимий робочий тиск	бар	10
Максимальна температура теплоносія, не більш	°C	95
Мінімальна температура води на вході в систему утилізації	°C	60
Діаметр подавальної та зворотної магістралі	мм	80

Теплова схема котельні передбачає відпуск теплової енергії споживачам у вигляді гарячої води з температурним графіком:

- зимовий температурний графік: 95–70°C;
- в літній період теплопостачання до споживачів відсутнє.

Проектом передбачається забір теплоносія зі зворотної магістралі до котельні за рахунок мережного насосу TPE3 50–240 фірми «Grundfos» продуктивністю до 32 м³/год. Підігрів води відбувається до температури 95°C в залежності від температури у зворотній магістралі та потужності генерації електричної енергії когенераційною установкою у певний момент часу.

Для здійснення циркуляції теплоносія до ГПУ передбачено встановлення насосу фірми «Grundfos» TPE3 50–240 з параметрами $G_{\max}=32$ м³/год; $H=18$ м.в.ст.. Насос обладнаний системою частотного керування.

Підбір лічильника:

Витрата теплоносія та гідравлічний опір визначається характеристиками та вимогами виробника когенераційної установки Jenbacher JGS 312 GS–N.L.

Гідравлічні втрати:

- ГПУ– 98,1 кПа,
- фільтр – 1,0 м.вод.ст,

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

- тепловий лічильник – 1,0 м.вод.ст,
- 3-х ходовий клапан – 3,0 м.вод.ст,
- лінійні – 1,0 м.вод.ст,
- місцеві – 2,0 м.вод.ст.

Всього – $\Delta P = 18$ м.вод.ст.

Забір і скид теплового носія в зворотню магістраль котельні виконується через гідравлічний розділювач.

Для обліку відпущеної теплоти з котельні запроектовано тепловий лічильник, виробництва фірми «СЕМПАЛ», ультразвуковий «СВТУ–10М», з живленням від мережі 220В з безперебійним джерелом живлення, витратомірні ділянки DN 50 на подаючому та зворотному трубопроводі.

В таблиці 3.3 наведено параметри вибору витратомірів з теплолічильниками.

Таблиця 3.3 – Тепломеханічні характеристики витратомірів з теплолічильниками

Витрата води	Параметри системи абонента, м ³ /год		Модель тепло лічильника (витратоміра)	Межі виміру об'ємної витрати води, м ³ /год		
	Max	Min		Max	Ном.	Min
Розрахункові витрати теплоносія на систему опалення	40	16	СВТУ–10М	90	63	0,63

На зворотному трубопроводі контури теплової мережі на подачі до когенераційної установки та перед тепловим лічильником встановлюються фільтри дрібної фракції.

Також встановлюється 3-х ходовий клапан DN80 з сервоприводом VF3+AMV 55/65х та розширювальний бак 500л PN10 для компенсації теплових розширень на ділянці підключення когенераційної установки.

Блочно–модульна установка Jenbacher JGS 312 GS–N.L. обладнана власною системою викиду димових газів та глушником вихлопу. Димові гази

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

викидаються в димову трубу когенераційної установки з відміткою верху +10,7м.

При реконструкції системи електропостачання котельні передбачено наступні заходи з енергозбереження:

- передбачена максимальна утилізації теплоти від обладнання, що генерує електричну енергію;
- плавне регулювання процесу генерації електроенергії;
- когенераційна установка керується за високоефективним алгоритмом скиду теплоти в атмосферу;
- насосне обладнання використовується з частотним регулюванням;
- автоматичне регулювання параметрів роботи ГПУ та допоміжного обладнання за рахунок комплексної автоматизації технологічного процесу;
- встановлення контрольно–вимірювальних приладів для контролю за параметрами роботи;
- покриття сучасною тепловою ізоляцією обладнання, грубопроводів теплоносіїв та газоходів з температурою на поверхні більш +43 °С;
- автоматична робота когенераційної установки, з виведенням контрольних та аварійних сигналів в приміщення з постійним перебуванням персоналу;
- когенераційна установка встановлена в погодозахищеному кожусі з високоефективною тепловою ізоляцією.

3.5 Конструктивне рішення по будівництву димової труби

Димова труба складається з чотирьохгранної вежі (каркаса) і тонкостінної циліндричної оболонки – газовідвідного стволу, закріпленого на вежі.

Вежі являють собою чотирьохгранну ґратчасту просторову призму з наступними розмірами:

- висота димової труби = 29,28м;
- висота вежі = 29м.

З метою уніфікації вузлів для всіх димових труб в схемах веж збережені однакові кути нахилу ґрат по відношенню до поясів.

Газовідвідний стовбур (відповідно димова труба) являє собою тонкостінну

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

циліндричну оболонку діаметром 400/460 мм і товщиною 0,8 мм відповідно, з кільцевими ребрами жорсткості. Газовідвідний стовбур кріпиться до вежі в нижній її частині за допомогою площадки. На верхній площадці вежі установка ліхтарів не передбачується. Для підйому на вежу по всій її висоті запроектовані сходи – драбина. В вежі всі монтажні з'єднання на болтах нормальної точності, заводські – на зварці. В конструкціях газовідвідного стовбура всі заводські з'єднання на зварці, монтажні – на зварці і болтах нормальної точності.

3.6 Висновки до розділу 3

Завдяки системі утилізації теплоти можливо корисно використати до 726 кВт, що забезпечує підігрів зворотної (мережної) води в системі опалення. Для забезпечення надійної циркуляції теплоносія в системі обрано циркуляційний насос типу ТРЕЗ 50–240 фірми Grundfos з продуктивністю до 32 м³/год, який відповідає необхідним параметрам продуктивності та енергоефективності.

Для котлового контуру підібрано насоси типу Wilo Stratos GIGA 65/1–17/1,7, які забезпечують достатній тиск та продуктивність для трьох котлів. Відповідно до теплової схеми, частина теплоносія проходить через мережевий насос Wilo IL–E 65/170–11/2, що забезпечує стабільну роботу системи опалення.

Проектом передбачено встановлення теплового лічильника CBTU–10М виробництва фірми СЕМПАЛ з витратомірними ділянками DN 50, що дозволяє забезпечити точний облік теплової енергії, а також фільтрів дрібної фракції на зворотному трубопроводі для захисту обладнання. Для компенсації теплових розширень передбачено розширювальний бак об'ємом 500 л PN10, а для автоматичного регулювання теплового потоку – триходовий клапан DN 80 з сервоприводом VF3+AMV 55/65х.

Блочно-модульна когенераційна установка Jenbacher JGS 312 GS–N.L. обладнана системою викиду димових газів з глушником вихлопу та димовою трубою висотою +10,7 м. Застосовані енергозберігаючі заходи, зокрема автоматизація процесів, використання насосів з частотним регулюванням,

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

високоєфективна теплоізоляція обладнання та трубопроводів, сприяють значному підвищенню енергоефективності системи.

Завдяки інтеграції когенераційної установки з насосним обладнанням вдалося не лише ефективно утилізувати теплоту від генерації електроенергії, але й забезпечити високу надійність роботи котельні. Реалізація цих заходів дозволяє стабільно та безперебійно постачати теплову енергію та гарячу воду споживачам, зменшити експлуатаційні витрати та знизити втрати енергії.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ВНУТРІШНЄ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

4.1 Газопостачання котельні

Газоспоживаюче обладнання – три водогрійних низькотемпературних триходових котла Viessmann VITOROND 200, тепловою потужністю по 1020 кВт кожний, з газовими модульованими пальниками Elco VG6.1600 DUO PLUS R.

Пальник Elco VG6.1600 DUO PLUS R– це високоефективний газовий пальник, призначений для спалювання природного газу в промислових і комерційних котельнях. Відомий своєю надійністю, точним контролем горіння та високою енергоефективністю. Основні характеристики пальника забезпечують рівномірне і чисте спалювання палива, що робить його ідеальним рішенням для застосувань, де важлива мінімізація викидів.

Газопостачання котельні від існуючого газопроводу середнього тиску. Тиск газу на вводі 0,12 МПа.

Максимальні витрати газу котельні 239 м³/год.

Для зниження тиску газу та підтримки його на заданому рівні в котельному залі встановлюється ШРП з однією лінією редукування (з регулятором тиску газу Dival SQD 2) та байпасом. Комерційний облік витрат газу котельні здійснюється ультразвуковим лічильником КУРС–01–А–G100 з коректором витрати газу за тиском і температурою, які також розташовані в ящику ШРП. Суцільні дверцята ящика ШРП повинні бути демонтовані або замінені сітчастими.

На зовнішній стіні котельні розташовано ШРП для газопостачання житлових будинків. При реконструкції котельні необхідно забезпечити його безперервну роботу.

Діаметри внутрішніх газопроводів прийняті з розрахунку.

Продувальні, викидні газопроводи і газопроводи безпеки вивести на 1 м вище парапету (карниза) будівлі котельні.

Газове обладнання має сертифікати України та необхідну автоматику безпеки.

Автоматичне припинення подачі палива до котлів відбувається при:

- підвищення або зниження тиску газу перед пальниками;

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- відсутності тяги;
- перегрів води;
- зменшення витрати води через котел.

На вводі газопроводу встановлений електромагнітний клапан–відсікач.

Автоматичне закриття швидкодіючого газового клапана–відсікача передбачено при:

- несправності ланцюгів захисту і зникнення напруги;
- загазованості приміщення топкової;
- пожежі.

В котельні встановлені сигналізатори загазованості.

Труби для будівництва внутрішнього газопроводу прийняти із сталевих прямошовних труб по ДСТУ EN 10217–1:2016 «технічні умови», ДСТУ EN 10219–1:2006 «сортамент» і труб сталевих водогазопровідних ДСТУ EN 10255:2014, марка стали Ст3сп ДСТУ 2651:2005 не нижче другої категорії. Труби повинні бути випробувані гідравлічним тиском на заводі–виробнику або мати запис у сертифікаті про гарантії того, що труби витримують гідравлічний тиск, величина якого відповідає вимогам стандартів або технічних умов на труби.

Величина надлишку теплоти для котельної:

- об'єм приміщення $V=590 \text{ м}^3$;
- теплонадлишки від працюючого обладнання становлять 34 кВт;
- надлишок тепла на 1 м^3 становить 57,6 Вт.

Згідно таблиці 4 «Мінімально допустиме значення опору теплопередачі огорожувальної конструкції промислових будівель» – для будівель з надлишком теплоти більше ніж 23 Вт/м^3 допустима величина опору теплопередачі $0,45 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ (для температурної зони II) [1] .

Тепловий розрахунок огорожуючих конструкцій.

Склад утеплення зовнішніх стін:

штукатурка фасадна, товщиною 20 мм ($\lambda_{\text{Б}} = 0,81 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$, $\rho=1600 \text{ кг/м}^3$);

стінове огороження– цегла звичайна товщиною 510 мм існуюча ($\lambda_{\text{Б}} = 0,81 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$, $\rho=1800 \text{ кг/м}^3$);

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

штукатурка внутрішня цементно–пісчана, товщиною 20 мм ($\lambda_b = 0,81$ Вт/(м*К), $\rho=1600$ кг/м³).

Розрахунковий коефіцієнт опору теплопередачі визначається за формулою:

$$R_i = \alpha_{\text{в}} + \delta_i / \alpha_{ip} + \alpha, \quad (4.1)$$

де δ_i – товщина і-го шару конструкції, м;

λ_{ip} – теплопровідність матеріалу і-го шару конструкції в розрахункових умовах експлуатації, Вт/(м · К).

Для цегляної кладки 510мм коефіцієнт опору становить:

$$R_i = 0,51/0,81 = 0,63 \text{ м}^2\text{K/Вт}.$$

Для штукатурки цементно–пісчаної 20мм коефіцієнт опору становить:

$$R_i = 0,02/0,81 = 0,025 \text{ м}^2\text{K/Вт}.$$

Загальний коефіцієнт опору теплопередачі огорожуючих конструкцій:

$$\Sigma R = 0,63 + 0,025 + 0,025 = 0,68 > 0,45 \text{ м}^2\text{K/Вт}.$$

Згідно розрахунку коефіцієнтів опору теплопередач огорожуючих конструкцій без виконання ізоляції зовнішніх стін будівлі задовільняє нормативні значення $0,68 \text{ м}^2\text{K/Вт} > 0,45 \text{ м}^2\text{K/Вт}$.

4.2 Газопостачання когенераційної установки

Газопостачання передбачається одарованим природним газом який відповідає вимогам ДСТУ EN 437:2019. Передбачено: підключення до існуючого газ–ду с/т Ду80 на фасаді існуючої котельні; будівництво сталевого надземного зовнішнього газопроводу середнього тиску Ø57x3,5 (Ду50) ДСТУ 8943:2019 загальною довжиною 9,0м; встановлення комерційного вузла обліку газу на базі газового лічильника роторного типу Delta SE G65 DN50; встановлення ШГРП – 5/5–2Л–50x65–3/3 з регуляторами тиску DIVAL 500G TR DN 1"x1 1/2" Rp + LA/TR; будівництво сталевого надземного зовнішнього газопроводу середнього тиску Ø 76x3,5 (Ду65) ДСТУ 8936:2019 загальною довжиною 3,0м; будівництво внутрішньоцехових газопроводів середнього тиску Ø 76x3,5, Ø 89x4,0, Ø108x4,0 ДСТУ 8936:2019 до газової когенераційної установки Jenbacher JGS312 GS–N.L., Нел.=638кВт, Qтепл.=726кВт – 1шт.; встановлення вимикаючих пристроїв: під

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

приварку Ду50 (11с37п) – 2 шт.,– Ду65 (11с37п) – 2 шт., фланцевий електромагнітний клапан нормально закритий Ду65 – 1 шт.

Для обліку спожитого газу газовими приладами передбачається встановлення двох вузлів обліку газу на базі лічильника газу роторного типу Delta SE G65 DN50.

Витрата газу когенераційною установкою:

$$q = \frac{Q_k}{Q_n \cdot \eta}, \quad (4.2)$$

де q – витрата газу за н.у. м³/год;

Q_k – продуктивність установки Вт;

Q_n – нижча теплота згорання газу Дж/м³;

η – ККД когенераційної установки.

Для когенераційної установки Jenbacher JGS312 GS–N/L., $N_{\text{ел}} = 638$ кВт, витрата становить:

$$Q_{\text{max.розрах.}} = 859,8 \cdot 319 / 8100 \cdot 0,379 = 89,34 \text{ м}^3/\text{год},$$

$$Q_{\text{min.розрах.}} = 859,8 \cdot 638 / 8100 \cdot 0,409 = 165,58 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Виконую також перерахунок максимальної витрати газу через значення вхідної потужності когенераційної установки, яка складає 1558 кВт (згідно з паспортними даними) :

$$Q_{\text{max.розрах.Рвх.}} = 859,8 \cdot 1558 / 8100 = 165,39 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Таблиця 4.1 – Енергоефективність та витрати газу для когенераційної установки

ККД ел., %	Електрична Потужність, кВт	Витрата газу на одиницю обладнання (м ³ /год за с.у)		Витрата газу загальна (м ³ /год за с.у)
min/max = 37,9/40,9	50% – 319; 100% – 638	89,34	165,58	165,58
Всього (значення розрахунків)		89,34	–	165,58

Отже, максимальна витрата газу, розрахована від вхідної потужності, збігається з відповідною витратою, розрахованою від корисної електричної потужності. Згідно технічного паспорту когенераційної установки максимальна витрата складає $Q_{\max}=164 \text{ м}^3/\text{год}$. Для розрахунку приймаю найбільше та найменше значення витрати – розрахункові.

Технічні характеристики лічильники газу Delta SE G65 DN50:

- $q_{\max}=100 \text{ м}^3/\text{год}$;
- $q_{\text{nom}}=65 \text{ м}^3/\text{год}$;
- $q_{\min}=0,5 \text{ м}^3/\text{год}$;
- $q_{\text{start}}=0,05 \text{ м}^3/\text{год}$;
- $Q_{\min} / Q_{\max} -1:200$;
- діапазон робочих температур $-25...+55^{\circ}\text{C}$.

Таблиця 4.2 Параметри природного газу для роботи когенераційної установки

Тиск газу атмосферний, МПа		Тиск газу робочий (надлишковий), МПа		Температура газу, $^{\circ}\text{C}$		Густина газу(в стандартних умовах), $\text{кг}/\text{м}^3$	Теплота згорання нижча, $\text{ккал}/\text{м}^3$
$P_{\min}$	$P_{\max}$	$P_{\min}$	$P_{\max}$	$t_{\min}$	$t_{\max}$	Q	8100
0,098	0,102	0,1	0,3	-25	+40	0,7	

Межі допустимої відносної похибки не перевищують в діапазоні витрат:

$$Q_{\min} \leq Q \leq 0,05Q_{\max} - \pm 2,0\%$$

$$0,05Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max} - \pm 1,0\%$$

$$q_{\max \text{ з.о}} = q_{\max \text{ з.о.с}} \cdot T_{\max} \cdot 0,101325 \cdot Z / P_{\min} \cdot 293,15; \quad (4.4)$$

де $P_{\min(\max)(\text{абс})}$ – мінімальний (максимальний) абсолютний тиск газу, МПа;

$T_{\min(\max)}$ – мінімальна (максимальна) абсолютна температура газу, К;

Z – коефіцієнт стислості газу при відповідних $P_{\min/\max}$ та $t_{\max/\min}$ відповідно 0,9987/0,9874.

$$q_{\max \text{ з.о}} = 165,58 \cdot (273,15 + 40) \cdot 0,101325 \cdot 0,9987 / 0,2 \cdot 293,15 = 89,49 \text{ м}^3 / \text{год}.$$

					МД 24 144 33 17 ПЗ		Арк.
							49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

$$q_{\min \text{ з.о}} = q_{\min \text{ з.о.с}} \cdot T_{\min} \cdot 0,101325 \cdot Z / P_{\min} \cdot 293,15;$$

$$q_{\max \text{ з.о}} = 89,34 \cdot (273,15 - 25) \cdot 0,101325 \cdot 0,9874 / 0,4 \cdot 293,15 = 18,92 \text{ м}^3 / \text{год.}$$

$$q_{\max} \leq q_{\max \text{ л.з.}} = 89,49 \text{ м}^3 / \text{год} < 100 \text{ м}^3 / \text{год};$$

$$q_{\min} \geq q_{\min \text{ л.з.}} = 18,92 \text{ м}^3 / \text{год} \geq 0,5 \text{ м}^3 / \text{год.}$$

Висновок: умова виконується, роторний лічильник газу Delta SE G65 DN50 підібраний вірно.

4.3 Висновки розділу 4

Для ефективної та стабільної роботи котельні впроваджено цілий комплекс рішень, які підвищують безпеку і знижують енерговитрати. Пальник Elco VG6.1600 DUO PLUS R оптимізований для спалювання природного газу, відзначається точністю горіння і високою ефективністю, що дозволяє зменшити викиди та підтримувати стабільність процесу. Огороджуючі конструкції мають значення теплового опору $0,68 \text{ м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}$, що позитивно впливає на температурний режим усередині приміщення та допомагає зберігати теплоту. Газовідвідний стовбур є циліндричною конструкцією з кільцевими ребрами жорсткості, надійно закріпленими на вежі для додаткової стійкості і тривалої експлуатації. Газопостачання для когенераційної установки організовано через лічильник Delta SE G65 DN50, який забезпечує точний облік витрат газу. Припливно-витяжна вентиляція з природним спонуканням дозволяє підтримувати необхідний повітрообмін у котельному залі. Витяжка функціонує з триразовою швидкістю, а приплив оптимізується для ефективного процесу горіння. Усі вентиляційні канали мають теплоізоляцію, що запобігає втратам теплоти. Загальний комплекс цих рішень дозволяє підтримувати енергоефективність та надійність роботи обладнання з мінімальними витратами ресурсів.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5 ОЦІНКА ВПЛИВІВ КОТЕЛЬНОЇ ТА КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ НА НАВКОЛИШНЄ ПРИРОДНЕ СЕРЕДОВИЩЕ

5.1 Вплив діяльності котельні на навколишнє середовище

Джерелами виділення забруднюючих речовин в атмосферне повітря є три газові котли, встановлені в приміщенні котельні. Викид забруднюючих речовин здійснюється димовою трубою від газових котлів [9].

Забруднюючі речовини – вуглецю оксид, азоту діоксид, азоту окис, метан. Згідно підрозділу 4.1 розділу 4 [10] викиди оксиду азоту NO і діоксиду азоту NO₂ визначаються в перерахуванні на NO₂ по узагальненому показнику емісії.

В зв'язку з тим, що димові труби розташовані на невеликій відстані одна від одної і мають однакові характеристики, приймаємо їх за одне еквівалентне джерело.

Умовний діаметр еквівалентного джерела визначаємо виходячі з загальної площі перетину димових труб.

$$S_{\text{заг.}} = \pi \cdot D^2 / 4, \quad (5.1)$$

$$S_{\text{заг.}} = 3,14 \cdot 0,4^2 / 4 \cdot 2 = 0,251 \text{ м}^2.$$

$$D_{\text{екв}} = 4S_{\text{заг}} / \pi, \quad (5.2)$$

$$D_{\text{екв}} = 4 \cdot 0,251 / 3,14 = 0,57 \text{ м.}$$

Джерело організоване. Висота – Н = 29,3 м.

Діаметр – Д = 0,57 м.

Розрахунок викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря здійснюємо згідно [10].

Розрахунок кількості забруднюючих речовин здійснюємо по формулі :

$$E = 10^{-6} \cdot k_i \cdot B \cdot Q^r, \quad (5.3)$$

де E – валовий викид забруднюючої речовини за проміжок часу P, т;

k_i – показник емісії парникового газу, г/ГДж.

B – витрата палива за проміжок часу P, т;

Q^r – нижча теплота згоряння палива, МДж/кг.

Маса газоподібного палива і масова теплота згоряння розраховуються по

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

формулах: $B = B_v \cdot r$

$$Q^r = Q_v^r / r, \quad (5.4)$$

де B_v – витрата газоподібного палива за проміжок часу P , м^3 ;

Q_v^r – об'ємна нижча теплота згоряння газоподібного палива, МДж/нм^3 ;

r – щільність газоподібного палива, кг/м^3 .

$$B_{\text{год}} = 238 \cdot 0,723 = 0,1721 \text{ т/год.}$$

$$B_{\text{рік}} = 404 \cdot 0,723 = 292,1 \text{ т/рік.}$$

$$Q^r = 33,5 / 0,723 = 46,33 \text{ МДж/кг.}$$

1) Викиди діоксиду азоту:

$$k_{\text{NO}_2} = 90 \text{ г/ГДж (п.4.1)}$$

$$E_c = 10^{-6} \cdot 90 \cdot 0,1721 \cdot 46,33 = 0,2 \text{ г/сек.}$$

$$E_{\text{рік}} = 10^{-6} \cdot 90 \cdot 292,1 \cdot 46,33 = 1,218 \text{ т/рік.}$$

2) Викиди вуглецю оксиду:

$$k_{\text{CO}} = 7,9 \text{ г/ГДж (п.4.2)}$$

$$E_c = 10^{-6} \cdot 7,9 \cdot 0,1721 \cdot 46,33 = 0,000063 \text{ т/год.}$$

$$E_{\text{рік}} = 10^{-6} \cdot 7,9 \cdot 292,1 \cdot 46,33 = 0,1069 \text{ т/рік.}$$

3) Викиди метану:

$$k_{\text{CH}_4} = 1,0 \text{ г/ГДж (п.4.5)}$$

$$E_c = 10^{-6} \cdot 1,0 \cdot 0,1721 \cdot 46,33 = 0,000008 \text{ т/год.}$$

$$E_{\text{рік}} = 10^{-6} \cdot 1,0 \cdot 292,1 \cdot 46,33 = 0,0135 \text{ т/рік.}$$

Визначаємо обсяг викиду парникових газів – вуглекислого газу CO_2 та окису діазота N_2O .

4) Викиди вуглекислого газу:

$$k_{\text{CO}_2} = 15300 \text{ г/ГДж (п.4.3)}$$

$$k_{\text{CO}_2} = 3,67 \cdot k_{\text{C}} \cdot \varepsilon_{\text{C}} \cdot 15300 = 3,67 \cdot 15300 \cdot 0,995 = 55870 \text{ г/ГДж (п.4.3)}$$

$$E_c = 10^{-6} \cdot 55870 \cdot 0,1721 \cdot 46,33 = 0,445 \text{ т/год} = 123,74 \text{ г/сек.}$$

$$E_{\text{рік}} = 10^{-6} \cdot 55870 \cdot 292,1 \cdot 46,33 = 756,083 \text{ т/рік.}$$

5) Викиди окису діазота:

$$k_{\text{N}_2\text{O}} = 0,1 \text{ г/ГДж (п.4.4)}$$

$$E_c = 10^{-6} \cdot 0,1 \cdot 0,1721 \cdot 46,33 = 0,0000008 \text{ т/год.}$$

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$E_{\text{рік}} = 10^{-6} \cdot 0,1 \cdot 292,1 \cdot 46,33 = 0,0014 \text{ т/рік.}$$

Питомий об'єм сухих димових газів, які виділяються при згорянні газоподібного палива згідно додатка [13] складає $11,82 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$.

Об'єм сухих димових газів складає:

$$V = v_{\text{де}} \cdot B,$$

де $v_{\text{де}}$ – питомий об'єм димових газів, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$.

$$V = 11,82 \cdot 238 = 2813 \text{ м}^3/\text{год} = 0,78 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Таблиця 5.1 – Оцінка забруднюючих речовин та доцільність розрахунку їх розсіювання

Найменування забруднюючої речовини	(Ф)	(М/ГДК)	Доцільність проведення розрахунку розсіювання
Азоту діоксид	0,293	0,2/0,2=1,0	Так
Вуглецю оксид	0,293	0,017/5,0=0,0034	Ні
Метан	0,293	0,0022/50=0,000044	Ні

Реалізація діяльності котельні не здійснить істотного впливу на стан навколишнього середовища.

Аналіз проведених розрахунків викидів шкідливих речовин показує, що кількість їх незначна й істотного впливу на навколишнє природне середовище не здійснює.

Приземні концентрації нижче гранично допустимих.

Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин (ГДК) складають:

- азоту діоксид (код 301) – $0,2 \text{ мг/м}^3$;
- вуглецю оксид (код 337) – $5,0 \text{ мг/м}^3$;
- метан (код 410) – 50 мг/м^3 .

Потужність викиду забруднюючих речовин:

- азоту діоксид – $0,2 \text{ г/с}$; $1,218 \text{ т/рік}$;

–вуглецю оксид – 0,017 г/с; 0,11 т/рік;

–метан – 0,0022 г/с; 0,013 т/рік.

Максимальні значення концентрації приземних величин забруднюючих речовин складають:

–азоту діоксид – 0,15 ГДК (перевищення над фоновою);

По інших речовинах концентрації приземних величин оціночно нижче 0,1 ГДК.

Максимальні значення концентрації забруднюючих речовин на рівні вікон п'ятого поверху житлового будинку складають:

–азоту діоксид – 0,35 ГДК (перевищення над фоновою).

Згідно результатів розрахунків ступінь екологічного ризику оцінюється як незначна.

Залишковими впливами є забруднення навколишнього середовища при роботі опалювальних котлів.

5.2 Вплив діяльності когенераційної установки на навколишнє середовище

Розрахунки по оксиду вуглецю, оксиду азоту проводимо згідно паспортних даних. Розрахунки здійснюємо згідно методики ГKD 34.02.305–2002 «Викиди забруднюючих речовин в атмосферу від енергетичних установок».

Розрахункові методи визначення величин викидів забруднюючих речовин базуються на використанні показника емісії, який характеризує масову кількість забруднюючої речовини, яка виділяється енергетичною установкою в атмосферне повітря разом з димовими газами, виділену до одиниці енергії, що виділяється під час згорання палива.

Усі розрахунки проводяться для робочої маси палива.

Швидкість виходу газоповітряної суміші продуктів згорання розраховується по формулі (м/с):

$$W = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D^2} \quad (5.5)$$

Валовий викид j-ї забруднювальної речовини E_j , т, що надходить в

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

атмосферу з димовими газами енергетичної установки за проміжок часу P , визрачається як сума валових викидів цієї речовини під час спалювання різних видів палива, у тому числі під час їх одночасного спільного спалювання:

$$E_j = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i (Q_i^r)_i, \quad (5.6)$$

де E_{ji} – валовий викид j -ї забруднювальної речовини під час спалювання i -го палива за проміжок часу P ;

k_{ji} – показник емісії j -ї забруднювальної речовини для i -го палива, г/ГДж;

B_i – витрата i -го палива за проміжок часу P ;

$(Q_i^r)_i$ – нижча робота теплота згорання i -го палива, МДж/кг.

Перерахунок значення вимірної концентрації в показник емісії j -ї забруднювальної речовини для конкретного джерела викиду здійснюється за формулою:

$$k_j = c'_j \cdot v_{\partial z} / Q_i^r, \quad (5.7)$$

де k_{ji} – показник емісії j -ї забруднювальної речовини для i -го палива, г/ГДж;

c'_j – виміряна масова концентрація j -ї забруднювальної речовини в сухих димових газах, приведена до нормальних умов та стандартного вмісту кисню, мг/мн³;

$v_{\partial z}$ – питомий об'єм димових газів, приведений до стандартного вмісту кисню, мг/кг.

КГУ Jenbacher JGC 312 GS–N.L., який працює на природньому газі.

Для газоподібного палива його об'ємні характеристики перераховуються у масові:

Склад природного газу:

метан (CH_4) – 89,859%, етан (C_2H_6) – 4,871%, пропан (C_3H_8) – 1,061%, бутан (C_4H_{10}) – 0,283%, пентан (C_5H_{12}) – 0,088%, гексан (C_6H_{14}) – 0,068%, азот (N_2) – 1,547%, вуглецю діоксид (CO_2) – 2,215%.

$$m_{CH_4} = 0,716 \cdot 0,01(CH_4)_v, \quad (5.8)$$

$$m_{CH_4} = 0,716 \cdot 0,01 \cdot 89,859 = 0,6434,$$

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$m_{C_2H_6} = 1,342 \cdot 0,01(C_2H_6)_v, \quad (5.9)$$

$$m_{C_2H_6} = 1,342 \cdot 0,01 \cdot 4,871 = 0,0654,$$

$$m_{C_3H_8} = 1,967 \cdot 0,01(C_3H_8)_v, \quad (5.10)$$

$$m_{C_3H_8} = 1,967 \cdot 0,01 \cdot 1,061 = 0,0209,$$

$$m_{C_4H_{10}} = 2,593 \cdot 0,01(C_4H_{10})_v, \quad (5.11)$$

$$m_{C_4H_{10}} = 2,593 \cdot 0,01 \cdot 0,283 = 0,0073,$$

$$m_{C_5H_{12}} = 3,219 \cdot 0,01(C_5H_{12})_v \quad (5.12)$$

$$m_{C_5H_{12}} = 3,219 \cdot 0,01 \cdot 0,088 = 0,0028,$$

$$m_{C_6H_{14}} = 3,846 \cdot 0,01(C_6H_{14})_v \quad (5.13)$$

$$m_{C_6H_{14}} = 3,846 \cdot 0,01 \cdot 0,068 = 0,0026,$$

$$m_{N_2} = 1,250 \cdot 0,01(N_2)_v, \quad (5.14)$$

$$m_{N_2} = 1,250 \cdot 0,01 \cdot 1,547 = 0,0193,$$

$$m_{CO_2} = 1,964 \cdot 0,01(CO_2)_v, \quad (5.15)$$

$$m_{CO_2} = 1,964 \cdot 0,01 \cdot 2,215 = 0,0435.$$

Густина сухого газоподібного палива ρ_n за нормальних умов визначається як сума питомих мас окремих компонентів газу, що входять до складу палива.

$$\rho_n = \sum m_{C_pH_q} + m_{N_2} + m_{H_2S} + m_{CO} + m_{CO_2}, \quad (5.16)$$

$$\rho_n = 0,8053 \text{ кг/м}^3.$$

Масовий елементарний склад сухого газоподібного палива визначається за формулами :

$$C^{daf} = \frac{100}{\rho_n} (\sum \frac{12p}{12p+q} m_{C_pH_q} + 0,429m_{CO} + 0,273m_{CO_2}), \quad (5.17)$$

$$C^{daf} = \frac{100}{0,8053} (0,75 \cdot 0,6434 + 0,8 \cdot 0,0654 + 0,818 \cdot 0,0209 + 0,828 \cdot 0,0073 + 0,833 \cdot 0,0028 + 0,837 \cdot 0,0026 + 0,357 \cdot 0,0435) = 71,3 \, \%.$$

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

$$O^{daf} = \frac{100}{\rho_n} (0,571m_{CO} + 0,727m_{CO_2}), \quad (5.18)$$

$$O^{daf} = \frac{100}{0,8053} (0,571 \cdot 0 + 0,727 \cdot 0,0435) = 3,9 \, \%.$$

$$H^{daf} = \frac{100}{\rho_n} (\sum \frac{q}{12p+q} m_{C_pH_q} + 0,059m_{H_2S}), \quad (5.19)$$

$$H^{daf} = \frac{100}{0,8053} (0,25 \cdot 6434 + 0,2 \cdot 0,0654 + 0,182 \cdot 0,0209 + 0,172 \cdot 0,0073 + 0,167 \cdot 0,0028 + 0,163 \cdot 0,0026) = 22,3 \, \%.$$

$$N^{daf} = \frac{100}{\rho_n} \cdot m_{N_2}, \quad (5.20)$$

$$N^{daf} = \frac{100}{0,8053} \cdot 0,0193 = 2,4 \, \%.$$

$$S^{daf} = \frac{100}{\rho_n} \cdot (0,941 \cdot m_{H_2S}) = 0. \quad (5.21)$$

де C^{daf} – масовий вміст вуглецю в паливі на горючу масу, %;

H^{daf} – масовий вміст водню в паливі на горючу масу, %;

O^{daf} – масовий вміст кисню в паливі на горючу масу, %;

N^{daf} – масовий вміст азоту в паливі на горючу масу, %;

Таким чином, отримано значення, % масового елементарного складу природного газу:

вуглець – $C^r = C^{daf} = 71,3$;

водень – $H^r = H^{daf} = 22,3$;

кисень – $O^r = O^{daf} = 3,9$;

азот – $N^r = N^{daf} = 2,4$.

Питомий об'єм сухих димових газів, приведений до стандартного вмісту кисню, $\text{нм}^3/\text{кг}$.

$$v_{дг^0} = \frac{1}{100} \cdot [4,762(1,866 \cdot \varepsilon_c \cdot C^r + 0,7 \cdot S^r) + 0,8 \cdot N^r + 3,762(5,56 \cdot H^r - 0,7 \cdot O^r)], \quad (5.22)$$

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

$$v_{дг^0} = \frac{1,17}{100} \cdot [4,762(1,866 \cdot 0,995 \cdot 71,3 + 0,7 \cdot 0) + 0,8 \cdot 2,4 + 3,762(5,56 \cdot 22,2 - 0,7 \cdot 3,9)] = 12,7 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Маса використаного газоподібного палива B , т, за проміжок часу P , та масова теплота згорання для одного котла розраховується за формулою:

$$B = B_v \cdot \rho_v, \quad (5.23)$$

$$B = 164 \cdot 0,8053 \cdot 1000 / 3600 = 36,69 \text{ г/с},$$

$$B = 288000 \cdot 0,8053 / 1000 = 231,9 \text{ т/рік}.$$

$$Q_i^r = \frac{Q_{iv}^r}{\rho_n}, \quad (5.24)$$

$$Q_i^r = \frac{33,7}{0,8053} = 41,85 \text{ МДж/кг}.$$

$$B = 164 \cdot 0,8053 = 132,07 \text{ кг/год}.$$

$$B = 164 \cdot 0,8053 \cdot 1000 / 3600 = 36,69 \text{ г/с}.$$

$$B = 288000 \cdot 0,8053 / 1000 = 231,9 \text{ т/рік}.$$

$$Q_i^r = \frac{33,7}{0,8053} = 41,85 \text{ МДж/кг}.$$

Валовий викид оксидів азоту:

Згідно паспортних даних на КГУ показник емісії по діоксиду азоту становить 190 мг/нм^3 при $15\% \text{ O}_2$.

$$k_{NO_x} = C_{NO_x} \cdot v_{д.з.} / Q_i^r, \quad (5.25)$$

$$k_{NO_x} = 190 \cdot 12,7 / 41,85 = 57,9 \text{ г/ГДж},$$

$$W_{NO_x} = 10^{-6} \cdot k_{NO_x} \cdot Q_i^r \cdot B, \quad (5.26)$$

$$W_{NO_x} = 10^{-6} \cdot 57,9 \cdot 41,85 \cdot 231,9 = 0,5617 \text{ т/рік},$$

$$M_{NO_x} = 10^{-6} \cdot k_{NO_x} \cdot Q_i^r \cdot B, \quad (5.27)$$

$$M_{NO_x} = 10^{-6} \cdot 57,9 \cdot 41,85 \cdot 36,69 = 0,0889 \text{ г/с}.$$

Валовий викид оксидів діазоту:

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$k_{N_2O}=0,1\text{г/ГДж},$$

$$W_{N_2O}=10^{-6}\cdot k_{N_2O}\cdot Q_i^{\tau}\cdot B, \quad (5.28)$$

$$W_{N_2O}=10^{-6}\cdot 0,1\cdot 41,85\cdot 231,9=0,0010,$$

$$M_{N_2O}=10^{-6}\cdot k_{N_2O}\cdot Q_i^{\tau}\cdot B, \quad (5.29)$$

$$M_{N_2O}=10^{-6}\cdot 0,1\cdot 41,85\cdot 36,69=0,0002, \text{ г/с}.$$

Валовий викид оксиду вуглецю:

$$k_{CO}=17 \text{ г / ГДж},$$

$$W_{CO}=10^{-6}\cdot k_{CO}\cdot Q_i^{\tau}\cdot B, \quad (5.30)$$

$$W_{CO}=10^{-6}\cdot 17\cdot 41,85\cdot 231,9=0,1650, \text{ т / рік},$$

$$M_{CO}=10^{-6}\cdot k_{CO}\cdot Q_i^{\tau}\cdot B, \quad (5.31)$$

$$M_{CO}=10^{-6}\cdot 17\cdot 41,85\cdot 36,69=0,0261, \text{ г / с}.$$

Валовий викид діоксиду вуглецю:

$$k_{CO_2}=17 \text{ г / ГДж},$$

$$W_{CO_2}=10^{-6}\cdot k_{CO_2}\cdot Q_i^{\tau}\cdot B, \quad (5.32)$$

$$W_{CO_2}=10^{-6}\cdot 17\cdot 41,85\cdot 231,9=0,1650, \text{ т / рік},$$

$$M_{CO_2}=10^{-6}\cdot k_{CO_2}\cdot Q_i^{\tau}\cdot B, \quad (5.33)$$

$$M_{CO_2}=10^{-6}\cdot 17\cdot 41,85\cdot 36,69=0,0261, \text{ г / с}.$$

Валовий викид метану:

$$k_{CH_4}=1 \text{ г / ГДж},$$

$$W_{CH_4}=10^{-6}\cdot k_{CH_4}\cdot Q_i^{\tau}\cdot B, \quad (5.34)$$

$$W_{CH_4}=10^{-6}\cdot 1\cdot 41,85\cdot 231,9=0,0097, \text{ т / рік},$$

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$M_{CH_4} = 10^{-6} \cdot k_{CH_4} \cdot Q_i^r \cdot B, \quad (5.35)$$

$$M_{CH_4} = 10^{-6} \cdot 1 \cdot 41,85 \cdot 36,69 = 0,0015, \text{ г / с.}$$

Отримані дані заносимо до таблиці 5.2 характеристики забруднюючих речовин та потужність їх викидів.

Таблиця 5.2 – Характеристики забруднюючих речовин та потужність їх викидів

Код забруднюючої речовини	Найменування забруднюючої речовини	Клас небезпек	ГДК / ОБР В, мг/м³	Максимальна масова концентрація забруднюючої речовини, мг/м³	Потужність викиду (г/с)	Потужність викиду (кг/год)	Потужність викиду (т/рік)
301	Діоксид азоту	3	0,2	190	0,0889	0,3199	0,5617
410	Метан	—	50	—	0,0015	0,0055	0,0097
337	Вуглецю оксид	4	5	56	0,0261	0,0940	0,1650
11812	Вуглецю діоксид	—	—	—	95,47	343,71	603,58
11815	Оксид діазоту	—	—	—	0,0002	0,0006	0,0010

5.3 Висновки розділу 5

Основний вплив роботи когенераційної установки на повітряне середовище зумовлений викидами димових газів через димову трубу. Щорічні викиди забруднюючих речовин включають: діоксиди азоту – 0,5617 т, оксиди вуглецю – 0,165 т, вуглекислий газ – 603,58 т, оксид діазоту – 0,001 т і метан – 0,00971 т. Концентрації цих речовин, враховуючи фонові показники, не перевищують 0,8 ГДК як на території об'єкта, так і на межі житлової зони, що свідчить про прийнятний вплив на атмосферу.

Розрахунок величин викидів здійснено згідно з методикою ГКД 34.02.305–2002, яка використовує показники емісії, що визначають масу забруднювачів на одиницю енергії, отриманої від згоряння палива. Швидкість виходу димових газів та валовий викид кожної речовини розраховуються на основі параметрів палива, його теплотворної здатності та складу продуктів згоряння.

Когенераційна установка Jenbacher JGC 312 GS–N.L., що працює на природному газі, використовує паливо, основними компонентами якого є метан (89,859%), етан (4,871%), пропан (1,061%) та інші вуглеводні, а також азот (1,547%) і вуглекислий газ (2,215%). Перерахунок об’ємних характеристик палива у масові виконується для забезпечення точності розрахунків викидів.

Зниження впливу на атмосферу можливе за рахунок оптимізації процесу згоряння, використання сучасних систем очищення та моніторингу димових газів, що дозволяє контролювати викиди і знижувати їхній рівень до екологічно безпечних меж.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6 ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ

6.1 Існуючий стан теплових мереж

Існуючі водяні теплові мережі – двотрубні, система теплопостачання – замкнута. Теплоносій відпускається тільки на потреби опалення, гаряче водопостачання (ГВП) – відсутнє.

Приєднання місцевих систем опалення – залежне.

Регулювання відпуску тепла від джерела теплоти – якісне, за опалювальним графіком 95–70 °С.

Прокладка теплопроводів в основному підземна. Компенсацію теплових подовжень виконано за рахунок кутів поворотів траси та «П»-подібних компенсаторів.

Загальна довжина теплових мереж за планом (на підставі обмірних робіт) становить близько 0,773 км. Максимальні діаметри трубопроводів становлять: подавального та зворотного на опалення – 159 мм.

Необхідно відзначити, що на теперішній час теплові мережі працюють при тиску на виході з котельної в подавальному трубопроводі 401,1–411,9 кПа, а в зворотному напрямку 186,3–196,1 кПа, тобто при перепаді 215,7 кПа.

Теплові мережі від котельної забезпечують споживачів теплотою у кількості 6,929 МВт. Розрахункова витрата води в теплових мережах становить 66,24 т/год.

6.2 Стисла характеристика району ділянки будівництва

Передбачено улаштування теплових мереж в районі котельні. Кліматичний район будівництва – II.

Ґрунти площадки просадочні. Величина просадки ґрунтів від дії власної ваги при намоканні досягає 1,4 см.

Початковий просадочний тиск слід приймати рівним:

- для шару лесу 2 – $P_{пр} = 1,2 \text{ кгс/см}^2$;
- для шару лесу 4 – $P_{пр} = 0,7 \text{ кгс/см}^2$;
- для шару суглинків 3 – $P_{пр} = 0,7 \text{ кгс/см}^2$.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ґрунтові води площадки виявлені на глибині 6,0. Леси ІГЕ (шару) 2 мають підвищену вологість, що ймовірно пов'язано з витокami з комунікацій, що водонесуть та порушенням природних стоків.

Нормативна глибина промерзання ґрунтів – 0,8 м.

Корозійна активність ґрунтів – середня.

Категорію ґрунтів за складністю розробки, згідно таблиці 1 ДБН Д.2.2–1–99, слід приймати для:

- насипного ґрунту шару 1а – п. 26 а;
- шар лесу 2 – п. 22 в;
- шар суглинків 3 – п. 35 в.

Можливі фактори негативної дії будівництва на зовнішнє середовище:

- підвищення вологості ґрунтів за рахунок асфальтування території;
- можливе зволоження основ будівель за рахунок витоків води з комунікацій, що водонесуть;
- порушення природного стоку поверхневих вод за рахунок планування території, розміщення фундаментів споруд, що проектується, траншейного прокладання різних комунікаційних мереж та інше.

Ґрунти площадки вишукування, згідно таблиці 5.1 ДБН В.1.1–12:2014 «Будівництво в сейсмічних районах України» слід відносити до II категорії по сейсмічним властивостям.

Згідно «Карт районування території України за характеристичними значеннями» (ДБН В.1.2–2:2006), ділянка вишукування відноситься:

- за вагою снігового покриву – до 1 району (снігове навантаження $S_0 = 760$ Па);
- за тиском вітру – до 4 району (вітрове навантаження $W_0 = 480$ Па);
- за товщиною стінки ожеледі – до 3 району ($B = 19$ мм);
- за тиску вітру при ожеледі – до 5 району (вітрове навантаження $W_B = 350$ Па);

Згідно ДСТУ–Н Б В.1.1–27:2010 «Будівельна кліматологія» ділянка вишукування має:

- середня швидкість вітра за зимовий період – 4,8 м/с;

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- середня температура зі середньодобовою температурою повітря $< 8^{\circ}\text{C}$ – $(+1,3^{\circ}\text{C})$;
- середня температура зі середньодобовою температурою повітря $> 21^{\circ}\text{C}$ – $(+22,3^{\circ}\text{C})$;
- середньорічна температура повітря – $(+9,9^{\circ}\text{C})$.

Згідно додатку «Ж» ДБН А.2.1–1:2014 «Інженерні вишукування для будівництва» площа ділянки вишукування відноситься до II (другої) категорії складності інженерно–геологічних вимог.

Конструкції теплових камер та дренажних колодязів запроектовані з збірних залізобетонних виробів заводського виготовлення.

Передбачена гідроізоляція зовнішніх поверхонь залізобетонних конструкцій.

Металоконструкції теплових камер в місцях примикання до підлоги обетонувати на висоту 200мм від відмітки підлоги. Всі металоконструкції – зварні, повнозбірного виготовлення або збираються під час монтажу.

Ступінь вогнестійкості камер згідно ДБН В.1.1–7–2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва» – III.

6.3 Стан теплових мереж після реконструкції

Метою проекту є реконструкція системи теплопостачання житлового масиву який отримує теплову енергію від котельні (системи теплових мереж, строк експлуатації яких на теперішній час значно перевищує нормативний) з застосуванням новітніх технологій, для підвищення надійності теплопостачання споживачів з одночасною оптимізацією діаметрів теплових мереж на підставі фактично приєднаних до теплових мереж теплових навантажень споживачів з урахуванням можливого їх збільшення в перспективі як за рахунок приєднання нових споживачів, так і за рахунок відновлення деяких видів теплоспоживання, зокрема на потреби вентиляції.

Реалізація реконструкції теплових мереж дає змогу:

– суттєво підвищити надійність та комфортність теплопостачання існуючих

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

споживачів;

- забезпечити приєднання планованих перспективних споживачів;
- суттєво знизити втрати тепла в системі теплових мереж, в тому числі з витоками теплоносія, і, як наслідок, скоротити витрати палива (природного газу);
- знизити собівартість тепла для кінцевого споживача
- підвищити рівень ремонтпридатності теплових мереж;
- стабілізувати гідравлічні режими теплових мереж з урахуванням економічних втрат напору;
- знизити експлуатаційні витрати на поточні та капітальні ремонти теплових мереж;
- підвищити рівень автоматизації та оперативного управління системою теплових мереж.

Прокладання тепломережі Ду 32–150.

Довжина траси тепломереж складає 795 м.

Прокладка трубопроводів ділянки, передбачається по існуючому напрямку.

Компенсація термічних подовжень трубопроводів здійснюється за рахунок кутів повороту траси та сільфонних компенсаторів.

Теплові мережі підводяться до будинків по існуючому напрямку.

Прокладка теплових мереж – підземна.

Компенсація температурних розширень виконується за рахунок кутів повороту по трасі та сільфонних компенсаторів. Для опорожнення трубопроводів передбачені спускники, що встановлюються в нижніх точках трас теплових мереж. Спорожнення трубопроводів – в дренажні колодязі. Трубопроводи прокладаються з ухилом не менше 0,002 у бік організованого дренажу.

Мета даної роботи – визначити оптимальні заходи, що необхідно виконати для забезпечення гарантованого нормативного теплопостачання існуючих споживачів теплоти по тепловим мережам при температурному графіку 90–65 °С. Виконано реконструкцію теплових мереж від котельної, яка передбачає:

- організацію роботи системи теплопостачання за температурним графіком 90–65 °С, що обумовлений температурним графіком роботи

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- котельної після заміни котлів (95–70°C) та врахуванням вимоги постачальника щодо роботи котлів по незалежному контуру;
- заміну теплових мереж з оптимізацією діаметрів, виконанням підземної прокладки трубопроводів з застосуванням трубопроводів ПТПУ;
 - з провідною трубою зі сталі для двотрубних водяних теплових мереж для забезпечення опалення;
 - передбачена аварійна сигналізація.

Роботу розроблено на підставі схеми теплових мереж від котельної, а також даних про приєднаних споживачів теплоти та їх навантаження.

В роботі виконано:

- розрахунок витрат теплоносія на опалення при температурному графіку 90–65 °C:
- для кожного споживача (додаток Г) та по вузлам приєднання до теплових мереж (тепловим камерам чи ІТП) ;
- на розрахункових ділянках теплової мережі від котельної.

6.3.1 Обґрунтування щодо вибору типу трубопроводів

За технічним завданням передбачено здійснення реконструкції теплових мереж з урахуванням новітніх технологій та чинних нормативних документів, а саме [14]:

- застосування трубопроводів ПТПУ з провідною трубою зі сталі для двотрубних водяних теплових мереж для забезпечення опалення;
- прокладання теплових мереж, в основному, підземне безканальне, та частково підземне в монолітних залізобетонних каналах із посиленою гідроізоляцією;
- в підвальних приміщеннях та камерах застосовані сталеві труби з негорючою ізоляцією – мати з мінеральної вати на синтетичному зв'язуючому, $\delta=50\text{мм}$, в захисному шарі з рулонного склопластика.

6.3.2 Стан теплових мереж після реконструкції

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						66
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Робота теплових мереж після реконструкції передбачена за температурним графіком 90–65 °С, що обумовлений температурним графіком роботи котельної після заміни котлів (95–70°С) та врахуванням вимоги постачальника щодо роботи котлів по незалежному контуру.

Регулювання відпуску тепла від котельної після реконструкції передбачено якісне, за опалювальним графіком 90–65 °С.

Теплові мережі передбачені двотрубними.

У споживачів теплоти передбачено спорудження індивідуальних теплових пунктів (ІТП).

Траса тепломережі запроектована зі сталевих електрозварних трубопроводів Ø159х4,5; Ø108х4,0; Ø89х3,5; Ø76х3,5 по ДСТУ EN 10219–1:2006 сталь групи В Ст20 ДСТУ 7809:2015*.

Від котельні до ТК–1 Т1 та Т2 2Ду159/50 ПІТ довжиною 7,0м;

– Від ТК–1 до будинку, 1а Т1 та Т2 2Ду108/200 ПІТ довжиною 50,0м та транзит по підвалу будівлі Ø108х4,0 довжиною 50,0м;

– Від будинку, 1а до будинку, 2а Т1 та Т2 2Ду108/200 ПІТ довжиною 40,0м та транзит по підвалу будівлі Ø108х4,0 довжиною 25,0м;

– Від будинку, 2а до ТК–4 Т1 та Т2 2Ду89/160 ПІТ довжиною 54,0м;

– Від ТК–4 до будинку, 11 Т1 та Т2 2Ду89/160 ПІТ довжиною 41,0м;

– Від ТК–1 до ТК–2 Т1 та Т2 2Ду108/200 ПІТ довжиною 39,0м;

– Від ТК–2 до ТК–3 Т1 та Т2 2Ду89/160 ПІТ довжиною 32,0м;

– Від ТК–2 до будинку, 3 Т1 та Т2 2Ду76/140 ПІТ довжиною 13,0м;

– Від ТК–3 до будинку, 5 Т1 та Т2 2Ду57/125 ПІТ довжиною 13,0м;

– Від ТК–3 до будинку, 7 Т1 та Т2 2Ду76/140 ПІТ довжиною 67,0м;

– Від ТК–1 до ТК–7 Т1 та Т2 2Ду89/160 ПІТ довжиною 80,0м;

– Від ТК–7 до будинку, 1 Т1 та Т2 2Ду76/140 ПІТ довжиною 37,0м;

– Від ТК–7 до ТК–5 Т1 та Т2 2Ду108/200 ПІТ довжиною 54,0м;

– Від ТК–5 до ТК–6 Т1 та Т2 2Ду108/200 ПІТ довжиною 15,0м;

– Від ТК–5 до будинку, 9а Т1 та Т2 2Ду57/125 ПІТ довжиною 21,5м;

– Від ТК–6 до магазину Т1 та Т2 2Ду38/110 ПІТ довжиною 6,0м;

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

– Від ТК–6 до будинку, 28 Т1 та Т2 2Ду108/200ПІТ довжиною 51,0м та транзит по будинку до ІТП –2 Ø57х3,5 довжиною 90,0м.

Для відведення теплоносія з теплопроводів на період ремонту або в аварійних ситуаціях передбачено використовувати арматури спускних ліній на сталевій трубі в теплових камерах у найнижчих точках мережі. Спуск води передбачено в дренажні колодці.

Транспортування сталевих труб та елементів ізоляції і їхній монтаж виконувати при температурі зовнішнього повітря не нижче 0°C. Роботи із з'єднання та теплової ізоляції стиків труб варто робити при температурі зовнішнього повітря не нижче 5°C.

Монтаж, транспортування, випробування трубопроводів у відповідності з ДСТУ–Н Б В.2.5–66:2012 і вимогам заводу виготовлювача.

Компенсацію теплових подовжень передбачено за рахунок кутів поворотів траси, «П»–подібних компенсаторів та сильфонних компенсаторів. Прокладання трубопроводів передбачено підземне, та по підвалах будинків.

Тиск в подавальному та в зворотному трубопроводах на виході з котельні приймався: в подавальному трубопроводі 412,5 кПа, а в зворотному – 196,1 кПа.

Передбачено реконструкцію всіх теплових мереж від котельної.

Для забезпечення оптимального гідравлічного режиму в теплових мережах необхідно прокладання трубопроводів ПТПУ з провідною трубою зі сталі:

- 7 м в двотрубному вимірі діаметру 159 мм*4,5 мм;
- 410 м в двотрубному вимірі діаметру 108 мм*4 мм;
- 127 м в двотрубному вимірі діаметру 89 мм * 3,5 мм;
- 117 м в двотрубному вимірі діаметру 76 мм * 3,5 мм;
- 125 м в двотрубному вимірі діаметру 57 мм * 3,5 мм;
- 6 м в двотрубному вимірі діаметру 38 мм * 2,5 мм.

Загальна довжина теплових мереж від котельної у двотрубному вимірі становить 0,795 км.

З аналізу гідравлічних розрахунків та графіків тиску витікає, що наявний

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						68
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

перепад тиску у споживачів достатній для подолання опору місцевих систем, ділянки теплових мереж оптимально завантажені, тобто мають оптимальні питомі втрати тиску та швидкості.

6.3.3 Система аварійної сигналізації

Антикорозійний захист прийнято згідно ДСТУ Б В.2.6–145–2010 «Захист бетонних і залізобетонних конструкцій від корозії» та ДСТУ Б В.2.6–193:2013 «Захист металевих конструкцій від корозії».

Для підземних конструкцій як захист від впливу ґрунтових вод застосовується обмазувальна бітумна гідроізоляція, для пустотілих конструкцій (каналів, приямків) — обклеювальна або холодна бітумна мастикова гідроізоляція.

1. Для контролю і локалізації дефектів теплогідроізованих трубних секцій передбачено система аварійної сигналізації «NORDIC», яка контролює кожен метр трубопроводу і забезпечує пошук пошкоджених ділянок тепломережі.

2. Правильність, якість виконання з'єднань системи аварійної сигналізації в процесі будівництва здійснюються переносним контрольним приладом.

3. Тепломережа складається з декількох ділянок тепломережі які об'єднані в одну систему.

4. Контроль за станом трубопроводів в процесі експлуатації здійснюється:
– стаціонарним детектором, який під час проведення вимірювання приєднується до тепломережі через кабелі розміщені в котельні.

Імпульсна система аварійної сигналізації призначена для контролю дефектів трубних систем, обладнаних сигнальними провідниками. Імпульсна система аварійної сигналізації дозволяє швидко та надійно розпізнавати дефекти теплоізоляції попередньо-ізованих труб та елементів за допомогою спеціальних пристроїв.

Контрольні прилади імпульсної системи аварійної сигналізації дозволяють охопити до 98% усіх дефектів що виникають під час експлуатації попередньо ізованих труб та елементів.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						69
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Імпульсна система аварійної сигналізації дозволяє точно виявити дефект у місці підвищення вологості пінополіуретанової ізоляції, визначити місце обриву сигнального провідника.

Імпульсна система аварійної сигналізації має високий ступінь захисту від перешкод.

Імпульсна система аварійної сигналізації складається з двох частин:

- трубної технічної частини;
- приладів сигналізації.

Трубна технічна частина складається з наступних частин:

- сигнальних провідників;
- комплект частин для з'єднання провідників;
- кабель для підведення до приладів.

Прилади сигналізації комплектуються кабелям, клемовими коробками і т.д. відповідно до інструкцій виробника.

Для контролю в середині поліетиленової захисної оболонки, у заводських умовах встановлюються та заливаються пінополіуретаном сигнальні провідники.

На будівельному майданчику з обох провідників, для кожної труби (прямої і зворотної) формується вимірювальна петля, при цьому, у кожному муфтовому з'єднанні провідники з'єднуються відповідно до інструкції фірми виробника системи сигналізації.

Відводи трубопроводу приєднуються до вимірювальної петлі та виводяться на пульт локального чи централізованого контролю.

В проекті передбачено застосування виробів системи аварійної сигналізації (з'єднувальні коробочки, наконечники кабелів, занулюючі наконечники) з стійкого до корозії матеріалу – латуні.

Монтаж заземлення, коробок з'єднувальних виконувати з нержавіючої сталі. Комплектуючі системи аварійної сигналізації повинні бути стійкими до корозійного впливу та придатні до роботи у вологому середовищі. Застосування комплектуючих (коробок, штекерних з'єднань кабелів) виготовлених за технологією порошкової металургії, забороняється.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7 РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ

7.1 Техніко-економічні показники котельні

1) “Річна кількість годин використання встановленої потужності, год.” [15]

$$h_{\text{вик}}^{\text{max}} = Q_{\text{річ.о}} / (Q_{\text{вст}} \cdot 3600), \quad (7.1)$$

$$h_{\text{вик}}^{\text{max}} = 22110624 / (3,06 \cdot 3600) = 2007 \text{ годин.}$$

2) “Річна витрата натурального палива – природний газ, тис. м³” [15]

$$B_{\text{пал}}^{\text{рік}} = \frac{Q_{\text{річ.о}} \cdot 10^{-3}}{Q_{\text{р}}^{\text{н}} \cdot \eta}, \quad (7.2)$$

де $Q_{\text{річ.о}}$ – кількість виробленої на котельні теплоти за рік, МДж/рік;

$Q_{\text{р}}^{\text{н}}$ – теплотворна здатність палива, МДж/м³;

η – коефіцієнт корисної дії котлів, %.

$$B_{\text{пал}}^{\text{рік}} = \frac{22110624 \cdot 10^{-3}}{33,37 \cdot 0,92} = 720,20 \text{ тис. м}^3.$$

3) “Річна витрата палива умовного палива, (т.у.п) ” [15]

$$B_{\text{ум.пал}}^{\text{рік}} = \frac{B_{\text{пал}}^{\text{рік}} \cdot Q_{\text{р}}^{\text{н}}}{7000}, \quad (7.3)$$

де $Q_{\text{р}}^{\text{н}}$ – теплотворна здатність палива, ккал/м³;

$B_{\text{пал}}^{\text{рік}}$ – річна витрата натурального палива, м³;

7000 – теплотворна здатність умовного палива, ккал/кг.

$$B_{\text{ум.пал}}^{\text{рік}} = \frac{720,20 \cdot 7970}{7000} = 820 \text{ т.у.п.}$$

4) “Питомі витрати натурального палива на відпущену теплоту, м³/Гкал.” [15]

$$b_{\text{пал}}^{\text{рік}} = \frac{B_{\text{пал}}^{\text{рік}}}{Q_{\text{від}}^{\text{рік}}}, \quad (7.4)$$

$$b_{\text{пал}}^{\text{рік}} = \frac{720,20 \cdot 1000}{6518,1} = 110,4 \text{ т.у.п./Гкал.}$$

5) “Питомі витрати умовного палива на відпущену теплоту, т.у.п./Гкал.” [15]

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						71
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$b_{\text{пал}}^{\text{рік}} = \frac{B_{\text{пал}}^{\text{рік}}}{Q_{\text{від}}^{\text{рік}}}, \quad (7.5)$$

$$b_{\text{пал}}^{\text{рік}} = \frac{820}{6518,1} = 0,12 \text{ т.у.п./Гкал.}$$

6) “Архітектурно–будівельні показники” [16]:

– питомий показник використання площі

$$S_{\text{кот.зал}} / Q_{\text{вст}}, \quad (7.6)$$

$$S_{\text{кот.зал}} / Q_{\text{вст}} = 96 / 3,06 = 31,3 \text{ м}^2/\text{МВт},$$

$$(\text{або } 119/2,6=45,7 \text{ м}^2/\text{Гкал}),$$

–питомий показник використання об’єму

$$V_{\text{кот.зал}} / Q_{\text{вст}}, \quad (7.7)$$

$$V_{\text{кот.зал}} / Q_{\text{вст}} = 96 \cdot 4 / 3,06 = 125,5 \text{ м}^3/\text{МВт},$$

$$(\text{або } 384/3,06=147,7 \text{ м}^3/\text{Гкал}).$$

Таблиця 7.1 – Основні техніко–економічні характеристики опалювальної котельні

Найменування	Позначення	Величина
Встановлена продуктивність котельні	МВт	3,06
	(Гкал/год)	2,6
Річне відпущення теплоти	МДж	$2,55 \cdot 10^7$
	(Гкал)	6083,6
Річне виробництво теплоти	МДж	$2,73 \cdot 10^7$
	(Гкал)	6518,1
Річний відпуск теплової енергії	МДж	$2,73 \cdot 10^7$
	(Гкал)	6518,1
Річна кількість годин використання встановленої потужності	годин	2007
Річне витрачення палива		
– натурального	тис. м ³	720,20
– умовного	т.у.п	820

Продовження таблиці 7.1

Питома витрата натурального палива на відпущену теплоту	м ³ /Гкал	110,4
Питома витрата умовного палива на відпущену теплоту	т.у.п/Гкал	0,12
Коефіцієнт корисної дії котлів	%	92
Показник використання площі будівлі	м ² /МВт	31,3
	(м ² /Гкал)	45,7
Показник використання об'єму будівлі	м ³ /МВт	125,5
	(м ³ /Гкал)	147,7

Розглядаючи техніко-економічні характеристики опалювальної котельні, варто звернути увагу на кілька додаткових аспектів, які мають вагомий вплив на загальну ефективність об'єкта та потенційні напрямки його модернізації.

Енергетична ефективність системи

Одним із ключових показників ефективності роботи котельні є баланс між виробленою та відпущеною теплотою. Відмінність між цими величинами обумовлена втратами у мережі та внутрішньою неефективністю обладнання. Це вказує на необхідність оптимізації як самої системи виробництва теплоти, так і мереж теплопостачання. Особливо актуальним є впровадження сучасних систем контролю за втратами тепла, які можуть мінімізувати дисбаланс у роботі системи.

Питома витрата ресурсів

Витрати палива на одиницю виробленої теплоти є не лише технічним, але й економічним показником, який безпосередньо впливає на вартість теплопостачання для кінцевого споживача. В умовах постійного зростання цін на природний газ, зменшення питомих витрат стає одним із пріоритетів для забезпечення фінансової стабільності підприємства. Енергозбереження у цьому контексті досягається як через підвищення ефективності котлів, так і через зменшення витрат у теплових мережах.

Можливості модернізації

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

Виходячи з аналізу архітектурно-будівельних показників, можна зазначити, що оптимізація простору котельні шляхом впровадження компактнішого обладнання або реорганізації виробничих зон може створити додаткові переваги. Наприклад, вивільнені площі можуть бути використані для встановлення додаткових енергозберігаючих модулів або допоміжного обладнання.

Екологічний вплив

Зменшення питомих витрат палива також сприяє скороченню викидів шкідливих речовин в атмосферу, таких як CO₂, NO_x та інші забруднювачі. Високий коефіцієнт корисної дії котлів, навіть у межах існуючих 92%, свідчить про відносно низький рівень втрат, однак заміна старих котлів на сучасні моделі з конденсаційними технологіями дозволить додатково знизити екологічне навантаження.

Річна кількість годин роботи

Встановлені 2007 годин використання потужності свідчать про сезонний характер роботи котельні. Це відкриває перспективи інтеграції технологій для гнучкого використання потужності, наприклад, модульних систем, які здатні адаптуватися до змін у споживанні теплової енергії залежно від пори року.

Економічна обґрунтованість

Інвестиції у модернізацію котельні можуть бути економічно доцільними, якщо їх розглядати через призму довгострокових переваг. Зменшення витрат на енергоносії, підвищення експлуатаційної надійності та екологічна відповідність є факторами, які забезпечують окупність навіть за умови суттєвих початкових вкладень.

7.2 Техніко-економічні показники когенераційної установки

В рамках модернізації системи енергопостачання передбачено встановлення когенераційної установки Jenbacher JGS 312 GS–N.L для забезпечення резервного електроживлення котельні, підвищення надійності електропостачання критичної інфраструктури міста та покращення енергоефективності.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						74
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Jenbacher JGS 312 GS–N.L – це газопоршнева установка, що працює на природному газі. Її основні характеристики включають:

- виробництво електричної енергії – 638 кВт;
- виробництво теплової енергії – 726 кВт;
- електричний коефіцієнт корисної дії – 40,9;
- тепловий коефіцієнт корисної дії – 46,6.

Установка працює в автоматичному режимі, без потреби в постійному обслуговуючому персоналі, і буде задіяна переважно в опалювальний період. Режим роботи є періодичним і залежить від стану енергосистеми України та рішення оператора.

До складу когенераційної станції входить: котел-утилізатор для відпрацьованих газів; система утилізації теплоти для охолодження двигуна і масла; система циркуляції теплоносія, підключена до існуючої теплової мережі; лічильники для обліку відпуску теплової та електричної енергії.

Максимальна теплова потужність утилізації досягає 726 кВт за рахунок підігріву зворотної магістралі. Система працює з графіком теплопостачання 95/70°C. Установка змонтована на окремому фундаменті в приміщенні котельні. Загальний час роботи на рік складає 4152 години.

Таблиця 7.2 – Основні техніко–економічні показники когенераційної установки

Найменування	Одиниця	Величина	
Вид будівництва		Реконструкція	
Характер будівництва		До реконструкції	Після реконструкції
Поверховість	поверх	1	1
Ступінь вогнестійкості будівлі	ступінь	IIIa	IIIa

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						75
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 7.2

Загальна площа будівлі	м ²	353,7	353,7
Потужність об'єкту:			
Встановлена потужність котельні (ГПУ)			
– електрична потужність генерації ГПУ	МВт	–	0,638
– теплова потужність ГПУ (утилізація тепла)	Гкал (кВт)	–	0,624(726)
Річний відпуск тепла ГПУ (утилізація тепла ГПУ)	Гкал/рік	–	960
Річний відпуск електроенергії	МВт•год	–	1080
Річна потреба котельні (ГПУ) в природному газі	тис. м ³	–	288
Річна витрата умовного палива ГПУ	тис. т.у.п.	–	0,333
Річна потреба ГПУ в електроенергії	МВт год	–	32,5

7.3 Характеристика та показники проекту реконструкції теплових мереж

Таблиця 7.3 – Технічні характеристики реконструкції теплових мереж котельні

Найменування показників	Одиниця	Показники
1	2	3
Характер будівництва		реконструкція
Діаметри трубопроводів (прямого та зворотнього) мережевої води	мм	38–159

Найменування показників	Одиниця	Показники
1	2	3
Загальна довжина трубопроводів (прямого та зворотнього) мережевої води, всього	м	$2 * 792 = 1584$
в тому числі за діаметрами:		
– 159 мм	м	$2 * 7 = 14$
– 108 мм	м	$2 * 410 = 820$
– 89 мм	м	$2 * 127 = 254$
– 76 мм	м	$2 * 117 = 234$
– 57 мм	м	$2 * 125 = 250$
– 38 мм	м	$2 * 6 = 12$
Тип прокладання		підземний
Температурний графік роботи теплових мереж	°C	90–65
Приєднане навантаження споживачів на потреби опалення	Гкал/год	1,656
Розрахункова витрата теплоносія (води) в теплових мережах	т/год	66,24
Втрати теплової енергії (річні):		
– до реконструкції, не менше	%	13,0
– після реконструкції, не більше	%	3,2
– скорочення втрат теплової енергії	Гкал/рік	340,3
Річна економія палива (природного газу) за рахунок скорочення втрат теплової енергії (з урахуванням нового котельного обладнання з коефіцієнтом корисної дії не менше 94,0 %):		

Найменування показників	Одиниця	Показники
1	2	3
– натурального (при $Q^p_n=8100$ ккал/м ³)	тис. нм ³ /рік	45,252
– умовного (при $Q^p_n=7000$ ккал/м ³)	т у.п.	51,716

Реконструкція теплових мереж спрямована на оптимізацію теплопостачання шляхом зменшення втрат енергії, підвищення експлуатаційної надійності системи та економії палива. Проєкт передбачає використання сучасних матеріалів і технологій, які забезпечують довговічність та підвищену термоізоляцію трубопроводів, що дозволяє зменшити теплові втрати до мінімального рівня.

Розрахунки підтверджують доцільність реконструкції: значне скорочення втрат теплової енергії у річному розрахунку дозволить не лише зменшити навантаження на систему теплопостачання, а й оптимізувати споживання палива. Економія природного газу матиме безпосередній вплив на зниження операційних витрат, що є важливим чинником в умовах зростання цін на енергоресурси.

Крім цього, реконструкція сприятиме підвищенню енергоефективності об'єкта та зменшенню викидів шкідливих речовин у довкілля, що відповідає сучасним екологічним стандартам. Враховуючи показники розрахункової економії палива та теплової енергії, проєкт є перспективним як з технічної, так і з економічної точки зору.

У контексті стартап-проєкту, така реконструкція може слугувати прикладом успішної інвестиції в модернізацію інфраструктури, яка забезпечує швидке повернення вкладень за рахунок зменшення операційних витрат і підвищення якості послуг для споживачів.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

7.4 Висновки розділу 7

Проект реконструкції котельні, що включає встановлення когенераційної установки Jenbacher JGS 312 GS–N.L та модернізацію теплових мереж, дозволив значно підвищити енергоефективність та зменшити втрати теплової енергії. Завдяки роботі когенераційної установки забезпечується виробництво електроенергії на рівні 1080 МВт·год на рік, утилізація теплоти з відпуском 960 Гкал/рік та оптимізація витрат природного газу до 288 тис. м³ на рік.

Реконструкція теплових мереж сприяла зниженню втрат теплової енергії з 13,0% до 3,2%, що забезпечило скорочення річних втрат на 340,3 Гкал та економію палива в обсязі 45,252 тис. нм³ природного газу або 51,716 т умовного палива. Загальна довжина модернізованих підземних трубопроводів становить 1584 м, що покращило надійність теплопостачання при дотриманні температурного графіка 90/65°C.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						79
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

На підприємствах енергетики, які вважаються об'єктами підвищеної небезпеки, виконання всіх норм і вимог діючих нормативних документів у сфері охорони праці є обов'язковою вимогою, так як це дозволяє значно зменшити рівень травматизму та професійних захворювань на виробництві, а також дозволяє мінімізувати ймовірність виникнення пожеж, вибухів та аварій при будівництві, монтажі, налагодженні та експлуатації енергоблоків.

Основним завданням охорони праці є виконання всіх передбачених нормативною базою заходів та засобів, що спрямовані на збереження здоров'я і безпеку праці виробничого персоналу.

З метою забезпечення виконання діючих вимог з охорони праці та цивільного захисту в даному розділі магістерської дисертації запропоновані технічні рішення та організаційні заходи з безпечної експлуатації технологічного обладнання, а також визначені основні заходи з виробничої санітарії і гігієни праці та безпеки у разі виникнення надзвичайних ситуацій.

До загальних вимог охорони праці належать професійний відбір та навчання працівників, а також контроль за дотриманням вимог техніки безпеки. При прийомі на роботу всі працівники мають пройти інструктаж з охорони праці, а керівництво повинно контролювати виконання працівниками цих правил.

8.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки та виробничої санітарії при проведенні реконструкції котельні

Будівельні роботи та монтаж обладнання мають відповідати таким вимогам:

ДБН А.3.2–2–2009 «Охорона праці і техніка безпеки в будівництві»;

ДБН В.2.5–20–2018 «Газопостачання»;

НПАОП 0.00–1.76–15 «Правила безпеки систем газопостачання»;

НПАОП 40.1–1.21–98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів»;

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						80
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

«Правила улаштування електроустановок»;

НПАОП 0.00–1.81–18 «Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском»;

НПАОП 45.2–7.03–17 «Мінімальні вимоги з охорони праці на тимчасових або мобільних будівельних майданчиках».

Санітарний стан приміщень має відповідати нормативним вимогам, встановленим Міністерством охорони здоров'я.

Безпека котлів забезпечена заводською автоматикою, яка постачається разом з обладнанням та відповідає вимогам нормативних документів. Котельня обладнана системою контролю та сигналізації загазованості. На ввідному газопроводі в приміщенні котельні встановлений швидкодіючий електромагнітний клапан, який автоматично закривається у випадку спрацювання сигналізатора загазованості, відключення електроживлення, виникнення пожежі або відхилень у тиску газу на вході до котельні.

На вхідних дверях котельні ззовні повинно бути розміщене попередження про заборону входу стороннім особам. Виведення продуктів згоряння від котлів здійснюється через димову трубу. Приміщення котельні обладнане постійно діючою припливно–витяжною вентиляцією, має природне та штучне освітлення. Температура зовнішніх поверхонь обладнання не повинна перевищувати 45°C. Приміщення котельні та все обладнання повинні постійно утримуватися в справному та чистому стані, а проходи і виходи з котельні завжди мають бути вільними.

Обслуговуючий персонал повинен знати порядок дій при пуску та зупинці обладнання котельні [17]. У приміщенні котельні мають бути передбачені первинні засоби пожежогасіння (2 порошкові вогнегасники).

8.1.1 Обов'язки замовника, керівника будівництва

Для забезпечення охорони праці та збереження життя і здоров'я працівників на будівельному майданчику, замовник або керівник будівництва зобов'язаний:

1) організувати виконання підрядниками та фізичними особами вимог з охорони праці відповідно до розділу VI Мінімальних вимог;

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						81
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2) співпрацювати з координаторами з охорони праці, враховуючи їхні зауваження в процесі роботи.

Замовник або керівник будівництва також повинен забезпечити управління охороною праці на будівельному майданчику, організувати виконання загальних заходів з охорони праці за рекомендаціями координатора на етапі будівництва, а також забезпечити реалізацію плану з охорони праці на будівельному майданчику [18] .

8.1.2 Обов'язки підрядника

З метою забезпечення охорони праці на будівельному майданчику, підрядники, генеральний підрядник та субпідрядники повинні дотримуватись вимог, визначених у розділах XII, XIII, XIV «Мінімальних вимог з охорони праці на тимчасових або мобільних будівельних майданчиках», плані з охорони праці на будівельному майданчику, а також нормативно–правових актах з охорони праці.

Підрядники, генеральний підрядник та субпідрядники також зобов'язані виконувати вимоги, надані координаторами з охорони праці.

8.1.3 Забезпечення вимог безпеки експлуатації об'єкта на етапі розроблення проектної документації

Технічні рішення, прийняті в проєкті, відповідають вимогам щодо забезпечення механічного опору та стійкості, пожежної безпеки, захисту життя і здоров'я людей, захисту навколишнього середовища, безпеки експлуатації, захисту від шуму та вимогам енергоефективності. Згідно з таблицею 1 ДСТУ 8855:2019, котельня належить до класу наслідків (відповідальності) – СС2.

Для забезпечення надійності основних конструкцій та об'єкта в цілому проєктом передбачені відповідні заходи. Надійність, довговічність та функціональна життєздатність будівель та споруд забезпечується за рахунок:

об'ємно–планувальних рішень споруд;

правильного вибору будівельних матеріалів;

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						82
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

конструктивної схеми, що гарантує просторову жорсткість;
контролю якості робіт під час виготовлення та монтажу конструкцій;
організації водовідведення від будівлі шляхом вертикального планування;
дотримання правил технічної експлуатації та догляду за конструкціями.

8.1.4 Надійність та конструктивна безпека об'єкта

Відповідно до ДБН В.1.2–14–2018 "Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів. Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель і споруд", безпека об'єкта забезпечується комплексом технічних рішень та організаційних заходів, передбачених у відповідних розділах проєкту. Основні ризики, які можуть виникнути під час експлуатації об'єкта, включають:

ковзання, падіння, удари;
опіки, ураження електричним струмом, вибухи;
нещасні випадки, спричинені рухом транспортних засобів.

Конструкції проєктуються таким чином, щоб під час будівництва та експлуатації навантаження на споруду не призводило до її руйнування або надмірних деформацій, що перевищують допустимі норми.

Згідно з ДБН В.1.2–14–2018, у розрахунках для забезпечення механічного опору та стійкості використовуються як усталені, так і перехідні розрахункові ситуації.

Конструкції мають відповідний рівень вогнестійкості, що гарантує збереження основної частини об'єкта при пожежі.

8.1.5 Бар'єри безпеки і запобігання аваріям

Для забезпечення ефективності бар'єрів безпеки, зазначених у п. 4.5.1 ДБН В.1.2–14–2018, проєкт передбачає такі заходи:

гарантування належної якості матеріалів, конструкцій, виробів і виконання робіт через організацію вхідного, поопераційного та приймального контролю;
експлуатація об'єкта згідно з проєктною документацією;

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						83
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підтримання елементів, пристроїв і систем, важливих для безпеки, у належному стані шляхом проведення профілактичних робіт;

своєчасна діагностика, оцінка технічного стану та вжиття заходів для усунення виявлених дефектів і пошкоджень;

запобігання можливим аварійним ситуаціям, зокрема встановлення систем сигналізації загазованості котельні.

Забезпечено цілодобовий моніторинг роботи котельного обладнання для виявлення аварійних ситуацій, підвищення концентрації паливного та чадного газів, а також спрацювання протидимної системи під час пожежі.

Особливості забезпечення безпеки під час будівельно–монтажних робіт: Основні принципи організації капітального ремонту враховані згідно з:

ДСТУ Б А.3.1–22:2013 «Визначення тривалості будівництва об'єктів»;

ДБН А.2.2–3:2014 «Склад та зміст проєктної документації на будівництво».

На період будівельно–монтажних робіт будівля виводиться з експлуатації. Роботи повинні виконуватися відповідно до вимог ДБН А.3.2–2:2009 «Система стандартів безпеки праці. Промислова безпека у будівництві», НАПБ А.01.001–2014 «Правила пожежної безпеки в Україні» та проєкту організації будівництва (ПОБ) [20].

Особливу увагу слід приділяти:

забезпеченню робітників засобами індивідуального захисту;

виконанню заходів з колективного захисту (огороження, освітлення, захисні та запобіжні пристрої);

організації санітарно–побутових приміщень;

проведенню інструктажів з охорони праці.

Будівельно–монтажні та вантажно–розвантажувальні роботи повинні виконуватися з дотриманням усіх заходів безпеки відповідно до ДБН А.3.2–2:2009. Під'їзні шляхи та дороги до будівельного майданчика – асфальтовані, а небезпечні зони повинні бути позначені відповідними знаками та огороженнями.

Контроль за дотриманням охорони праці здійснює організація,

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						84
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відповідальна за будівельно–монтажні роботи.

Особливості забезпечення безпеки на етапі експлуатації: Для локалізації шкідливих речовин в котельні передбачено припливно–витяжну вентиляцію. Приміщення обладнані системами опалення, вентиляції та освітлення для створення належних умов праці. Технічний стан обладнання контролюється відповідальним персоналом.

Перший огляд технічного стану об'єкта слід проводити не пізніше двох років після введення в експлуатацію. Усі гарячі поверхні обладнання ізолювані або захищені, щоб температура не перевищувала 45°C.

Для попередження електротравматизму передбачено захисне заземлення обладнання. У документації визначено заходи для підтримання робочого стану конструкцій.

Прийняття об'єкта в експлуатацію: Прийняття в експлуатацію здійснюється на підставі акту готовності об'єкта. Всі роботи мають бути виконані згідно з проєктною документацією, будівельними нормами та стандартами. Оборудоване і випробуване обладнання повинно відповідати вимогам охорони праці, пожежної, техногенної та екологічної безпеки.

Порушення вимог законодавства і будівельних норм тягне за собою відповідальність відповідно до Закону України «Про відповідальність за правопорушення у сфері містобудівної діяльності» та Кодексу України «Про адміністративні правопорушення».

8.1.6 Інженерні рішення щодо протипожежних заходів

Зовнішнє пожежогасіння забезпечується за допомогою пожежних гідрантів.

Для пожежогасіння всередині котельні передбачені пожежні кран–комплекти Ду50, які розміщені з урахуванням можливості зрошення кожної точки приміщення двома пожежними струменями води з продуктивністю 2,5 л/с кожен. Висота компактного струменя врахована при проєктуванні. Комплекти оснащені соплом діаметром 16 мм та рукавом довжиною 20 м.

Також у шафах з пожежними кранами розміщені кран–комплекти Ду25, які

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						85
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

мають напівжорсткий рукав і ствол 25/10.

Як первинні засоби пожежогасіння передбачені порошкові вогнегасники ОП–5, що зберігаються в шафах для пожежних кранів.

8.2 Електробезпека

При проєктуванні об'єкту були враховані всі вимоги основних нормативних документів, що регламентують вимоги з електробезпеки, це ПУЕ–2017, ДСТУ 7237:2011, НПАОП 40.1–1.21–98, НПАОП 40.1–1.01–97, НПАОП–40.1–1.32–01 та Технічний регламент з безпеки низьковольтного електричного обладнання (постанова Каб. Міністрів України №1149 від 23.10.2009 р.).

Згідно діючих вимог на спроектованому об'єкті для забезпечення захисту від випадкового дотику людини до струмовідних частин ЕУ застосовують такі види захисту:

- основне (робоче) ізолювання струмовідних частин (захисне ізолювання);
- додаткове, посилене, подвійне ізолювання струмовідних частин;
- захисні оболонки;
- захисні огорожі (тимчасові або стаціонарні);
- безпечне розташування струмовідних частин;
- ізолювання робочого місця;
- мала напруга; захисне вимкнення;
- попереджувальна сигналізація (звукова, світлова тощо);
- блокування;
- встановлення знаків безпеки;
- електрозахисні засоби; засоби індивідуального захисту.

Для запобігання ураженню електричним струмом під час дотику до металевих неструмовідних частин, які можуть бути під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, застосовують окремо або в поєднанні такі види захисту:

- захисне заземлення (системи IT, TT та TN);
- автоматичне вимкнення живлення;
- зрівнювання потенціалів;

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						86
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- застосування обладнання відповідного класу за електрозахистом;
- захисний електричний поділ кіл;
- системи наднизької напруги (безпечної, захисної).

Для захисту персоналу від ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції ЕУ, всі металеві частини електрообладнання, що не перебувають під напругою, а також корпуси світильників мають бути приєднані до систем захисного заземлення.

8.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Виконання вимог безпеки в надзвичайних ситуаціях потребує розробки відповідних технічних рішень та організаційних заходів щодо оповіщення, евакуації та дій персоналу у разі виникнення надзвичайних ситуацій.

7.3.1 Обов'язки та дії персоналу у разі виникнення НС

У випадку виникнення НС кожний працівник мусить:

припинити роботу (якщо це дозволено технологічним процесом виробництва);

якнайшвидше сповістити про НС керівника та відповідальну посадову особу;

приступити до ліквідації (локалізації) НС наявними засобами;

за необхідності викликати підрозділи ДСНС.

Керівництво підприємства, а також особи, відповідальні за цивільний захист (цивільну оборону) та техногенну безпеку, протипожежну безпеку, охорону праці, зобов'язані в разі виникнення НС:

перевірити та продублювати повідомлення про НС, довести це до відома керівника підприємства;

оцінити умови, з'ясувати кількість і місцезнаходження людей, за потреби вжити заходів щодо оповіщення працівників, населення про НС;

під час загрози для життя людей негайно організувати їх рятування (евакуацію), використовуючи для цього наявні сили й засоби;

забезпечити виведення з небезпечної зони людей, які не беруть

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						87
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

безпосередньої участі в ліквідації НС;

обмежити допуск людей та транспортних засобів до небезпечної зони.

У разі дій щодо локалізації (ліквідації) наслідків НС потрібно:

організувати оповіщення й зустріч підрозділів ДСНС та інших служб, забезпечити узгодженість дій персоналу підприємства й підрозділів аварійно—рятувальної, медичної та інших служб;

у випадку необхідності евакуації персоналу (частини персоналу) та матеріальних цінностей забезпечити необхідну кількість транспортних засобів.

Евакуація має забезпечити захист працюючого персоналу в разі неможливості вжиття інших заходів цивільного захисту під час виникнення надзвичайних ситуацій. Рішення про евакуацію приймається керівником підприємства або особою, яка його заміщує. Підставою для прийняття рішення про практичне здійснення евакуаційних заходів є фактичні показники стану довкілля у випадку надзвичайної ситуації та відповідне рішення Кабінету Міністрів України, органів місцевої державної влади, територіальних органів ДСНС.

У разі евакуації на керівника підприємства покладається:

планування й проведення евакуації працівників;

контроль за плануванням, підготовкою й проведенням евакуаційних заходів;

визначення та підготовка безпечного району для розміщення евакуйованих працівників.

Ширина шляхів евакуації прийнята не менше 1 м, дверей не менше 0,8 м. Відкриття дверей на шляхах евакуації передбачено у бік найближчого евакуаційного виходу, висота проходів і дверей не менше 2м. Двері на сходові клітки, провідні в коридор і назовні, що самозакриваються з ущільненням в притворах. Вихідні двері з приміщення відкриваються назовні.

На видимих і досяжних місцях, ближче до виходів з приміщень встановлені пожежні щити для розміщення первинних засобів пожежогасіння: ручних вуглекислотних вогнегасників ОУ–5, ящики з піском, місткістю 1 м³, лопати,

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						88
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ломи, багра, сокири, щільної повсті розміром 2х1,5 м.

7.3.2 Вимоги щодо організації ефективної роботи системи оповіщення виробничого персоналу при НС.

Для підвищення безпеки в надзвичайних ситуаціях пропонується встановлення системи оповіщення виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення НС, наприклад при пожежі, здійснюється відповідно до вимог НАПБ А.01.003–2009.

Оповіщення про НС та управління евакуацією людей здійснюється одним з наступних способів або їх комбінацією:

поданням звукових і (або) світлових сигналів в усі виробничі приміщення будівлі з постійним або тимчасовим перебуванням людей;

трансляцією текстів про необхідність евакуації, шляхи евакуації, напрямки руху й інші дії, спрямовані на забезпечення безпеки людей;

трансляцією спеціально розроблених текстів, спрямованих на запобігання паніці й іншим явищам, що ускладнюють евакуацію;

ввімкненням евакуаційних знаків "Вихід";

ввімкненням евакуаційного освітлення та світлових покажчиків напрямку евакуації;

дистанційним відкриванням дверей евакуаційних виходів.

Оповіщення виробничого персоналу про НС здійснюється за допомогою світлових та/або звукових оповіщувачів – обладнуються всі виробничі приміщення.

Перехід системи оповіщення з основного джерела електропостачання на резервний та у зворотному напрямку в разі відновлення централізованого електропостачання повинен бути автоматичним.

Тривалість роботи системи оповіщення від резервного джерела енергії у черговому режимі має бути не менш 24 годин.

Тривалість роботи системи оповіщення від резервного джерела енергії у

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						89
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

режимі "Тривога" має бути не менше 15 хвилин.

Звукові оповіщувачі повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 54–3:2003 «Системи пожежної сигналізації. Частина 3. Оповіщувачі пожежні звукові».

Світлові оповіщувачі, які працюють у режимі спалахування, повинні бути червоного кольору, мати частоту мигтіння в межах від 0,5 Гц до 5 Гц та розташовуватись у межах прямої видимості з постійних робочих місць.

8.4 Висновки розділу 8

Дотримання правил охорони праці на енергетичних об'єктах є необхідною умовою для зниження ризиків аварій та захисту життя працівників. Важливою складовою безпечної діяльності виступають належний відбір, навчання співробітників і регулярний інструктаж із безпеки. Технічні рішення, зокрема автоматизовані системи сигналізації та аварійного відключення в котельнях, сприяють швидкому реагуванню на порушення в роботі обладнання. Окрім цього, для захисту від ураження електричним струмом передбачені багаторівнева ізоляція та захисні огороження. У випадках надзвичайних ситуацій важливо забезпечити не лише оповіщення, а й налагоджену взаємодію між підприємством і рятувальними службами. Евакуаційні шляхи мають відповідати стандартам щодо ширини й висоти для безпеки працівників. Ретельне планування евакуаційних заходів і нагляд за їх виконанням керівництвом також є важливим фактором. Отже, реалізація технічних і організаційних заходів є основою для зниження ризиків та забезпечення стабільної і безпечної роботи обладнання на небезпечних виробництвах.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						90
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У процесі виконання магістерської дисертації було проведено детальний розрахунок середніх та річних теплових навантажень для водогрійних котелень, що дозволило визначити основні техніко–економічні показники, такі як максимальне теплове навантаження (3060 МВт), річне споживання природного газу (720,20 тис. м³) та річне споживання палива (820 т.н.е). Ці показники забезпечили базу для оцінки енергоефективності котельні та відповідності її роботи запланованим технічним вимогам.

Була підібрана блочно–модульна установка Jenbacher JGS 312 GS–N.L. Установка дозволяє корисно використовувати до 726 кВт теплової енергії для підігріву зворотної води системи опалення. Завдяки використанню насосів типу TPE3 50–240 (Grundfos) та Wilo Stratos GIGA 65/1–17/1,7 забезпечується ефективна циркуляція теплоносія та надійна робота системи опалення.

Передбачається використання трьох газових котлів Viessmann VITOROND 200 з тепловою потужністю 1020 кВт кожен, що було підтверджено тепловими розрахунками для різних температурних режимів. Для підвищення енергоефективності було встановлено конденсаційні економайзери Viessmann VITOTRANS 300, які додають до 96 кВт теплової потужності на котел, а також систему хімічної дегазації води Grundbeck GENODOS DME 6 для підвищення якості теплоносія та продовження терміну служби обладнання.

Окрім цього, було проведено оцінку впливу планової діяльності на навколишнє середовище та розроблено заходи з охорони праці і безпеки в надзвичайних ситуаціях, що забезпечує відповідність проекту сучасним стандартам безпеки.

Загалом, результати дослідження підтверджують доцільність використання когенераційних установок для підвищення енергоефективності та надійності роботи котелень. Підібране обладнання забезпечує ефективне використання енергоресурсів, оптимізацію енерговитрат та стабільну роботу системи теплопостачання. Впровадження новітніх технологій та застосування сучасних методів управління теплоенергетичними процесами є важливим кроком на

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						91
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

шляху до покращення енергоефективності й надійності енергосистеми, що обслуговує критичні об'єкти міської інфраструктури.

Окрім технічних розрахунків, у роботі детально проаналізовано конструктивні особливості впровадженого обладнання, зокрема блочно-модульної установки Jenbacher JGS 312 GS–N.L. Дана установка забезпечує не лише стабільне резервне живлення котельні, але й дозволяє ефективно використовувати теплоту від системи охолодження для підігріву зворотної магістралі. Це рішення суттєво підвищує загальний коефіцієнт корисної дії системи та зменшує витрати на енергоносії.

Особливу увагу приділено вибору та інтеграції насосного обладнання. Використання вискоефективних насосів Grundfos і Wilo із частотно-регульованими приводами сприяє точному регулюванню витрати теплоносія залежно від потреб споживачів, що дозволяє мінімізувати енерговтрати в теплових мережах. Вибір котлів Viessmann VITOROND 200, доповнених економайзерами VITOTRANS 300, гарантує оптимальне використання палива, а застосування сучасної системи хімічної водопідготовки забезпечує тривалу й безперебійну роботу тепломеханічного обладнання.

У проекті враховано екологічні аспекти діяльності котельні. Завдяки застосуванню автоматизованих пальників із низьким рівнем викидів оксидів азоту та вуглецю, використанню конденсаційних економайзерів та ефективної системи утилізації тепла, значно знижено вплив на довкілля. Крім того, оцінено потенційні ризики і запропоновано заходи з мінімізації шкідливих впливів, зокрема щодо викидів продуктів згорання, шумового навантаження та енергетичних витрат.

Отримані результати свідчать про високу ефективність впроваджених рішень. Реконструкція котельні сприятиме зниженню операційних витрат, забезпеченню стабільного теплопостачання та досягненню енергетичної незалежності об'єктів, що обслуговуються.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						92
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. ДСТУ–Н Б В.1.1–27:2010. Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія. – Чинний від 2011-11-01. Київ: Мінрегіонбуд України, 2011. – 123 с.
2. ДСТУ EN 12952-1:2020. Водотрубні котли та допоміжне обладнання. Загальні вимоги. Київ, 2020. – 150 с.
3. ДБН В.2.5-64:2012. Внутрішнє водопостачання та каналізація. Київ, 2012. – 80 с.
4. ДСТУ EN 267:2021. Пальникові пристрої з примусовою тягою для рідкого палива. Київ, 2021. – 40 с.
5. Боженко М.Ф. Системи опалення, вентиляції і кондиціювання повітря будівель [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика» / М.Ф. Боженко; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 36,087 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. – 380 с.
6. Бубнов П.Н. Когенераційні установки: проектування та експлуатація. Київ, 2008. – 220 с.
7. ДБН В.2.5-39:2008. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі. – Чинний від 2009-01-07. Київ, 2009. – 56 с.
8. Боженко М.Ф. Водогрійні котельні для систем децентралізованого та помірно-централізованого теплопостачання [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика» / М.Ф. Боженко; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,021 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 170 с.
9. ГКД 34.02.305-2002 Викиди забруднювальних речовин у атмосферу від енергетичних установок. Методика визначення ГКД 34.02.305-2002 «Викиди забруднювальних речовин в атмосферу від енергетичних установок. Методика визначення». Чинний від 01.07.2002 року.
10. ДБН В.2.5-77:2014. Котельні. – Чинний від 2015-01-01. Київ, 2014. – 61 с.

					МД 24 144 33 17 ПЗ	Арк.
						93
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11. Біленко Ю.М. Системи теплопостачання: теорія та практика. Київ, 2016. – 250 с.
12. ДСТУ 8936:2019. Труби сталеві водогазопровідні. Технічні умови. – Чинний від 2021-01-01.
13. Боженко М.Ф., Сало В.П. Джерела теплопостачання та споживачі теплоти: навч. посіб. / М.Ф. Боженко, В.П. Сало. – Київ: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», 2004. – 192 с.
14. ДБН В.2.6-31:2016. Теплова ізоляція будівель. Київ, 2016. – 75 с.
15. ДСТУ 8938:2019 Труби сталеві безшовні гарячедеформовані. Технічні умови, 2019. – 20 с.
16. Аналіз та експертиза проєктів енергопостачання: Розрахункова робота [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: М.М. Шовкалюк, О.І. Яценко. – Електронні текстові дані (1 файл: 0,4 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 69 с.
17. ISO 50001:2018. Системи енергетичного менеджменту. Київ, 2018. – 50 с.
18. ДСТУ 4219:2021. Засоби пожежогасіння. Вогнегасники переносні та пересувні. Київ, 2021. – 35 с.
19. НПАОП 0.00-1.83-18. Правила безпеки систем газопостачання. Київ, 2018. – 80 с.
20. Правила пожежної безпеки в Україні. – Чинний від 2020-07-01. Київ: Державна служба України з надзвичайних ситуацій, 2020. – 150 с.

Додаток А

Перевірка магістреської дисертації на академічну доброчесність

Звіт подібності

метадані

Тривога

У цьому розділі ви знайдете інформацію щодо текстових спотворень. Ці спотворення в тексті можуть говорити про МОЖЛИВІ маніпуляції в тексті. Спотворення в тексті можуть мати навмисний характер, але частіше характер технічних помилок при конвертації документа та його збереженні, тому ми рекомендуємо вам підходити до аналізу цього модуля відповідально. У разі виникнення запитань, просимо звертатися до нашої служби підтримки.

Заміна букв	B	128	^ v
Інтервали	A→	0	^ v
Мікропробіли		0	^ v
Білі знаки	␣	0	^ v
Парафрази (SmartMarks)	a	279	^ v

Обсяг знайдених подібностей

Коефіцієнт подібності визначає, який відсоток тексту по відношенню до загального обсягу тексту було знайдено в різних джерелах. Зверніть увагу, що високі значення коефіцієнта не автоматично означають плагіат. Звіт має аналізувати компетентна / уповноважена особа.

22.40%
22.40% КП 1

10

Довжина фрази для коефіцієнта подібності 2

16247

Кількість слів

120725

Кількість символів

Подібності за списком джерел

Нижче наведений список джерел. В цьому списку є джерела із різних баз даних. Колір тексту означає в якому джерелі він був знайдений. Ці джерела і значення Коефіцієнту Подібності не відображають прямого плагіату. Необхідно відкрити кожне джерело і проаналізувати зміст і правильність оформлення джерела.

	10 найдовших фраз	Колір тексту
+	з домашньої бази даних (1.06 %)	■
+	з програми обміну базами даних (0.85 %)	■
+	з Інтернету (20.50 %)	■

Список прийнятих фрагментів (немає прийнятих фрагментів)

Позиція		Найменування і технічна характеристика	Тип, марка, позначення документу, опитувального листа	Код обладнання, виробу, матеріалу	Завод – виробник	Одиниця виміру	Кількість	Маса одиниці, кг	Примітка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Обладнання								
K1	Котел водогрійний низькотемпературний триходовий	VITOROND 200		Viessmann, Німеччина	} компл.	3	3220		
	– Локальна шафа управління			Viessmann, Німеччина					
K2	Еконамайзер конденсаційний	VITOTRANS 300		Viessmann, Німеччина			415		
K3	Пальник газовий модульований	VG6.1600 DUO PLUS R		Elco, Швейцарія			120		
K4	Насос котлового контуру	Stratos GIGA 65/1-17/1,7		Wilo, Німеччина	шт.	3	44		
K5	Теплообмінник пластинчатий	S19A-IG16-121-TMTL98		Danfoss, Данія	шт.	2	336		
K6	Мережевий насос	IL-E 65/170-11/2		Wilo, Німеччина	шт.	2	187		
K7	Розширювальний бак	Flexcon 425		Wilo, Німеччина	шт.	1	57		
K9	Вакуумний дегазатор	SpiroVent Superior S6A		Spirotech, Нідерланди	шт.	2	57		
K10	Нейтралізатор конденсату	GENO Neutra N-210		Grunbeck, Німеччина	шт.	2	33		
A1	Установка пом'якшення безперервної дії в комплекти з запірною арматурою та	Delta-P		Grunbeck, Німеччина	компл.	1	255		
	фільтром механічної очистки з обратним промивом BOXER RD 1"								
A2	Бак запасу хімічищеної води	V-2000		Укрхімпласт	шт.	1			
A3	Насосна станція підживлення системи	SiBoost Smart 2 HELIX EXCEL 405-MODBUS		Wilo, Німеччина	компл.	1	162		
A4	Установка хімічної деаерації	GENODOS DME 6 (1/40)		Grunbeck, Німеччина	компл.	1			
A5	Установка хімічної корекції pH та CO ₂	GENODOS DME 6 (1/40)		Grunbeck, Німеччина	компл.	1			

Зам. інв №

Підпис і дата

Інв № підп

Позиція	Найменування і технічна характеристика	Тип, марка. Позначення документа, опитувального листа	Код обладнання, виробу, матеріалу	Завод- виробник	Одиниця вимірювання	Кількість	Маса одиниці, кг	Примітки	
2	Лічильник теплової енергії двокональний, в комплекті:	СВТУ-11Т М2		Семпал	компл.	1			
	– витратомір ультразвуковий фланцевий Ду100 (кабель 5 м)	РЧ-100		Семпал	шт.	2			
	– термоперетворювач опору (кабель 5 м)	ТСП-С-2		Семпал	шт.	3			
	– кабель RS232 1 м			Семпал	шт.	1			
	– модуль зв'язку	МС-02 (Mbus)		Семпал	шт.	1			
3	Лічильник холодної води з імпульсним виходом	JS-4,0-NK		Apator Powagaz, Польща	шт.	2			
4	Манометр 0–6 бар (Ø100 мм)			Wika	шт.	36		врах. АТМ	
4.1	Манометр 0–10 бар (Ø100 мм)			Wika	шт.	3		врах. АТМ	
5	Термометр біметалічний аксіальний 0...120°C	ТБ-100		Склоприлад	шт.	22		врах. АТМ	
	Арматура								
6	Клапан регулюючий триходовий Ду65, Ру16	VF 3		Danfoss, Данія	шт.	3	23.7		
	Електропривід (220 В) для регулюючого триходового клапана VF 3-65	AMV 435		Danfoss, Данія	шт.	3			
7	Клапан регулюючий триходовий Ду100, Ру16	VF 3		Danfoss, Данія	шт.	1	34		
	Електропривід (220 В) для регулюючого триходового клапана VF 3-100	AMV 655		Danfoss, Данія	шт.	1			
8	Клапан запобіжний Ду32/50, Ру16, Р=6 бар	ARI-SAFE fig 12.903 EN-JL1040		Ari Armaturen	шт.	6	13		
9.1	Клапан запобіжний Ду32, Ру16, Р=6 бар	VT.1831		VALTEC, Італія	шт.	5	1,95		
9.2	Клапан запобіжний Ду50/80, Ру16, Р=6 бар	SI 6301		Zetkama, Польща	шт.	2	25		
10	Грязьовик вертикальний Ду150, Ру16	ТС-569.00.000-14			шт.	1	116		
11	Сепаратор шламу Ду150, Ру10	Spirotrap Dirt BE150FM		Spirotech, Нідерланди	шт.	2	61		
12	Сепаратор повітря Ду150, Ру10	Spirotrap Air BA150F		Spirotech, Нідерланди	шт.	2	57		
13	Фільтр сітчастий Ду150 Ру16	FVF		Danfoss, Данія	шт.	2	61		
14	Кран кульовий фланцевий сталевий Ду150 Ру16 з механічним редуктором			Temper, Естонія	шт.	4	36		
15	Кран кульовий фланцевий сталевий Ду125 Ру16			Temper, Естонія	шт.	2	28		
16	Кран кульовий фланцевий сталевий Ду100 Ру16			Temper, Естонія	шт.	6	15		
17	Кран кульовий фланцевий сталевий Ду80 Ру16			Temper, Естонія	шт.	2	11,2		
18	Засувка дискова поворотна Ду150 Ру16	VFY-WH		Danfoss, Данія	шт.	4	9,2		
19	Засувка дискова поворотна Ду100 Ру16	VFY-WH		Danfoss, Данія	шт.	11	6,3		
21	Кран кульовий різьбовий Ду32 Ру25	Evolution		F.I.V., Італія	шт.	3	0,7		
22	Кран кульовий різьбовий Ду25 Ру30	Evolution		F.I.V., Італія	шт.	16	0,46		
						МД 24 144 33 17 ТМК.С			Аркуш
			Зм.	Кільк.	Арк.	№док	Підпис	Дата	2

ИЗ № 11

Аркыш
3

		Позиція	Найменування і технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Код обладнання, виробу, матеріалу	Завод – виробник	Одиниця виміру	Кількість	Маса одиниці, кг	Примітка
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
			- VF 3 PN16 DN80 3-ходовий сідловий фланцевий							
			- AMV(E) 56, 230B							
		K5	Розширювальний бак 500л PN10	Wilo-A 500/10		Wilo	шт.	1		
		K6	Насос підживлення гліколем з шафою керування, G=1 м³/год, H=25,0 м			Wilo	к-т.	1		
			- насос	HELIX V204-1/16/E/S/400						
			- шафа керування	AKN STANDART-1-4.0						
		K7	Ємність запасу розчину антифризу, 200л	V-200			шт.	1		
		K8	Атмосферна ємність масла, 600л				шт.	1		
		K9	Насос заповнення/зливу масла 380B, 25л/хв	Viscomat 70 T			шт.	1		
		K10	Гідравлічний розподільвач DN80 (DN250)				шт.	1		
			Арматура							
		1	Кран кульовий фланцевий п/п DN80, PN16, Tmax=200°C			Broen Ballomax	шт.	3		
		2	Кран батерфляї DN80, PN16			Zetkama	шт.	12		
		3	Кран батерфляї DN65, PN16			Zetkama	шт.	4		
		4	Кран кульовий різьбовий, DN40 PN25				шт.	4		
		5	Кран кульовий різьбовий, DN32, PN25				шт.	3		
		6	Кран кульовий різьбовий, DN25 (1"), PN25				шт.	2		
		7	Кран кульовий різьбовий, DN20 (3/4"), PN25				шт.	1		
		8	Кран кульовий різьбовий, DN15 (1/2"), PN25				шт.	21		
		9	Кран кульовий для масла НЖ, DN25, PN25				шт.	8		
		10	Фільтр осадовий чавунний фланцевий DN80, PN16	арм.821A		ZETKAMA	шт.	2		
		11	Фільтр сітчастий, НЖ, DN25, PN16				шт.	1		
		12	Зворотній клапан PN16 DN80	402		Danfoss	шт.	1		
		13	Скидний клапан фланцевий Dn32x50	LESER 441/442		LESER	шт.	1		
		14	Скидний клапан муфтовий Dn25x25			Herz	шт.	1		
		15	Повітроскидний клапан 1/2" з зворотнім клапаном	Spirotop		Wilo	шт.	12		
Взаєм. інв. N°	Підп. та дата	Інв. N° дійсн.								
									МД 24 144 33 17 ТМК1.С	
						Зм.	Кіл.	Арк.	N°док.	Підпис

ВІДОМІСТЬ МАГІСТЕРСЬКОЇ ДИСЕРТАЦІЇ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1	A4		Завдання на магістерську дисертацію	2	
2	A4	МД 24 144 33 17 ПЗ	Пояснювальна записка	95	
3	A1	МД 24 144 33 17 001 ТМК	Схема трубопроводів котлового контуру	1	
4	A1	МД 24 144 33 17 002 ТМК	Схема трубопроводів контуру мережної води	1	
5	A1	МД 24 144 33 17 003 ТМК	Розташування обладнання План на відм. 0.000	1	
6	A1	МД 24 144 33 17 004 ТМК	Розташування обладнання Розрізи 1-1, 2-2.	1	
7	A1	МД 24 144 33 17 005 ТМК	Розташування обладнання Фрагмент плану на відм. +2.900. Розрізи 3-3, 4-4, 5-5.	1	
8	A1	МД 24 144 33 17 006 ТМК	Розташування трубопроводів План на відм. 0.000	1	
9	A1	МД 24 144 33 17 001 ТМК1	Схема трубопроводів	1	
10	A1	МД 24 144 33 17 002 ТМК1	Розташування обладнання. План на відм. 0,000 Розрізи 1-1, 2-2.	1	
11	A4	МД 24 144 33 17 ТМК	Специфікація обладнання	4	

Зам. інв. №	
Підпис та дата	

						МД 24 144 33 17		
Зм.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата			
Розробив		Уманець				Відомість магістерської дисертації	Аркуш	Аркушів
Перевірив		Притула						1
Т.конт.		Соломаха					КПІ ім. Ігоря Сікорського Кафедра ТАЕ, гр ТУ-31 мп	
Н.контр.		Боженко						
Зав.каф.		Черноусенко						