

Вінницький національний технічний університет

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання

(повне найменування інституту, назва факультету)

Кафедра теплоенергетики

(повна назва кафедри)

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ
В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ»

Виконав: студент 2 курсу групи ТЕ-20м
спеціальності

144 - теплоенергетика

(шифр і назва спеціальності)

Горбанчук А. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник Остапенко О.П.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Опонент Сердюк В. Р.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту

В. о. завідувача кафедри ТЕ

к.т.н., доц. Степанов Д.В.

(прізвище та ініціали)

« ____ » _____ 2021 р.

Вінниця ВНТУ - 2021 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання
Кафедра теплоенергетики
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань 14 – електрична інженерія
Спеціальність 144 - теплоенергетика
Освітньо-професійна програма Теплоенергетика

ЗАТВЕРДЖУЮ

В. о. завідувача кафедри ТЕ

_____ Дмитро Степанов
“ _____ ” _____ 2021 року

З А В Д А Н Н Я **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Горбанчуку Андрію Олеговичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ»

керівник роботи – Остапенко Ольга Павлівна, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом вищого навчального закладу № 277 від 24.09.2021 р.

2. Строк подання студентом роботи 14.12.2021 р.

3. Вихідні дані до роботи: температура води в подавальному трубопроводі на виході з котельні $t_{гр} = 90^{\circ}\text{C}$; температура води в зворотному трубопроводі на вході в котельню $t_{зв} = 70^{\circ}\text{C}$; необхідна потужність опалення $Q_{оп} = 1,4$ МВт; необхідна потужність гарячого водопостачання $Q_{гвп} = 0,34$ МВт; паливо – природний газ; теплота згорання палива $Q^H_p = 34,82$ МДж/м³.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): аналітичний літературний огляд технологій з підвищення ефективності енерговикористання; дослідження ефективності використання традиційних та альтернативних видів палива в тепловій схемі котельні. Методика та результати досліджень; практичні рекомендації з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі водогрійної котельні; аналіз економічної ефективності встановлення нового обладнання в тепловій схемі котельні; охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): аксонометрична схема монтажу обладнання, план розташування обладнання та трубопроводів, план розташування обладнання та трубопроводів (розріз А-А), календарний план монтажних робіт, функціональна схема автоматизації водогрійної котельні з новим обладнанням, техніко-економічні показники, графічні залежності (1 – 4).

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	завдання прийняв
Аналіз економічної ефективності встановлення нового обладнання в тепловій схемі котельні	Лялюк О.Г., к.т.н., доцент кафедри БМГА		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянська І. М., к.пед.н., доцент кафедри БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 27.09.2021 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів МКР	Строк виконання етапів МКР	<u>При- мітка</u>
1	Аналітичний літературний огляд технологій з підвищення ефективності енерговикористання	27.09.21 – 21.10.21	
2	Дослідження ефективності використання традиційних та альтернативних видів палива в тепловій схемі котельні. Методика та результати досліджень	1.10.21 – 21.10.21	
3	Практичні рекомендації з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі водогрійної котельні	22.10.21– 26.11.21	
4	Аналіз економічної ефективності встановлення нового обладнання в тепловій схемі котельні	15.11.21 – 30.11.21	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.12.21– 14.12.21	
6	Нормоконтроль МКР	14.12.21– 15.12.21	

Студент _____ Горбанчук А. О.

Керівник роботи _____ Остапенко О.П.

Опонент _____ Сердюк В. Р.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

УДК 621.577

АНОТАЦІЯ

Горбанчук А. О. Підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні. Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 144 –теплоенергетика, освітня програма – теплоенергетика. Вінниця: ВНТУ, 2021. 100 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 91 назв.; рис.:48; табл. 10

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуті питання з підвищення ефективності енерговикористання та визначення енергоефективних режимів роботи в тепловій схемі котельні з когенераційно-теплонасосними установками, оцінка обсягів економії енергоресурсів від застосування КТНУ в тепловій схемі.

Графічна частина складається з 10 креслень та плакатів з результатами моделювання.

Ключові слова: ефективність енерговикористання, тепла схема, котельня.

UDC 621.577

ANNOTATION

The master's qualification work deals with issues of improving energy efficiency and determining energy efficiency modes in the thermal scheme of the boiler room with cogeneration and heat pumping units, estimating energy savings from the use of CHPI in the thermal scheme.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	
1 АНАЛІТИЧНИЙ ЛІТЕРАТУРНИЙ ОГЛЯД ТЕХНОЛОГІЙ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ.....	
1.1 Технології генерування енергії на природному газі. Світові тенденції.....	
1.2 Технології генерування енергії на вугіллі. Світові тенденції.....	
1.3 Технології генерування енергії з використанням відновлюваних джерел енергії. Світові тенденції.....	
1.4 Технології перетворення енергії для чистих нульових викидів. Світові тенденції.....	
1.5 Висновки та обґрунтування задач дослідження у МКР.....	
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ТРАДИЦІЙНИХ ТА АЛЬТЕРНАТИВНИХ ВИДІВ ПАЛИВА В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНІ. МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	
3 ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНІ.....	
3.1 Обґрунтування вибору варіанту з підвищення енергетичної ефективності в тепловій схемі котельні.....	
3.2 Розробка схеми автоматизації водогрійної котельні з встановленням нового обладнання.....	
3.3 Технології монтажу нового обладнання в тепловій схемі котельні	
3.4 Математичне програмне забезпечення розрахунків енергетичної та екологічної ефективності нового обладнання.....	
4 АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВСТАНОВЛЕННЯ НОВОГО ОБЛАДНАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНІ.....	
4.1 Визначення капітальних вкладень на модернізацію котельні з КТНУ.....	
4.2 Техніко-економічні показники проекту.....	

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	
ВИСНОВКИ.....	
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	
ДОДАТКИ.....	
ДОДАТОК А (обов'язковий). ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ.....	
ДОДАТОК Б (довідковий). ЕФЕКТИВНІСТЬ ВАРІАНТІВ ЗАСТОСУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕПЛОАСОСНИХ УСТАНОВОК В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ.....	
ДОДАТОК В (довідковий). РОЗРОБКА СХЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ КОТЕЛЬНІ З ГАЗОВИМИ КОТЛАМИ.....	
ДОДАТОК Г (довідковий). РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ МОНТАЖУ КТНУ В КОТЕЛЬНІ.....	
ДОДАТОК Д (довідковий). ЛОКАЛЬНИЙ КОШТОРИС НА БУДІВЕЛЬНІ РОБОТИ.....	

ВСТУП

Актуальність роботи. На основі результатів багаторічних досліджень були отримані кількісні оцінки відносної паливної економічності та екологічної безпеки комбінованих когенераційних установок, які підтверджують більш високу енергоефективність комбінованих установок, перспективність і доцільність їх застосування в муніципальній та промисловій теплоенергетиці і теплотехнологіях в Україні.

Метою МКР є підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні в с. Писарівка) з використанням когенераційних та теплонасосних технологій, обґрунтування енергоефективних та економічно обґрунтованих режимів роботи котельні, оцінка обсягів економії паливно-енергетичних ресурсів та економії коштів від запропонованої модернізації в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні в с. Писарівка).

Завдання МКР:

- дослідити засоби з підвищення ефективності енерговикористання, з залученням методологічних основ енергозбереження як фактора стійкого розвитку, застосовувані до теплових схем водогрійних котельних (на прикладі котельні в с. Писарівка);
- за результатами проведених досліджень визначити енергоефективні та економічно доцільні умови ефективної експлуатації нового обладнання в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні в с. Писарівка);
- розробити та запропонувати рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання в теплових схемах котельних (на прикладі котельні в с. Писарівка).

Об'єкт дослідження – ефективність енерговикористання в тепловій схемі водогрійної котельні.

Предметом дослідження є процеси в елементах теплової схеми котельні та нового обладнання, що сприятимуть підвищенню ефективності енерговикористання.

Наукова новизна:

- проведено апробацію методу оцінювання енергоекономічної ефективності когенераційних та теплонасосних установок в схемах водогрійних котелень на основі показників енергетичної та економічної ефективності теплових схем, що здійснено для визначення режимів енергоефективної та енергоекономічної експлуатації теплових схем котельних;
- дістали подальший розвиток методи прогнозування умов енергоекономічно ефективної інтеграції когенераційних та теплонасосних установок в муніципальну та промислову теплоенергетику України в частині визначення оптимальних енергоекономічних умов застосування.

Методи дослідження. Дослідження проведено методом числового експерименту, визначено енергетичну та економічну ефективність теплової схеми котельні з КТНУ. Енергоефективні та економічно обґрунтовані режими роботи теплової схеми котельні з КТНУ визначалися з використанням програми SOLKANE Refrigerants 8.0, адекватність результатів якої підтверджено характеристиками обладнання та холодоагентів за даними фірм-виробників.

Практичне значення одержаних результатів. Встановлено енергетичний та економічний ефект від застосування нового когенераційного та теплонасосного обладнання в тепловій схемі котельні.

Особистий внесок здобувача полягає у проведенні числових досліджень МКР, розробці методичних рекомендацій з оцінки та підвищення енергетичної та економічної ефективності теплової схеми котельні з КТНУ, встановленні енергетичного та економічного ефекту від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні.

Зв'язок МКР з науковими програмами, планами, темами. Тематика досліджень МКР відповідає науковому напрямку досліджень кафедри теплоенерге-

тики ВНТУ: «Синтез комбінованих теплоенергетичних установок, теплотехнологічних систем та устаткування».

Апробація результатів роботи.

Матеріали та результати досліджень доповідалися на Міжнародній, всеукраїнській та регіональній наукових конференціях.

Публікації. Результати проведених досліджень опубліковані в трьох наукових публікаціях здобувача [1-3] у збірниках матеріалів конференцій.

1 АНАЛІТИЧНИЙ ЛІТЕРАТУРНИЙ ОГЛЯД ТЕХНОЛОГІЙ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ

1.1 Технології генерування енергії на природному газі. Світові тенденції

У світі виробництво електроенергії на основі використання природного газу скоротилося на 2% у 2020 році, але, як очікується, може зрости на 1% у 2021 році. Приблизно 6300 ТВт·год електроенергії вироблено зі споживанням газу в 2020 році, що склало 24% загальної світової генерації електроенергії за 2020 рік. У Сценарії чистих нульових викидів до 2050 року оцінено, що без зниження генерації, буде продовжувати зростати споживання газу в короткостроковій перспективі, витісняючи виробництво електроенергії від спалювання вугілля; але, споживання газу буде спадати до 2030 року і до 2040 року становитиме на 90% нижче, порівняно з 2020 роком. Дедалі частіше існуючі газові електростанції потребують модернізації, щоб відповідати прогнозованим рівням Net Zero Scenario [4– 5].

Річне виробництво електроенергії з природного газу зменшилося на 2% у 2020 році. У Сполучених Штатах частка виробництва енергії на газі в структурі електроенергії знизилася з пікового значення в 44% у липні 2020 року до 35% наприкінці 2020 року, через перехід з газу на вугілля, оскільки ціни на газ відновилися після зниження рівня у зв'язку з Covid-19, на рівні менше 2 доларів США/MBtu в липні 2020 року. Також сприяли зниженню споживання газу високі рівні генерація на основі відновлюваних джерел [6– 7].

Хоча у 2021 році в усьому світі очікується зростання споживання газу на 1%, виробництво енергії від спалювання газу в Європейському Союзі було значно вищим (+20%) за перші п'ять місяців 2021 року, ніж за аналогічний період 2020 року. Тим часом у Сполучених Штатах частка газу у виробництві енергії протягом цього періоду залишалася між 33% і 34% [8].

У Сценарії чистих нульових викидів в найближчій перспективі очікується безперервне збільшення виробництва енергії від спалювання газу, оскільки газом замінюють вугілля, споживання якого починатиме знижуватися наприкінці 2020-х років. До 2030 року на газ припадатиме приблизно 17% загального виробництва електроенергії, оскільки частка відновлюваної енергії буде збільшена до понад 60%. До 2050 року частка природного газу, в структурі виробництва електроенергії буде зменшена лише до 0,4% [9].

1.2 Технології генерування енергії на вугіллі. Світові тенденції

Рівень глобального зростання генерації електричної та теплової енергії з використанням вугілля різко відновився в 2021 році, що було спричинено зростанням цін на газ у Сполучених Штатах та Європі, та зростанням економічної активності в Китаї. Порівняно з першим півріччям 2020 року, спостерігалось збільшення видобутку вугілля в першому півріччі 2021 року майже на 15%. Це сталося після зниження споживання на 4,6% у 2020 році внаслідок пандемії Covid-19, низьких цін на газ та м'якої зими в ключових регіонах. Споживання вугілля вже скоротилося на 3% у 2019 році. У другій половині 2021 року відбулося значне зростання цін на природний газ, що спричинило суттєвий перехід на використання вугілля для виробництва електроенергії та теплоти на ключових ринках, включаючи Сполучені Штати, Європу та Азію та спричинило збільшення викидів CO₂ у всьому світі [10– 13].

Остаточні інвестиційні рішення для вугільної енергетичної потужності дещо зросли в 2020 році і досягли 20 ГВт, в основному зосереджених в Азії. Однак загальний план проектів скорочується, нині він на 80% нижчий, ніж п'ять років тому. Необхідно буде прийняти різні варіанти очищення відхідних газів від технологій спалювання та спільного спалювання різних палив, щоб запобігти фіксації викидів із сучасних установок. У Сценарії чистих нульових викидів до 2050 року виробництво електроенергії на вугіллі зменшується в середньому на

приблизно 11% на рік до 2030 року, з повним припиненням споживання вугілля для генерації до 2040 року [14– 15].

Світовий попит на вугілля впав на 4% у 2020 році через скорочення споживання в енергетичному секторі, після зниження рівня виробництва на вугіллі на 3% у 2019 році. У 2020 році світове виробництво енергії від спалювання вугілля знизилось ще на 4,6% до 9440 ТВт-год. [16 – 17].

Цьому сприяла низка факторів, що спричинили зниження виробництва енергії на вугіллі в 2020 році. Зокрема, використання відновлюваних джерел енергії на багатьох ринках зменшило частку газу та вугілля в структурі електроенергії. Крім того, нижчі ціни на газ у 2020 році спричинили значний відхід від вугілля, особливо в Сполучених Штатах (де виробництво енергії від спалювання вугілля знизилось на 20%) і Європейському Союзі (де воно знизилось на 17%). Примітно, що більша частина цього спадання була зосереджена у перших місяцях 2020 року. До кінця року попит виріс вище рівня, що був до Covid, через країни Азії, де економіка швидко відновлювалася, а грудень був особливо холодним [18– 20].

Виробництво енергії з вугілля демонструє значне відновлення в 2021 році. У порівнянні з першим півріччям 2020 року, приріст виробництва енергії з вугілля за перші шість місяців 2021 року очікувався на рівні 15% і вище. Очікувалось, що Китай (+21%), Індія (+13%) та Сполучені Штати (+35%) покажуть зростання виробництва енергії з вугілля в першому кварталі 2021 року порівняно з аналогічним періодом минулого року [21].

Протягом кінця 2020 року до початку 2021 року частка вугілля в китайській генерації відновилася з рекордно низьких показників на початку 2020 року. Відновлення було підкріплено зниженням доступності гідроенергії в сухий зимовий період і швидким зростанням попиту. Частка вугілля у генерації енергії Китаю збільшувалась з листопада 2020 року, залишаючись вище 64% до квітня 2021 року. За перші чотири місяці 2021 року ця частка становила 66,5%, що вище, ніж за аналогічний період 2019 та 2020 років [22].

На початку 2021 року вугільна генерація в Індії зросла до 79% щомісячної частки електроенергії, що є найвищим рівнем з початку 2019 року, оскільки доступність гідроенергії та вітру була низькою, а зростання попиту задовольнялося за рахунок виробництва енергії з вугілля. Виробництво енергії від спалювання вугілля зросло на 11% з першого кварталу 2019 року до першого кварталу 2021 року.

Очікується, що зростання цін на газ у 2021 році призведе до часткового переходу генерації енергії від спалювання вугілля, особливо в Сполучених Штатах та Європейському Союзі. Частка вугілля у виробництві електроенергії в США зросла після місячного мінімуму в 15% у квітні 2020 року, при цьому щотижнева частка досягла піку в 30% у лютому 2021 року під час холодної хвилі, коли ціни на газ були найвищими та були вимушені відключення газових електростанцій [23].

З березня по травень 2021 року частка вугілля в енергетичному балансі США впала приблизно до 20% через збільшення виробництва енергії на основі відновлюваних джерел енергії. Після падіння на 34% за перші п'ять місяців 2020 року, порівняно з аналогічним періодом 2019 року, абсолютна генерація енергії від спалювання вугілля зросла більше, ніж на 36% за ті ж місяці 2021 року, порівняно з 2020 роком.

У 2020 році відбулося незначне збільшення кількості дозволів на нові проекти генерації з використанням вугілля. У Китаї уряд знизив обмеження на будівництво нових електростанцій, що дозволило отримати більше дозволів на їх будівництво в більшій кількості провінцій. Остаточні інвестиційні рішення для вугільних електростанцій також прискорилися в Камбоджі, Індонезії та Пакистані в 2020 році, коли ці три країни разом затвердили майже 5 ГВт нових вугільних потужностей. В Індії затверджений обсяг впав нижче 1 ГВт, що є найнижчим рівнем за десятиліття.

Це не відповідає Сценарію чистих нульових викидів до 2050 року, який передбачає відсутність нових інвестицій у нові вугільні електростанції без зниження з 2021 року [24].

На рис. 1.1 показано зміни потужності вугільної генерації електроенергії за регіонами за 2018 рік.

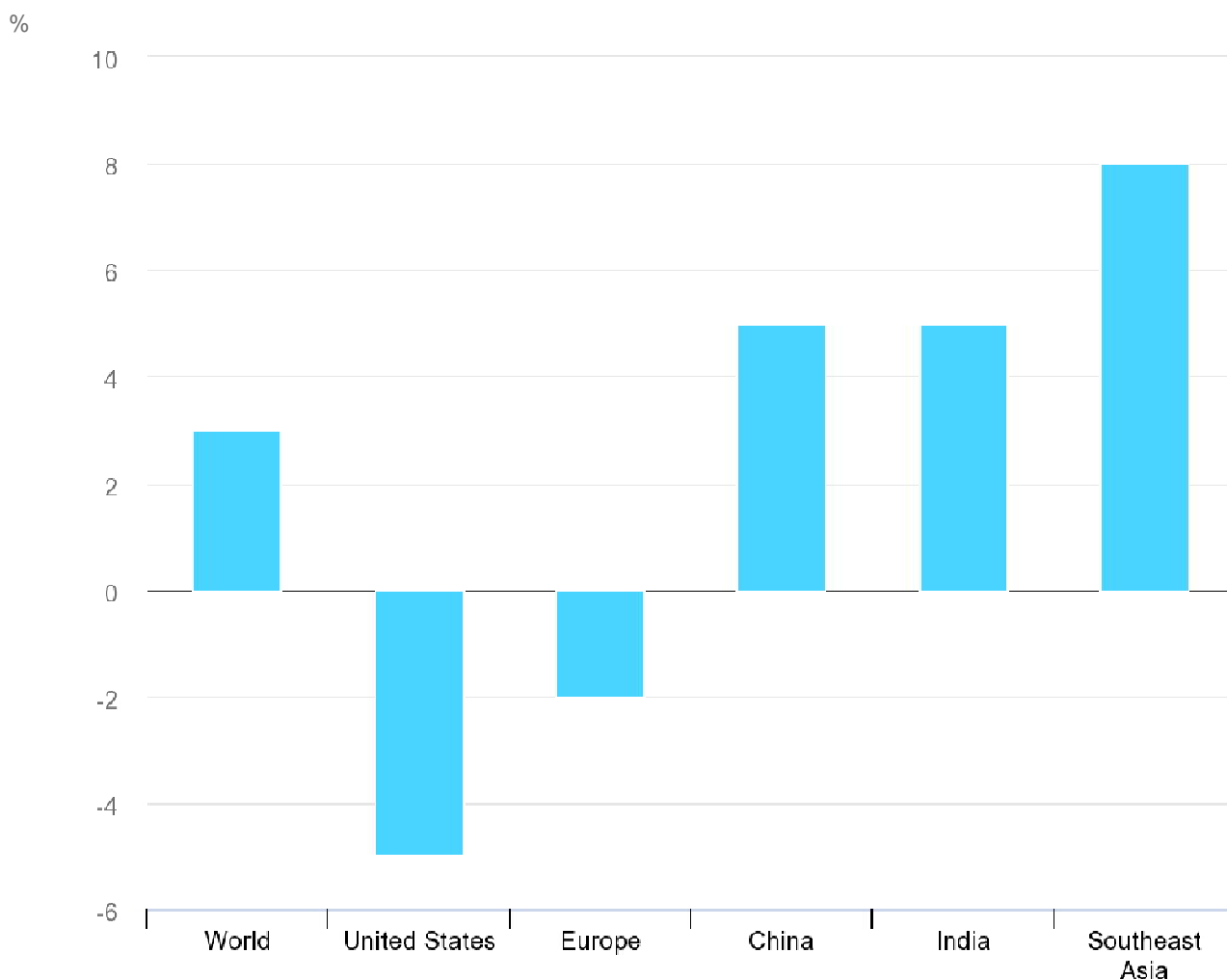


Рис. 1.1 - Зміни потужності вугільної генерації електроенергії за регіонами за 2018 рік

На рис. 1.2 показано зміни потужності вугільної генерації електроенергії за регіонами за 2019 рік.

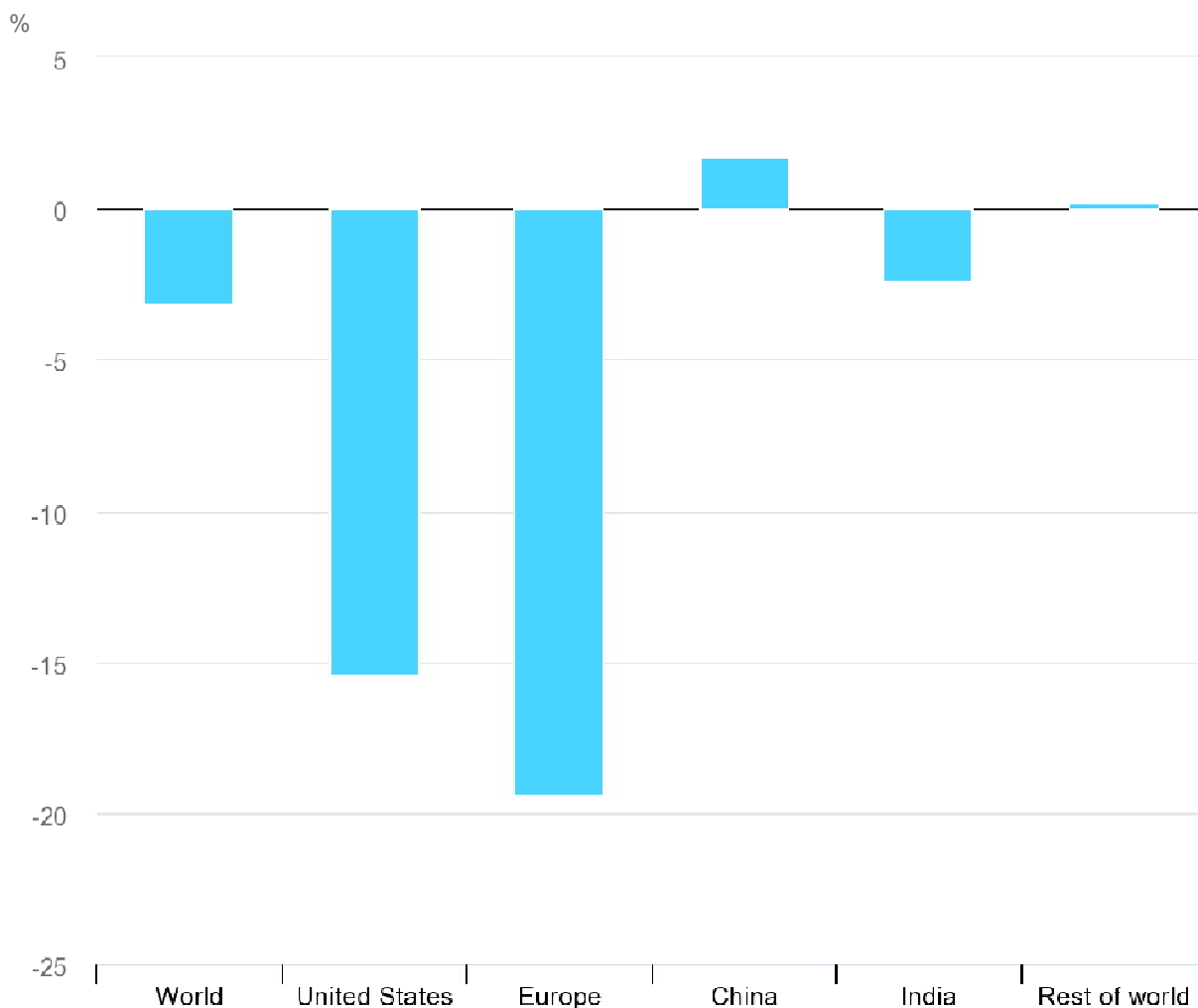


Рис. 1.2 - Зміни потужності вугільної генерації електроенергії за регіонами за 2019 рік

Вісімнадцять країн, які в даний час використовують вугілля для виробництва електроенергії, погодилися поступово припинити його використання, зокрема - з 2021 року (Португалія) до 2040 року (Чілі). Інші країни вже виконали ці зобов'язання, зокрема Австрія (2020), Швеція (2020) та Бельгія (2016). Однак, ці зобов'язання разом охоплюють лише 4,1% світового виробництва енергії від спалювання вугілля та 1,2% глобальних викидів CO₂, пов'язаних з енергетикою [24– 25].

Ці дії не узгоджені з етапом Net Zero, згідно з яким до 2030 року припиняться вся генерація електроенергії на вугіллі в країнах з розвинутою економікою, а також в країнах, що розвиваються, зміни відбудуться до 2040 року.

Відповідно до сценарію Net Zero, усі докритичні вугільні електростанції поступово припиняються роботу до 2030 року, щоб залишатися на шляху до чистих нульових викидів до 2050 року. Для цього потрібно закрити 870 ГВт існуючої підкритичної потужності вугілля в усьому світі, або близько 11% усієї електроенергетичної потужності. Уряди країн можуть відігравати ключову роль у забезпеченні цього процесу, щоб початкові відключення не зашкодили стабільності мережі або економічній діяльності [26].

У липні 2020 року Японія оголосила про намір поступово припинити роботу найменш ефективних вугільних електростанцій до 2030 року. Зі 140 вугільних електростанцій, що на даний час працюють, більше двох третин (що становить приблизно 50% встановленої потужності генерації енергії від спалювання вугілля) буде виведено з експлуатації. Близько 5ГВт нових надкритичних та інтегрованих установок з комбінованим циклом газифікації замінять частину виведених потужностей.

У Німеччині компаніям, що експлуатують електростанції на бурому вугіллі буде виділено майже 4,35 мільярда євро, щоб компенсувати їх попередні інвестиції та закрити електростанції до 2030 року.

Спільне спалювання низьковуглецевого палива, такого як аміак або біопаливо, на вугільних електростанціях може стати ще одним способом скорочення викидів від сучасного енергетичного парку.

Аміак, який не виділяє CO₂ при спалюванні, є альтернативним паливом для зменшення викидів від вугільних електростанцій. Таким чином, згідно зі сценарієм Net Zero, спільне спалювання аміаку буде запроваджено на деяких вугільних електростанціях до 2025 року. Спільне спалювання аміаку може бути особливо корисним у регіонах, де парк теплової та електричної генерації є відносно молодим [27].

У лютому 2021 року Міністерство економіки, торгівлі та промисловості Японії опублікувало проміжну доповідь, у якій зазначене спрямування на розширення використання аміаку, зокрема план підтримки генерації з використанням приблизно 3 млн. тонн чистого аміаку на рік до 2030 року і 30 млн. тонн на рік у 2050 році.

Японська компанія JERA вже оголосила про плани продемонструвати 20% спільного спалювання аміаку на вугільній установці потужністю 1 ГВт до 2025 року. Це буде перший у світі демонстраційний проект із спільного спалювання великої кількості аміаку на великомасштабній комерційній вугільній установці.

Між тим, спільне спалювання може дозволити вугільним енергетичним об'єктам продовжувати вносити свій внесок у гнучкість та достатність потужності, одночасно зменшуючи викиди CO₂. Однак, використання сировинної біомаси повинно залишатися на встановленому рівні, щоб забезпечити скорочення чистих викидів CO₂ від спільного спалювання.

У липні 2021 року Міністерство енергетики та мінеральних ресурсів Індонезії оголосило про проект плану, який вимагає спільного спалювання біомаси на вугільних електростанціях. Цей план є частиною зусиль країни по поступовому виведенню з експлуатації вугільних електростанцій, на які припадає близько 60% виробництва електроенергії [28].

1.3 Технології генерування енергії з використанням відновлюваних джерел енергії. Світові тенденції

У 2020 році виробництво електроенергії з відновлюваних джерел зросло приблизно на 7%, причому на вітрові та сонячні фотоелектричні технології разом припало майже 60% цього збільшення. Частка відновлюваних джерел у світовому виробництві електроенергії досягла майже 29% у 2020 році, що є рекордним щорічним зростанням на два відсоткові пункти. Однак, основною причиною цього рекорду було зниження попиту на електроенергію, спричинене Covid-19, уповільнення економічної активності та мобільності.

Розгортання генерування електроенергії з відновлюваних джерел в цілому все ще має значно розширитися, щоб досягти чистих нульових викидів до 2050 року. Частка Сценарію становитиме понад 60% виробництва енергії з відновлюваних джерел до 2030 року. Щорічне таке виробництво має зростати в середньому майже на 12% протягом 2021-2030 років, що є майже вдвічі більшим, ніж в 2011-2020 рр.

З усіх джерел енергії в електроенергетиці у 2020 році відбулося розширення використання лише відновлюваних джерел енергії, незважаючи на економічні погіршення, спричинені Covid-19. Виробництво електроенергії на основі відновлюваних джерел збільшилося на 7,1% (рекордні 505 ТВт-год) – майже на 20% вище, ніж середньорічний відсоток зростання з 2010 року.

Сонячна фотоелектрична та вітрова генерація становила приблизно одну третину загального зростання виробництва електроенергії з відновлюваних джерел у 2020 році, причому гідроенергетика становила ще 25%, а біоенергетика – решту. Перше щорічне зниження попиту на електроенергію після фінансової кризи 2008 року в поєднанні з рекордним збільшенням фотоелектричної та вітрової потужності в 2020 році призвело до збільшення частки відновлюваних джерел у загальному виробництві електроенергії на рекордні два відсоткові пункти. Частка відновлюваних джерел у світовому постачанні електроенергії досягла 28,6% у 2020 році, що є найвищим рівнем, коли-небудь зареєстрованим.

Виробництво електроенергії з відновлюваних джерел має продовжувати зростати майже на 12% щорічно протягом 2021-2030 років, щоб досягти чистого нульового рівня викидів. Незважаючи на рекордне збільшення потужностей з відновлюваних джерел енергії, зростання виробництва все ще було значно нижчим за необхідний рівень у 2020 році. Потрібно значно пришвидшити розгортання всіх відновлюваних технологій, щоб привести світ у відповідність зі сценарієм чистих нульових викидів до 2050 року [28– 30].

Оскільки Сценарій чистих нульових викидів міжнародного енергетичного агентства (МЕА) до 2050 року моделює швидший приріст відновлюваних джерел енергії до 2030 року, ніж це робить Сценарій сталого розвитку, статус сонячної

фотоелектричної енергії був змінений з акцентом на збільшення зростання такої генерації. Рекордне зростання виробництва в 2020 році та очікуване збільшення потужності в найближчі роки не будуть достатніми для забезпечення чистого нульового рівня. Збільшення щорічних додаткових потужностей із 134 ГВт у 2020 році до 630 ГВт у 2030 році вимагатиме значних зусиль.

Статус біоенергетики для виробництва електроенергії також був змінений з акцентом на збільшення зростання такої генерації, щоб забезпечити довгострокове зростання потужності та виробництва, що є необхідними для досягнення нульового рівня викидів.

Тим часом, статус відстеження наземної вітрової енергії, вітрової енергії на морі та гідроенергетики залишається незмінним, тоді як геотермальна та океанічна енергетика показують значно нижчі темпи зростання, необхідні для досягнення довгострокових нульових рівнів [30 –31].

На рис. 1.3 показано зростання виробництва електроенергії з відновлюваних джерел у окремих регіонах у 2017-2018 рр.

Незважаючи на проблеми з мобільністю та логістикою, викликані кризою Covid-19, збільшення потужностей з відновлюваних джерел зросло більш ніж на 46% з 2019 по 2020 рік, побивши ще один рекорд. Винятковим було зростання глобальної вітрової потужності на 192%. Також підґрунтям цього рекордного зростання стало 25% розширення нових сонячних фотоелектричних установок майже до 135 ГВт. Індустрія відновлюваних джерел енергії швидко адаптувалася до нових ринкових умов, що дозволило розробникам швидко вводити в експлуатацію нові установки до кінцевих термінів політики в Китаї, США та В'єтнамі [31].

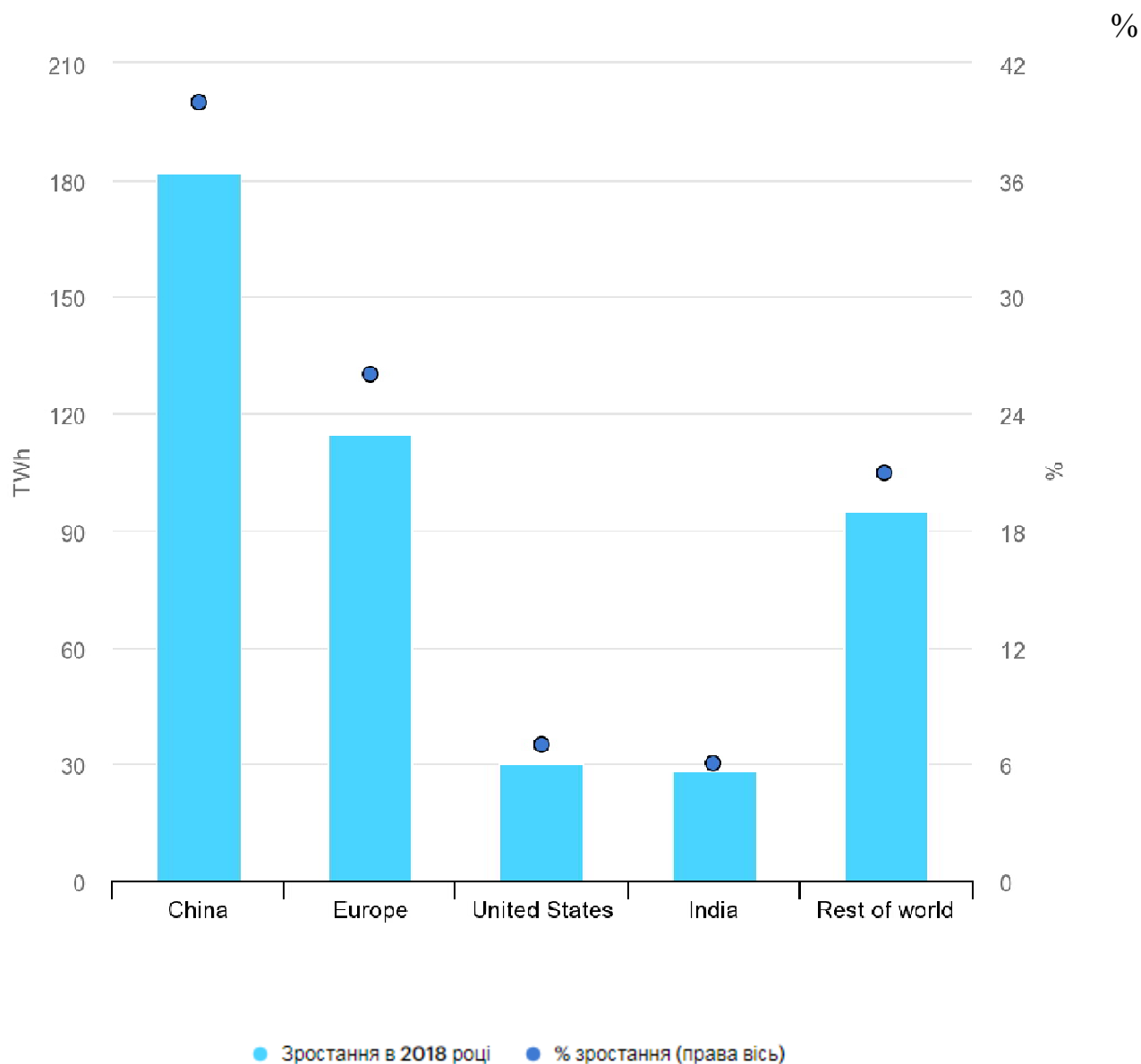


Рис. 1.3 - Зростання виробництва електроенергії з відновлюваних джерел у окремих регіонах у 2017-2018 рр.

Крім того, під час кризи уряди багатьох країн, у тому числі Сполучених Штатів, Китаю, Індії та Європейського Союзу, посилили свою прихильність до швидшого впровадження відновлюваних технологій, що, як очікується, прискорить зростання потужності в найближчі роки.

Тим не менш, країни можуть ще більше посилити розвиток відновлюваних джерел енергії, збільшивши частку інвестицій, спрямованих на відновлювані джерела енергії, у пакетах стимулів, призначених для відновлення їх економіки.

Це може використати структурні переваги, які можуть запропонувати дедалі доступніші відновлювані джерела енергії, включаючи можливості для створення робочих місць та економічного розвитку, одночасно зменшуючи викиди та сприяючи інноваціям [32].

Для всіх технологій відновлюваної енергетики важливою є довгострокова ціль і стабільність політики для забезпечення довіри інвесторів і подальшого зростання. У той же час політика повинна постійно адаптуватися до мінливих ринкових умов для досягнення більшої конкурентоспроможності за вартістю та покращення інтеграції відновлюваних джерел енергії в систему.

Для підтримки використання відновлюваної електроенергії на різних етапах технологічної зрілості використовувалися різні інструменти політики. Варіанти включають адміністративно встановлені пільгові тарифи або премії, стандарти відновлюваного портфеля, квоти та схеми зелених сертифікатів, податкові знижки та капітальні гранти. Деякі з цих інструментів були представлені одночасно.

Останнім часом аукціони централізованих конкурентних закупівель відновлюваної енергії набули все більшого поширення і зіграли важливу роль у визначенні цін на відновлювану енергію та стриманні витрат в багатьох країнах, особливо щодо сонячної фотоелектричної та вітрової енергії. Однак, успіх політики у досягненні цілей розгортання та розвитку залежить від здатності залучати інвестиції та конкуренцію [33].

Все більш конкурентоспроможні відновлювані джерела енергії – особливо сонячні фотоелектричні та вітрові – швидко трансформують енергетичні системи у всьому світі. Однак, будуть необхідні реформи ринкового дизайну та політики, щоб забезпечити масштабні інвестиції як у нові потужності відновлюваних джерел, так і в гнучкість енергетичної системи для надійної та економічно ефективної інтеграції високої частки змінних відновлюваних джерел енергії.

Зі збільшенням розміру змінної частки відновлюваної енергії вирішальним фактором стає політика, яка забезпечує інвестиції в усі форми гнучкості.

Сюди входять, наприклад, політика та заходи щодо:

- підвищення гнучкості електростанцій шляхом покращення роботи традиційних, особливо пластових гідроелектростанцій;
- розблокування управління на стороні попиту, наприклад, дозволи для участі груп споживачів на ринку системних послуг;
- підтримки накопичувачів енергії, включаючи накопичувачі гідроенергії;
- покращення мережевої інфраструктури.

1.4 Технології перетворення енергії для чистих нульових викидів. Світові тенденції

Жодне паливо чи технологія не можуть дозволити всьому енергетичному сектору досягти чистих нульових викидів CO₂. Успіх залежить від широкого спектру видів палива та технологій, пристосованих до окремих частин енергетичного сектору та до конкретних умов країни.

Нульові викиди CO₂ вимагають фундаментальних змін у способах виробництва та використання енергії, як показано у Сценарії сталого розвитку. При нульових викидах низьковуглецева електроенергія, біоенергетика, водень і паливо на основі водню разом забезпечують понад 70% кінцевої потреби в енергії, приблизно таку ж частку, як зараз забезпечується викопним паливом [34 – 35].

Енергетичний сектор є одним із перших, що декарбонізується, використовуючи широкий спектр доступних технологій, включаючи відновлювані джерела енергії та ядерну. До 2070 року світове виробництво електроенергії збільшиться майже втричі, що еквівалентно додаванню нинішнього енергетичного сектору Китайської Народної Республіки до глобальної системи кожні вісім років. Близько 70% приросту припадає на задоволення зростаючого попиту на електроенергію в секторах кінцевого споживання, а 30% – на виробництво низьковуглецевого палива, зокрема водню.

Викиди CO₂ у промисловості, транспорті та будівництві зменшуватимуться на 90% або більше до 2070 року. У промисловому секторі споживання електроенергії подвоюється, але приблизно три чверті кумулятивного скорочення викидів до 2070 року покладаються на докомерційні технології. На електрифікацію також припадає понад 30% кумулятивного скорочення викидів у транспорті до 2070 року, за яким слідує біопаливо та водень, які відіграватимуть все більшу роль до 2070 року для далеких перевезень. У будівлях електрифікація є основним важелем декарбонізації, поряд з енергоефективністю та відновлюваними джерелами енергії.

Перехід до чистих нульових викидів CO₂ вимагає значних інвестицій у технології чистої енергії. Загальні потреби в інвестиціях до 2070 року в Сценарії сталого розвитку на 31 трлн. доларів США (або на 10%) вищі, ніж у Сценарії заявленої політики, а інвестиції в нові технології з часом стають все більш важливими. У 2060-х майже половина загальних середньорічних інвестицій витрачатиметься на технології, які сьогодні знаходяться на стадії демонстрації або прототипу.

За оцінками, на енергетику припадає близько трьох чвертей загальних викидів парникових газів (ПГ) у всьому світі. Бази даних МЕА про викиди парникових газів від генерації енергії (викидів CO₂ від спалювання палива) надає повний аналіз історичних викидів на рівні країни, що виникають у результаті використання енергії, і став важливим інструментом для аналітиків і політиків. Це дослідження покликане допомогти зрозуміти внесок конкретних видів палива та секторів у викиди ПГ, пов'язані з енергетикою, для кожної країни та у всьому світі. У жовтні 2021 року цю базу даних було розширено, щоб включити оцінки загальних викидів ПГ від генерування енергії та пов'язані з ними показники, включаючи викиди CO₂, CH₄ та N₂O від спалювання палива, а також неконтрольовані викиди [35].

Глобальні викиди парникових газів від енергетики залишалися відносно стабільними на рівні 37 Гт CO₂-екв. у 2019 році, хоча дані за 2020 рік показують

безпрецедентне зниження їх на 6%, оскільки пандемія COVID-19 скоротила світовий попит на енергію.

У 2019 році викопне паливо все ще становило понад 80% загального енергопостачання у всьому світі, причому на нафту припадає 31%, за нею йдуть природний газ (27%) і вугілля (23%). І навпаки, серед глобальних викидів парникових газів переважали вугілля (42%), за ним йшли нафта (34%) і природний газ (22%).

Китай і Сполучені Штати разом були відповідальними за понад 40% глобальних викидів, за ними йдуть Індія, Російська Федерація та Японія, хоча тенденції змінювалися в різних регіонах з часом.

Викиди метану відповідають приблизно 10% викидів, пов'язаних з енергетикою у всьому світі. Як підкреслено в дослідженні «IEA Methane Tracker 2021», зменшення викидів метану може бути єдиним найбільш економічно ефективним способом для галузі, щоб мінімізувати загальні викиди від нафтогазових операцій. Зусилля по зменшенню цих викидів були стримані також через відсутність надійних даних.

В економіках країн, які виробляють велику кількість викопного палива, викиди метану можуть становити більшу частку від загального обсягу ПГ від енергетичного сектору, особливо якщо внутрішнє споживання енергії є порівняно невеликим, наприклад, для кількох виробників на Близькому Сході. У Європейському Союзі викиди метану становлять менше 1% від загального обсягу викидів ПГ, пов'язаних з енергетикою.

Зміни в структурному складі економіки мають значні наслідки для викидів CO₂. Хоча розвинені країни значною мірою не пов'язують економічне зростання з викидами, все ще існує висока кореляція між багатством і викидами ПГ у країнах, що розвиваються [36].

Крім того, існують великі відмінності у викидах на душу населення від спалювання палива в різних країнах і регіонах. Викиди на душу населення в Китаї зросли майже втричі за останні двадцять років, досягнувши значень, подібних до показників Європейського Союзу (ЄС) на початку 2010-х років. Індія майже

вдвічі збільшила викиди за останні два десятиліття, але інтенсивність викидів вуглецю на душу населення все ще становить приблизно чверть від показника ЄС. В Африці найнижчий рівень викидів на душу населення серед усіх регіонів – близько чотирнадцятої частини викидів Сполучених Штатів. Якщо Індія та Африка досягнуть таких же рівнів викидів на душу населення, як у ЄС, то щорічно в атмосферу буде викидатися додатково 12 Гт CO₂ (більше однієї третини поточних глобальних рівнів).

На рис. 1.4 показано вуглеємність виробництва електроенергії в окремих регіонах у Сценарії сталого розвитку у 2000-2040 рр.

Серед викидів, пов'язаних з енергетикою, викиди від спалювання палива становлять найбільшу частку. Розуміння видів палива, секторів та макроекономічних факторів, що спричиняють ці тенденції викидів, є ключовим для вирішення пріоритетів, необхідних для досягнення енергетичних та кліматичних цілей.

На викиди CO₂ від спалювання палива впливають такі чинники: населення, дохід на душу населення, енергоємність економіки та вуглецевої складності енергетичного комплексу.

Виробництво електроенергії та транспорт разом склали понад дві третини загальних викидів CO₂ від спалювання палива в 2019 році і були відповідальними за майже все глобальне зростання з 2010 року. Решта (третина) в основному пов'язана з промисловим і будівельним секторами.

Після розподілу викидів при генеруванні електроенергії та тепла серед кінцевих секторів, промисловість продовжувала залишатися найбільшим сектором викидів із значенням у понад 40% світових викидів у 2019 році. У 2019 році викиди в транспортному секторі зросли до 27% світових викидів, тоді як будівництві викиди дещо зменшилися і становили 25% світових викидів [30 – 36].

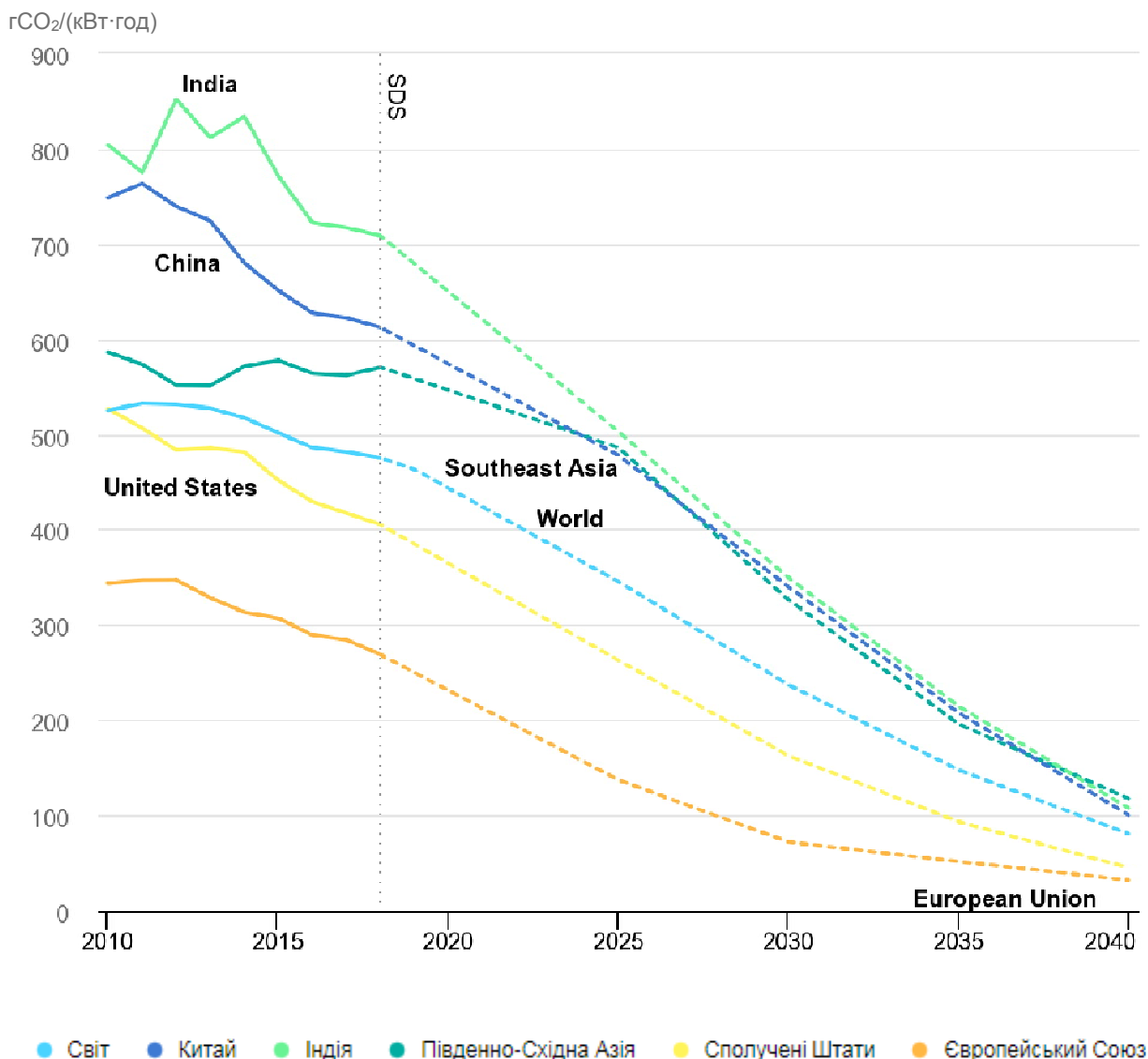


Рис. 1.4 - Вуглеємність виробництва електроенергії в окремих регіонах у Сценарії сталого розвитку у 2000-2040 рр.

Незважаючи на глобальні зусилля з декарбонізації енергетичного сектору, виробництво електроенергії та тепла відповідає понад 40% глобальних викидів CO₂ від спалювання палива, а вугільні електростанції викидають понад 70% пов'язаних викидів.

Викиди CO₂ від виробництва електроенергії визначаються такими факторами: виробництво електроенергії, ефективність виробництва, частка викопних

палив у загальній генерації та вуглецева інтенсивність виробництва енергії з викопних палив [33].

Викиди від електроенергетики (як від виробництва електроенергії, так і від виробництва теплової енергії) скоротилися майже на 3% у 2020 році, або на 0,4 Гт CO₂, що є найбільшим зниженням за всю історію, тоді як інтенсивність викидів зменшилася на 2,8%. Ці тенденції є результатом зниження попиту на електроенергію під час пандемії Covid-19 і рекордної частки відновлюваних джерел у загальному обсязі виробництва (29%) у 2020 році.

Очікується, що попит на електроенергію зросте у 2021 році, оскільки економічна активність відновиться, а економіка швидко розвиватиметься. Трансформація цього сектора має вирішальне значення для переходу на чисту енергію, оскільки на виробництво електроенергії припадає 40% пов'язаних з енергією викидів CO₂, а електроенергія все частіше використовується для задоволення потреб кінцевого споживання.

Сучасні тенденції не відповідають сценарію чистих нульових викидів до 2050 року, який вимагає, щоб викиди в енергетичному секторі знижувалися в середньому на 7,6% на рік до 2030 року і щоб сектор був повністю декарбонізований до 2040 року [34].

На рис. 1.5 показано обсяги викидів CO₂ в енергетичному секторі в нульовому сценарії у 2000-2040 рр.

У той час, як викиди CO₂ в енергетичному секторі скоротилися майже на 3% у 2019 році, а світовий попит на електроенергію знизився приблизно на 1% через вплив пандемії Covid-19 на світову економіку, виробництво з низьким вмістом вуглецю зросло на 3,9%. Вугілля залишалося основним джерелом енергії для виробництва електроенергії, незважаючи на зниження виробництва на 4,5%, а виробництво на природному газі також скоротилося на 1,6% [34 – 35].

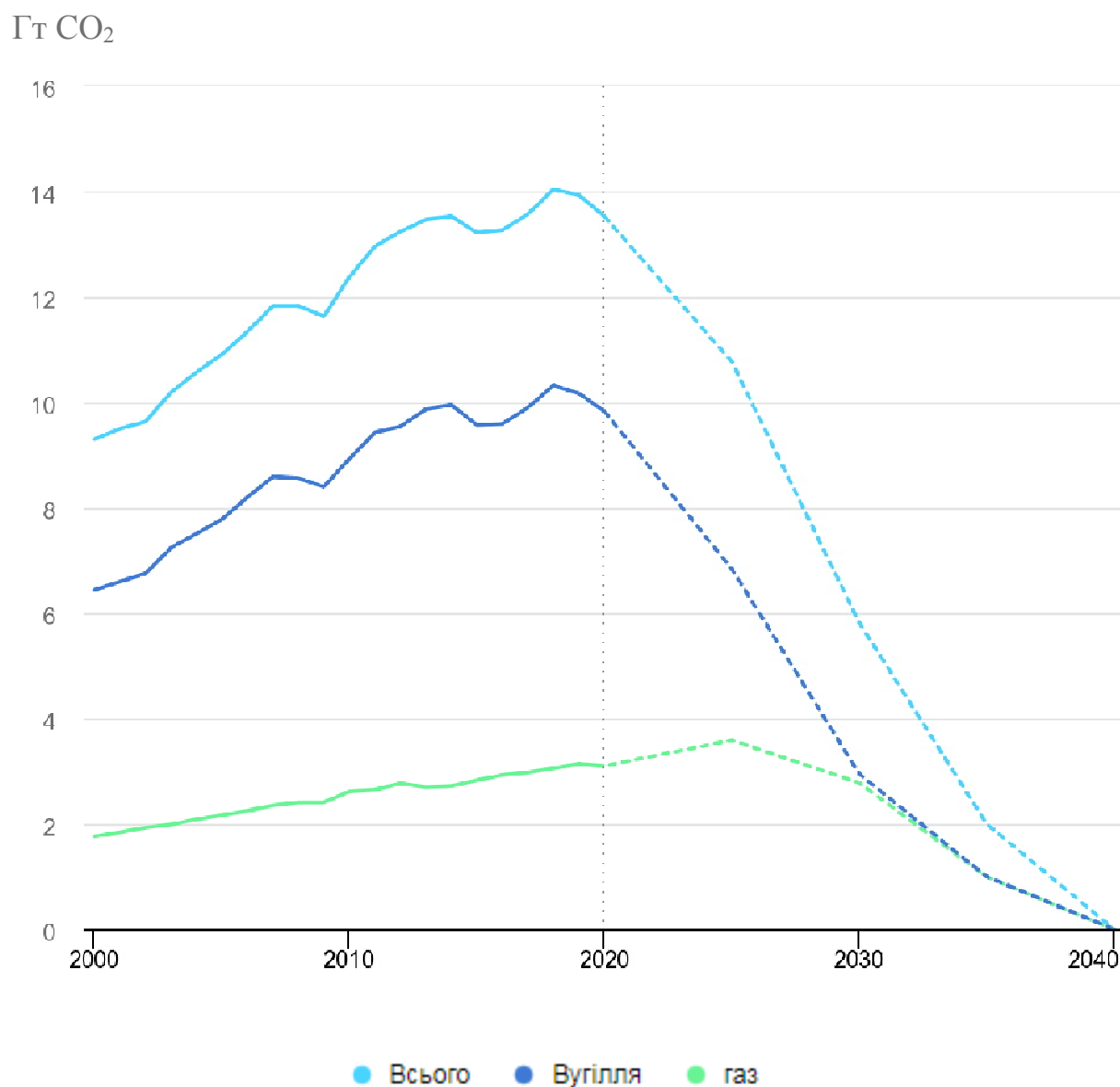


Рис. 1.5 - Обсяги викидів CO₂ в енергетичному секторі в нульовому сценарії у 2000-2040 рр.

Енергетичний сектор був основним джерелом (40%) пов'язаних з енергетикою викидів CO₂ у 2020 році. Тому стає все важливішим досягнення доступу до енергетичного сектору, забруднення повітря та кліматичних наслідків, змодельованих за сценарієм Net Zero до 2050 року. щоб перехід до чистої енергії був успішним [30].

Після зниження на 2% у 2019 році, інтенсивність викидів вуглекислого газу у виробництві електроенергії зменшилась ще на 2,8% у 2020 році до приблизно 458 г CO₂/(кВт•год). Ця зміна була зумовлена зниженням попиту на електроенергію та рекордним зростанням впровадження відновлюваних джерел енергії. Попит на електричну енергію найбільш помітно знизився у першому півріччі 2020 року, оскільки карантин обмежував комерційну та промислову діяльність. Однак, деякі ринки і регіони, що розвиваються, зафіксували сильне зростання попиту до кінця року, а країни з розвинутою економікою відновилися в другій половині 2020 року, але здебільшого залишилися нижче рівня 2019 року.

Зростання виробництва електроенергії з відновлюваних джерел у 2020 році, зокрема з використанням енергії вітру (+11%) і вироблену сонячними фотоелементами (+23%), на додаток до зниження світового попиту на електроенергію, залишило у 2020 році викопне паливо та атомні електростанції на останньому місці. Фактично виробництво електроенергії з невідновлюваних джерел зменшилося більш, ніж на 3%.

Тим не менш, зниження середньої вуглецевої інтенсивності виробництва електроенергії має прискоритися до 10% на рік, щоб досягти рівня чистих нульових викидів до 2050 року близько 140 г CO₂/(кВт-год.) до 2030 року, що становить приблизно 30% поточного значення. Це значне зниження інтенсивності викидів вуглекислого газу є одним із «наріжних каменів» сценарію, особливо з огляду на те, що електроенергія все частіше використовується для задоволення потреб кінцевого споживання [30 – 35].

На рис. 1.6 показано обсяги виробництва вуглекислого газу в окремих регіонах у сценаріях сталого розвитку та нульовому сценарії у 2000-2040 рр.

Однак, із очікуваним збільшенням попиту на електроенергію в 2021 році, відновленням економічної активності та швидким зростанням економіки, досягнення цього скорочення призведе до значних змін у технологічному комплексі.

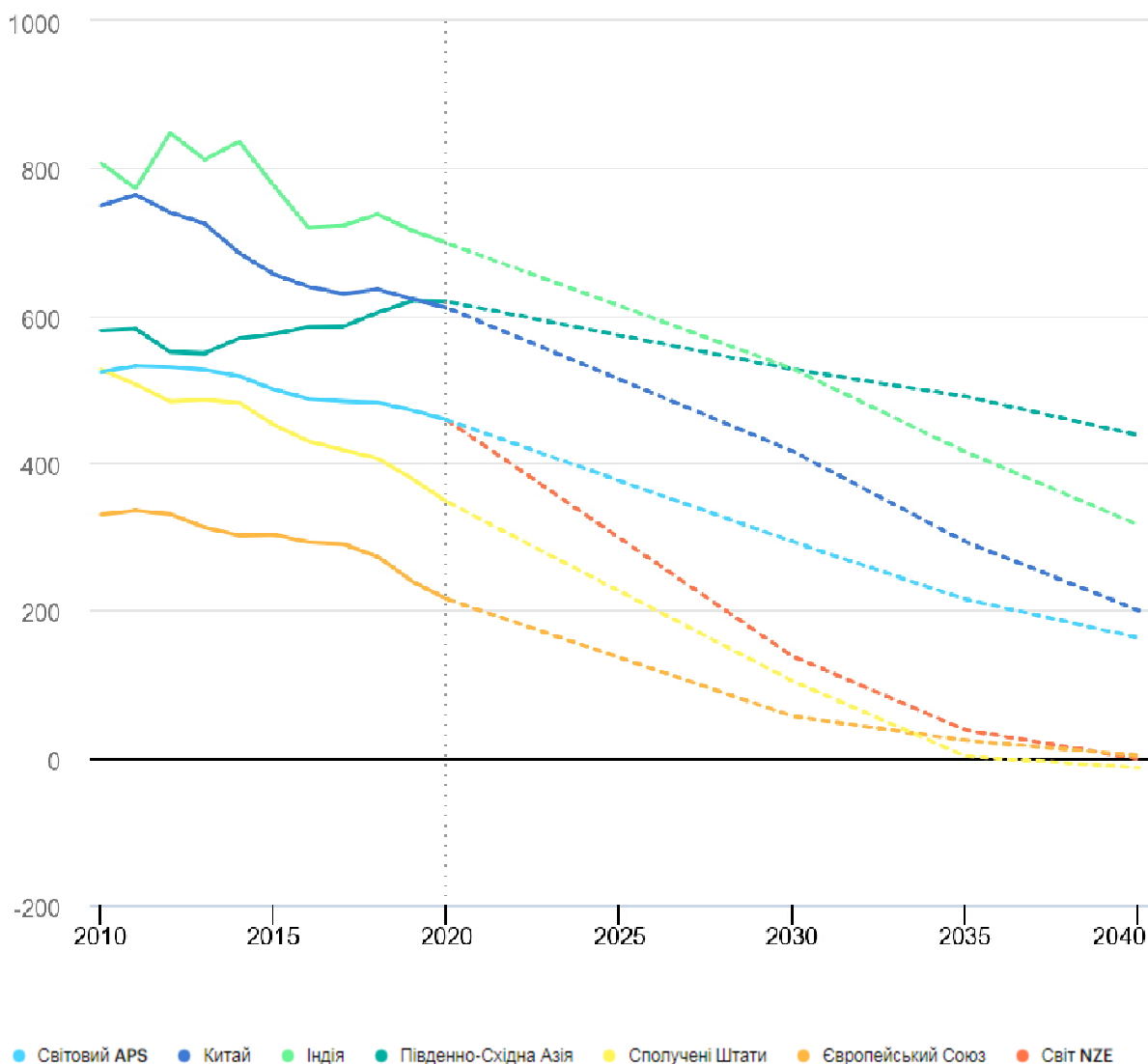
г CO₂/(кВт·год)

Рис. 1.6 - Обсяги виробництва вуглекислого газу в окремих регіонах у сценаріях сталого розвитку та нульовому сценарію у 2000-2040 рр.

Важливим індикатором прогресу переходу на чисту енергію в енергетиці є частка низьковуглецевих технологій (відновлювані джерела енергії, ядерна та вуглеродна енергетика). У 2020 році 38% виробництва електроенергії та теплової енергії було отримано за рахунок низьковуглецевих технологій – більше ніж на 1% більше, ніж у 2019 році.

Однак, узгодження зі сценарієм чистих нульових викидів до 2050 року вимагатиме глибокої трансформації енергетичного сектору для обмеження викидів

CO₂, зменшення забруднення повітря та розширення доступу до енергії. Потрібні кардинальні зміни, якщо до 2030 року понад 70% генерації буде отримуватися за рахунок низьковуглецевих технологій. У сценарному моделюванні сонячні фотоелектричні батареї будуть лідерами за встановленою потужністю в середині 2020-х років, а до 2030 року лідером буде вітрова енергетика.

Крім того, виробництво енергії з вугілля різко скоротиться до 9% у 2030 році, при цьому близько 10% виробленої електроенергії відспалювання вугілля вже здійснюється в установках, обладнаних системою уловлювання, утилізації та зберігання вуглецю (CCUS). Природний газ як і раніше фігурує в сукупності генерацій з нульовими викидами до 2050 року через його нижчі викиди CO₂, при цьому виробництво електроенергії з використанням газу зростатиме до кінця 2020-х років, а потім різко скоротиться до 5% у 2040 році [32].

На рис. 1.7 показано значення часток світового виробництва електроенергії за джерелами в сценарії Net Zero у 2000-2040 рр.

У 2021 році планується, що інвестиції в сектор енергетики відновляться. Глобальні інвестиції в електроенергетику у 2020 році були незмінними, оскільки більші витрати на відновлювані джерела енергії компенсували падіння інвестицій в електричні мережі та більші скорочення виробництва на основі викопного палива. Очікується, що інвестиції зростуть приблизно на 5% у 2021 році, що відбиває центральну роль електроенергії в стратегіях розвитку та енергетичних переходах, а також очікування економічного відновлення та покращення ситуації в галузі охорони здоров'я в цілому.

У 2020 році інвестиції у відновлювані джерела енергії залишалися значними, враховуючи проблеми, викликані кризою Covid-19. Частка відновлюваних джерел енергії в загальних видатках енергетичного сектора (включаючи мережеву інфраструктуру) становила понад 45% у 2020 році, а подальше збільшення інвестицій у відновлювані джерела енергії очікується також і у 2021 році в міру відновлення економіки [33].

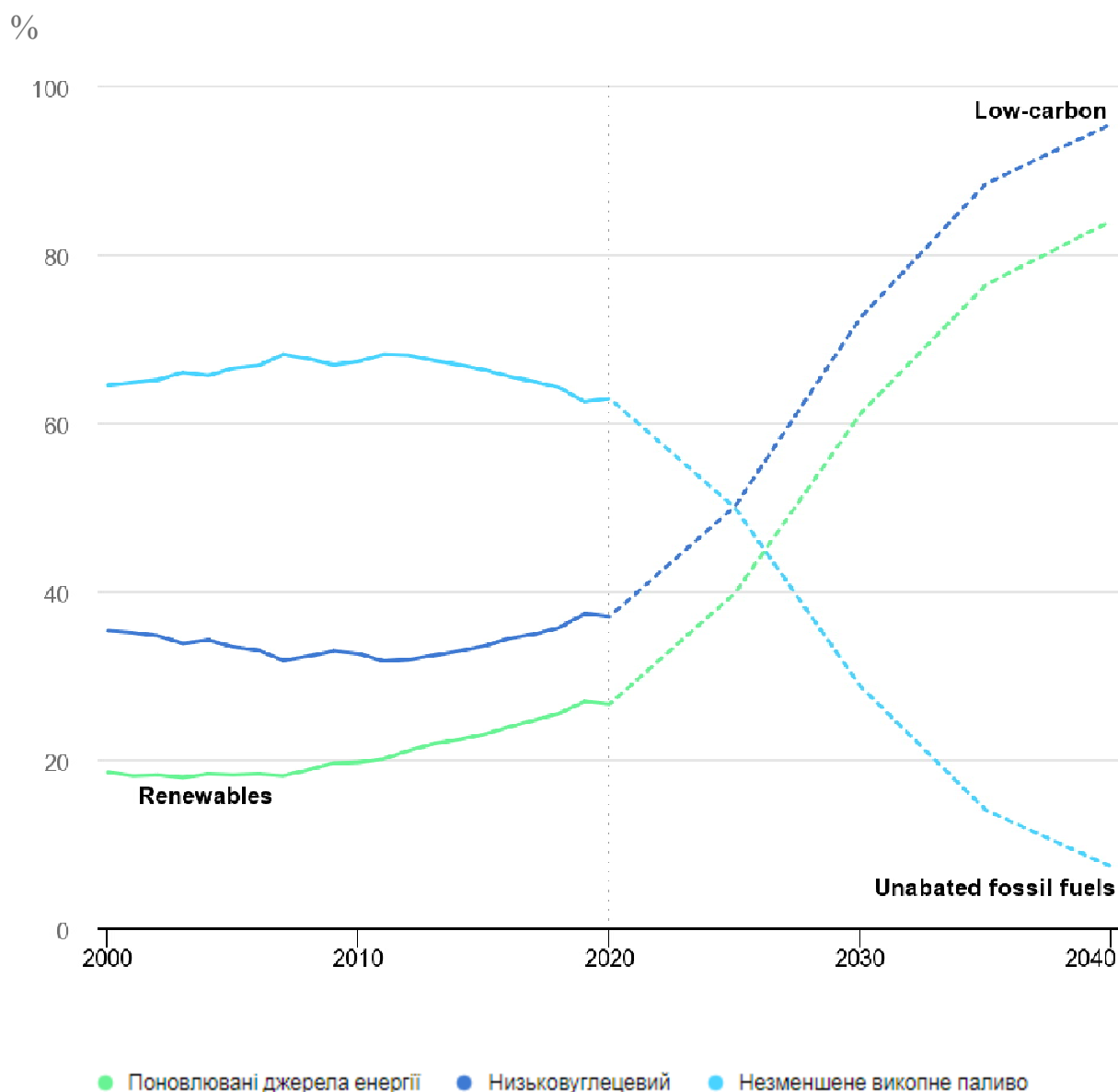


Рис. 1.7 - Значення часток світового виробництва електроенергії за джерелами в сценарії Net Zero у 2000-2040 рр.

Капітальні витрати на відновлювані джерела енергії зросли приблизно на 7% з 2019 по 2020 рік, незважаючи на те, що загальні капітальні витрати продовжували знижуватись. Загалом, один долар, витрачений на розгортання вітрової та сонячної фотоелектричної енергії в 2020 році, забезпечував у чотири рази бі-

льше продукції, ніж один долар, витрачений на ті ж технології десятима роками раніше, завдяки технологічним удосконаленням та скороченню витрат.

На рис. 1.8 показано глобальні інвестиції в енергетичний сектор за технологіями у 2011-2021 рр.

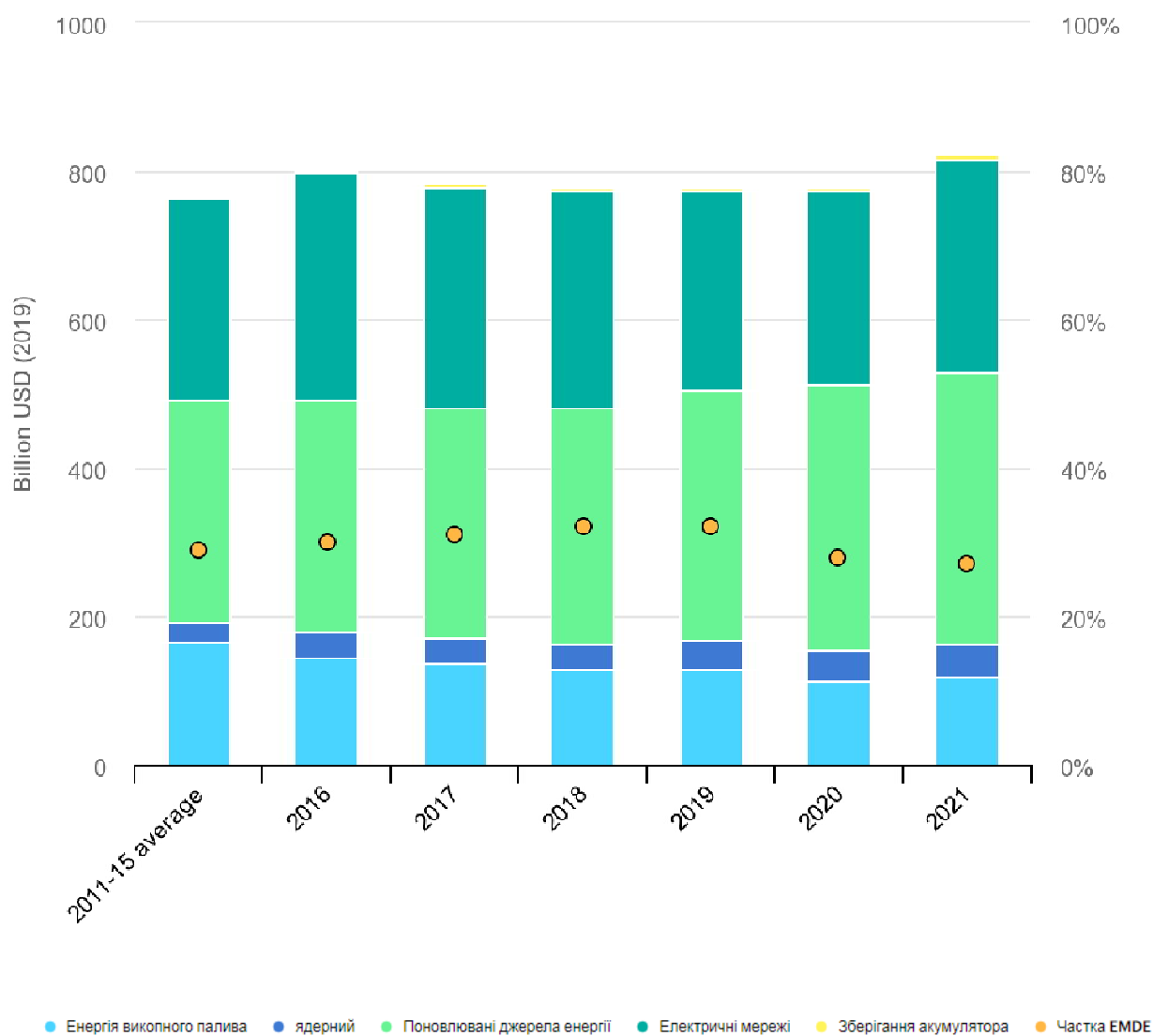


Рис. 1.8 - Глобальні інвестиції в енергетичний сектор за технологіями у 2011-2021 рр.

На рис. 1.9 показані показники декарбонізації системи генерації енергії, що відповідає сценарію сталого розвитку у 2035 р.

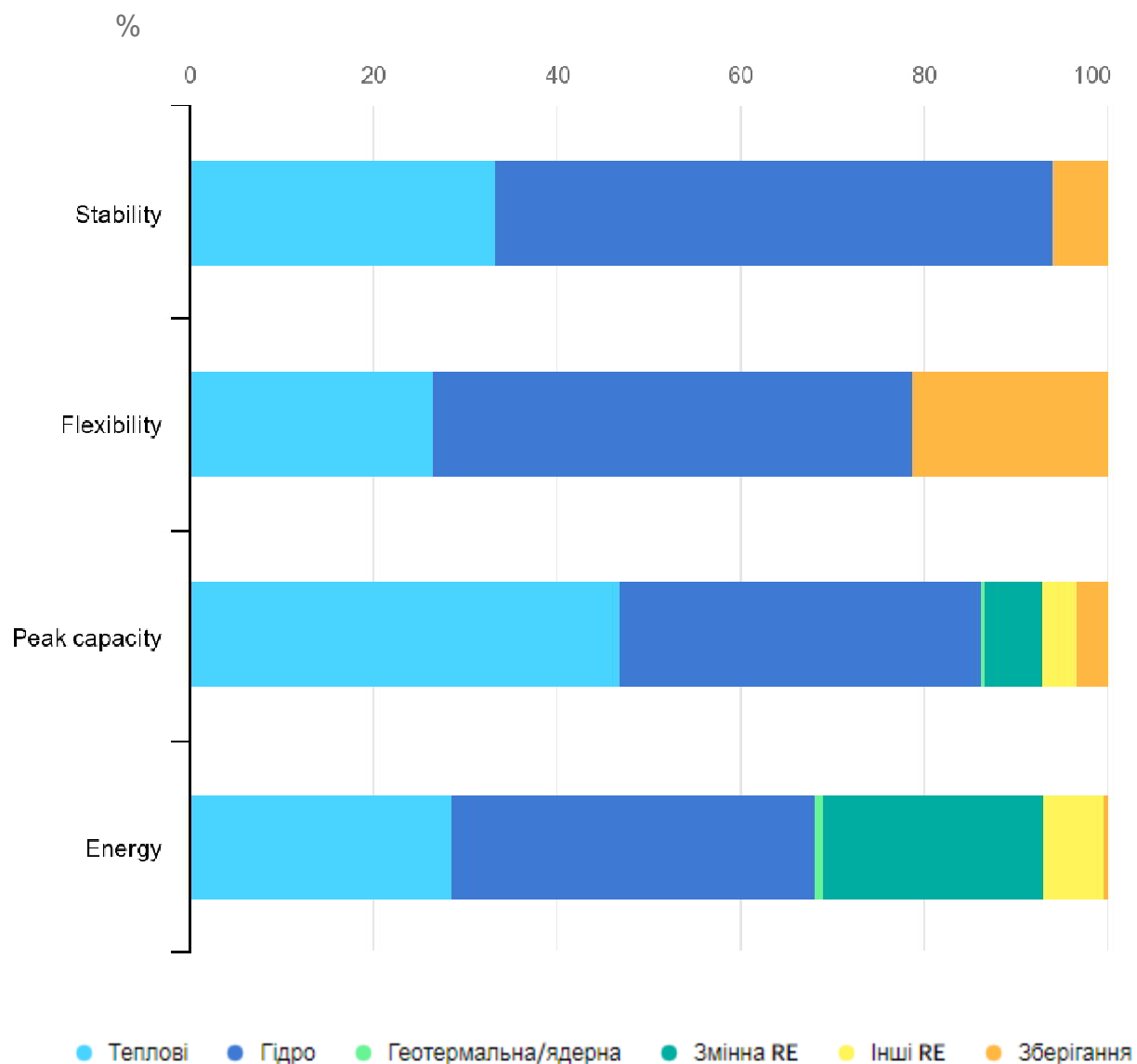


Рис. 1.9 - Показники декарбонізації системи генерації енергії, що відповідає сценарію сталого розвитку у 2035 р.

У 2020 році інвестиції в генерацію на основі викопних джерел знизились більш, ніж на 10%, хоча і з помітними регіональними відмінностями. Одна третина зниження припала на Індію в результаті зниження витрат на вугільні електростанції, перебоїв, викликаних блокуванням і зниженням попиту на електроенергію. Навпаки, інвестиції в Сполучених Штатах зросли через зростання фінансування газових електростанцій, оскільки потужності підприємства стають дефіцитними, оскільки змінні відновлювані джерела енергії продовжують розширюватися, а більше вугільних потужностей вилучаються (близько 10 ГВт у

2020 році). У Китаї інвестиції в генерацію на основі викопного палива скоротилися в 2020 році і, як очікується, знову впадуть у 2021 році, хоча і менше, ніж у попередні роки [34 – 35].

На рис. 1.10 показані очікувані розміри ринку окремих технологій чистої енергії за технологіями та регіонами у 2020-2050 рр.

мільярд доларів США (2020)

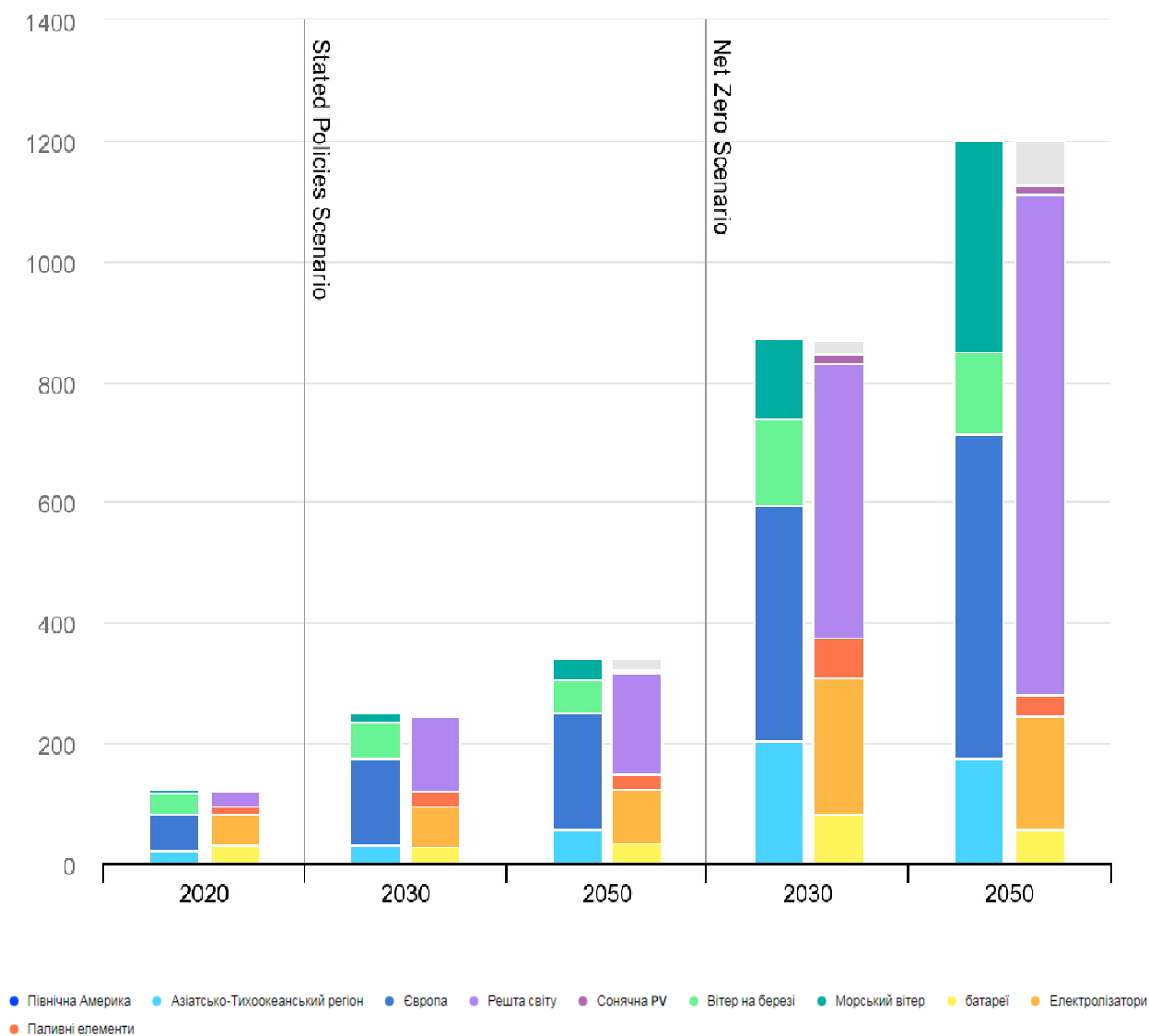


Рис. 1.10 - Очікувані розміри ринку окремих технологій чистої енергії за технологіями та регіонами у 2020-2050 рр.

Атомна енергетика, на яку припадає майже 5% інвестицій в енергетичний сектор, також була досить стійкою в 2020 році і має намір розширюватися в країнах, які мають чітко визначені плани ядерного розвитку (наприклад, Китай, Індія).

Після четвертого року поспіль у 2020 році витрати на електромережі, як очікується, суттєво зростуть у 2021 році. Більшість знижень у 2020 році пов'язано зі скороченням у Китаї та кількох ринках і в країнах, що розвиваються; що переважило зростання в Сполучених Штатах та Європі. Плани значного розширення реалізуються в 2021 році, особливо в Китаї та Європі.

Після років повільного, але стабільного зниження, частка котлів на вугіллі, продуктах нафтопереробки та природному газі в глобальних продажах опалювального обладнання впала до 50% у 2020 році. Ринок повільно переходить від технологій на викопному паливі до більш ефективних або низьковуглецевих рішень.

Продажі теплових насосів та опалювального обладнання з використанням відновлювальних джерел енергії склали понад 20% загального обсягу установок у 2020 році. Теплові насоси можуть задовольнити 90% глобальних потреб у опаленні з нижчим викидом вуглецю, ніж газові конденсаційні котли [30 – 35].

На рис. 1.11 показані обсяги впровадження технологій опалення, продані в усьому світі для житлових і службових будівель за сценарієм Net Zero у 2010-2030 рр.

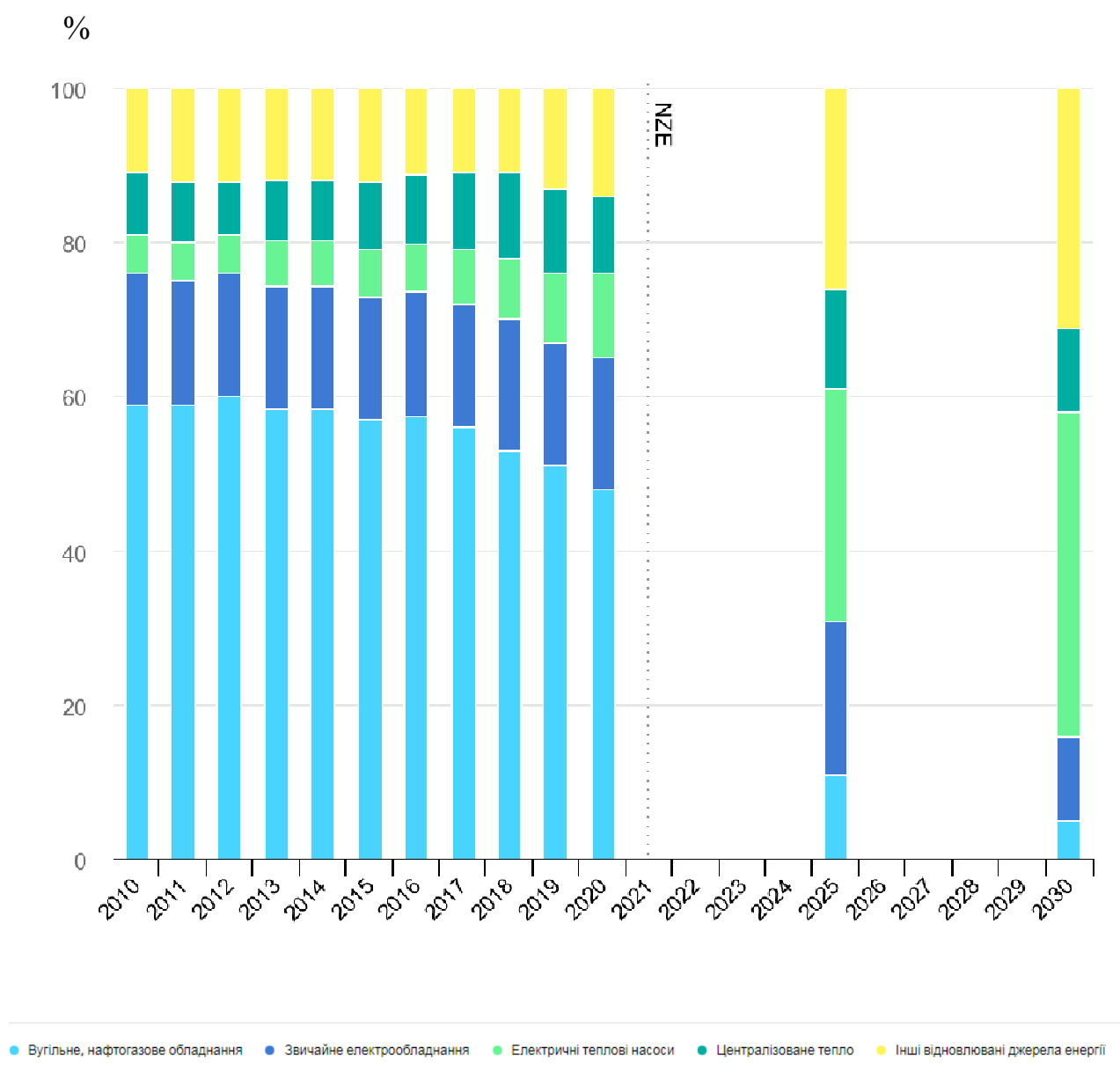


Рис. 1.11 - Обсяги впровадження технологій опалення, продані в усьому світі для житлових і службових будівель за сценарієм Net Zero у 2010-2030 рр.

Завдяки постійним покращенням енергетичних характеристик теплового насоса та більш чистого виробництва енергії, до 2030 року в світі буде спостерігатися заміщення технологій традиційного спалювання палива теплонасосними технологіями.

1.5 Висновки та обґрунтування задач дослідження у МКР

Враховуючи світовий та європейський досвід із впровадження технологій з підвищення ефективності енерговикористання та лцїнюючи перспективи застосування теплонасосних технологій в оглядовому майбутньому, що відображено в аналітичному літературному огляді, з метою підвищення рівня ефективності енерговикористання у теплових схемах котельних, метою нашого дослідження є: підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні в с. Писарівка) з використанням теплонасосних технологій, обґрунтування енергоефективних, екологічно безпечних та економічно обґрунтованих режимів роботи котельні з використанням нового обладнання, оцінка обсягів економії паливно-енергетичних ресурсів, підвищення екологічної безпеки та оцінка економії коштів від запропонованої модернізації в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні в с. Писарівка).

У відповідності із визначеною метою дослідження МКР, сформульовані основні задачі дослідження:

– дослідити засоби з підвищення ефективності енерговикористання, з залученням статистичних даних та методологічних основ енергозбереження, застосовувані до теплових схем водогрійних котельних (на прикладі котельні в с. Писарівка);

– за результатами проведених досліджень визначити енергоефективні, екологічно безпечні та економічно доцільні умови ефективної експлуатації нового обладнання в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні в с. Писарівка);

– розробити та запропонувати рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання в теплових схемах котельних (на прикладі котельні в с. Писарівка).

2 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ТРАДИЦІЙНИХ ТА АЛЬТЕРНАТИВНИХ ВИДІВ ПАЛИВА В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ. МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Методика досліджень ефективності використання традиційних та альтернативних видів палива в тепловій схемі котельні складена із залученням методичних та статистичних даних, запропонованих Європейською агенцією із захисту навколишнього середовища («European Environment Agency» (EEA)) [37]. Методики, використані в дослідженні, розроблені Європейським бюро з контролю та запобігання комплексного забруднення. В дослідженні використано «Методику з розрахунку викидів ЕРА», розроблену Агентством з охорони навколишнього середовища США (ЕРА).

З метою визначення та оцінки індикаторів екологічної ефективності для розглянутих варіантів використано спеціалізовану програму «ЕРА Simplified GHG Emissions Calculator (SGEC)» Агенції з охорони навколишнього середовища США (ЕРА) [37].

Результати наукових досліджень здобувача, що представлено в цьому розділі, було опубліковано в наукових публікаціях [1 – 3].

В роботі [1] виконана оцінка енергетичної ефективності та екологічної безпеки спалювання різних видів палив, з метою генерування теплової енергії.

Метою дослідження [1] був аналіз енергетичної ефективності та екологічної безпеки використання традиційних та альтернативних видів палива та електроенергії для генерування теплової енергії (на прикладі котельні с. Писарівка).

В дослідженні проведений багатоваріантний аналіз ефективності проектних рішень з підвищення енергетичної ефективності варіантів модернізації котельні на основі джерел [37 – 42]. Проаналізовані показники, що характеризують ефективність використання початкової енергії палива та оцінюють вплив функціонування цих варіантів модернізації котельні на екологію. Результати багатоваріантного аналізу варіантів модернізації котельні з показниками енергетичної

ефективності та екологічної безпеки наведені на рис. 2.1 та 2.2. На основі аналізу даних з рис. 2.1 та 2.2 можна визначити, що котли, які спалюють органічне паливо мають вищі показники енергетичної ефективності та кращі умови з екологічної безпеки, ніж електричні котли.

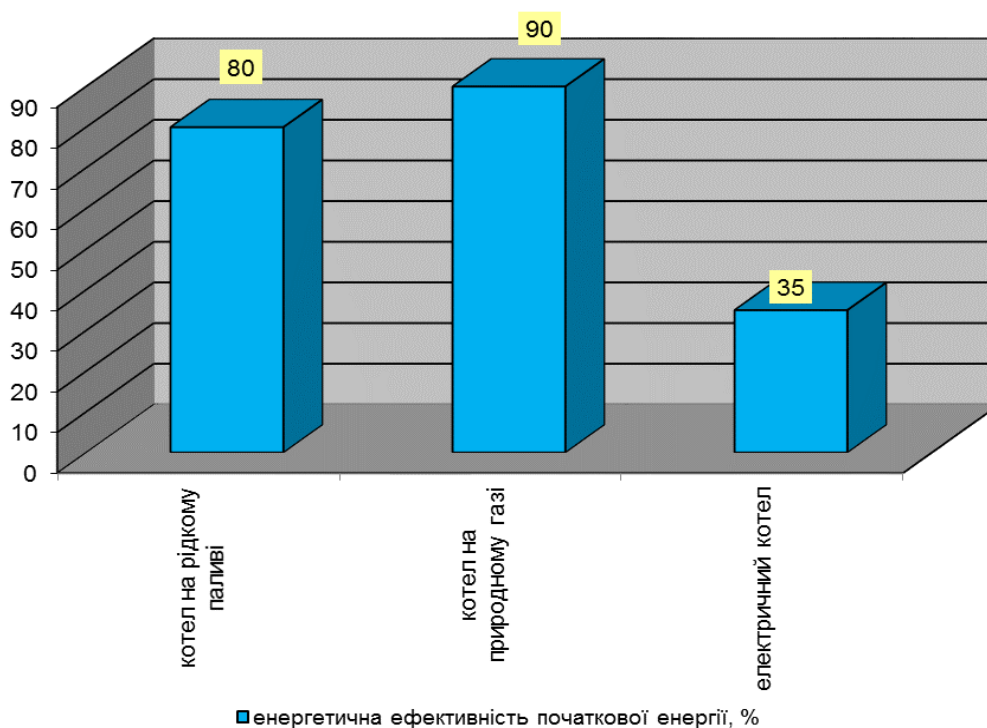


Рис. 2.1 – Значення енергетичної ефективності початкової енергії досліджуваних варіантів

В дослідженні оцінені питомі показники викидів, що утворюються від спалювання традиційних та альтернативних видів палива з метою генерування теплової енергії: показники викидів SO_x , NO_x , CO , загальної концентрації зважених частинок (ЗКЗЧ), неметанових летких органічних сполук (НМЛОС), вмісту тонкодисперсних частинок діаметром менше 10 мкм (ТЧ10), діаметром менше 2,5 мкм (ТЧ2,5), г/ГДж; оцінено показники вмісту чорного вуглецю (ЧВ, сажі), %ТЧ2,5.

Аналізувалась емісія шкідливих викидів у разі спалювання в котлах природного газу, кам'яного вугілля та біомаси (деревини, соломи). Результати оцінки емісії шкідливих викидів для варіантів традиційних та альтернативних видів палива показані на рис. 2.3 - 2.10.

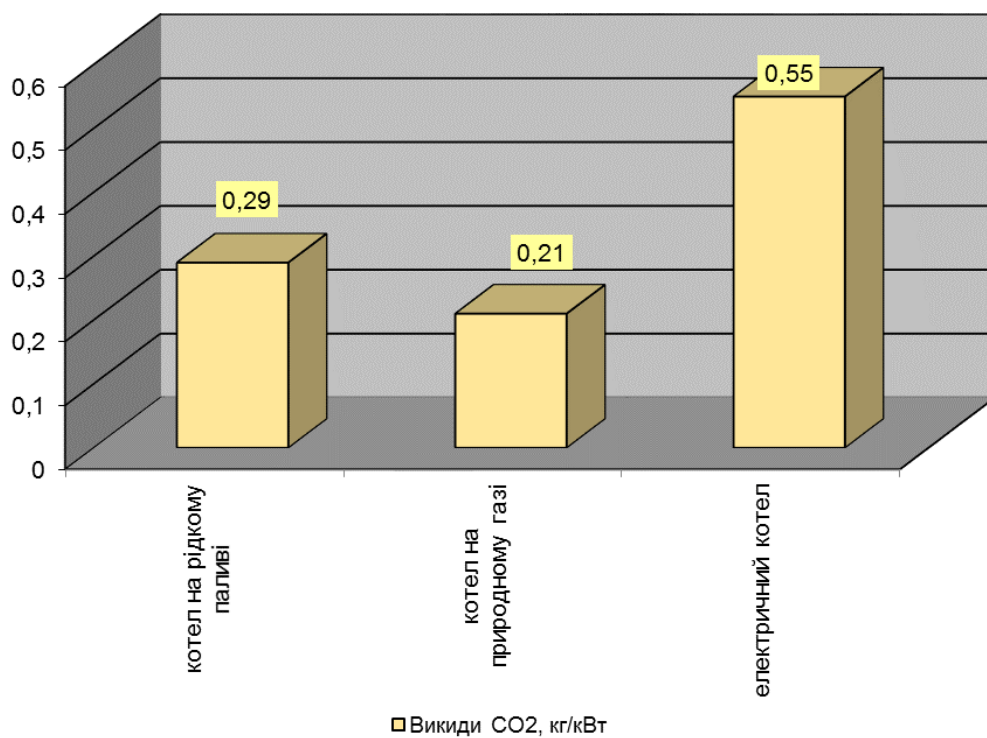


Рис. 2.2 – Значення показника питомих викидів CO₂ для досліджуваних варіантів

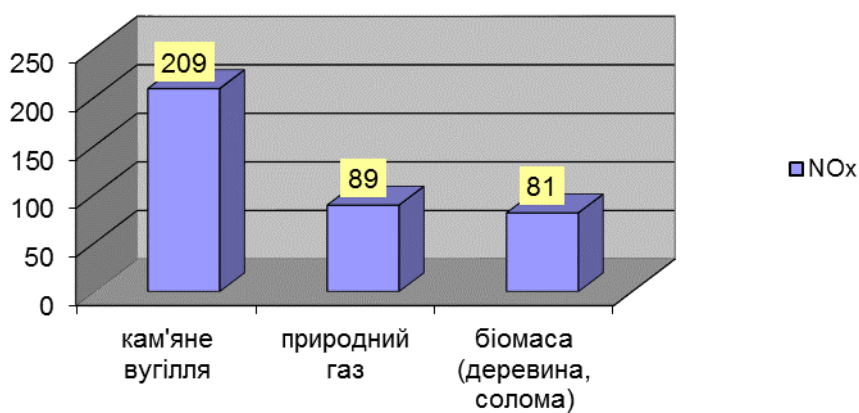


Рис. 2.3 – Значення індикатора викидів NO_x, г/ГДж

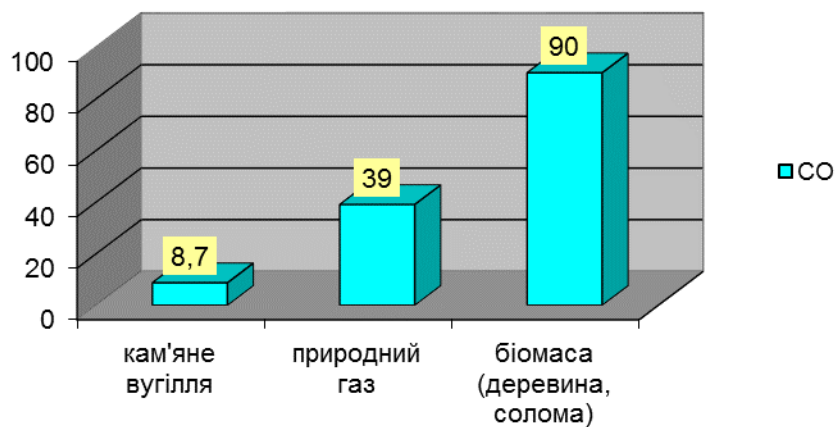


Рис. 2.4 – Значення індикатора викидів CO, г/ГДж

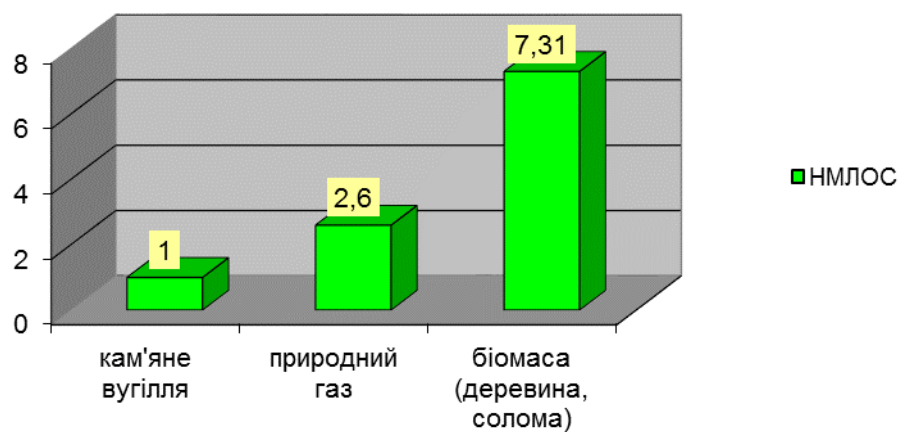


Рис. 2.5 - Значення індикатора викидів НМЛОС, г/ГДж

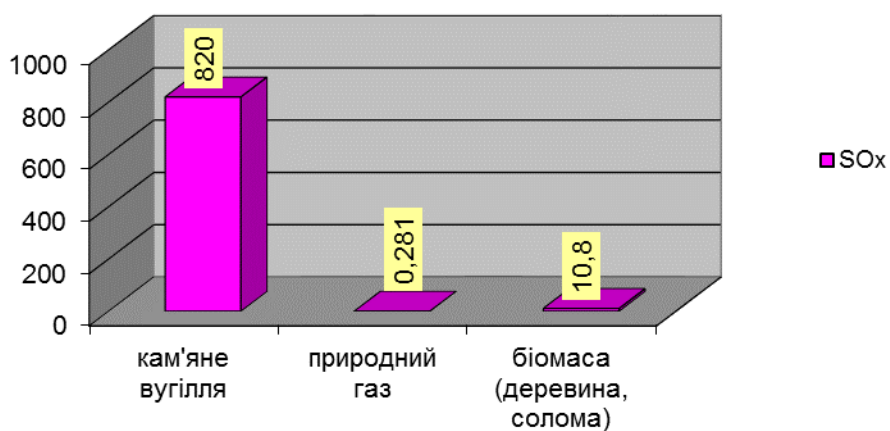


Рис. 2.6 – Значення індикатора викидів SOx, г/ГДж

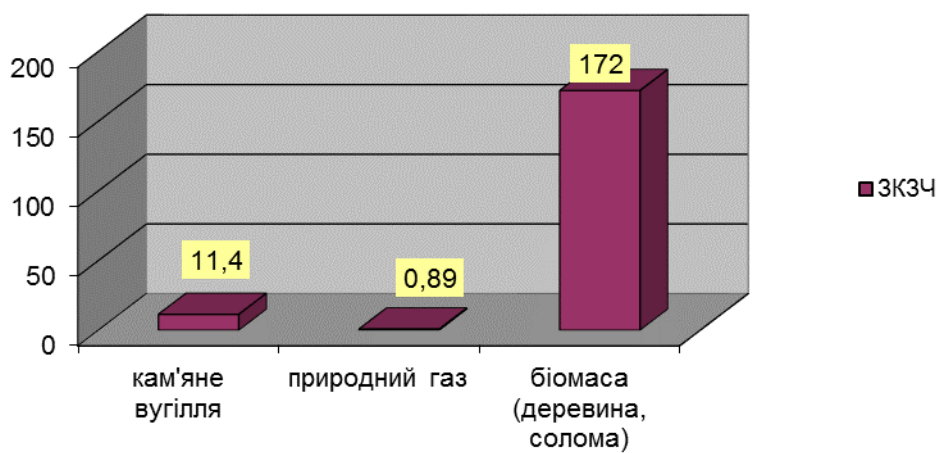


Рис. 2.7 – Значення індикатора викидів ЗКЗЧ, г/ГДж

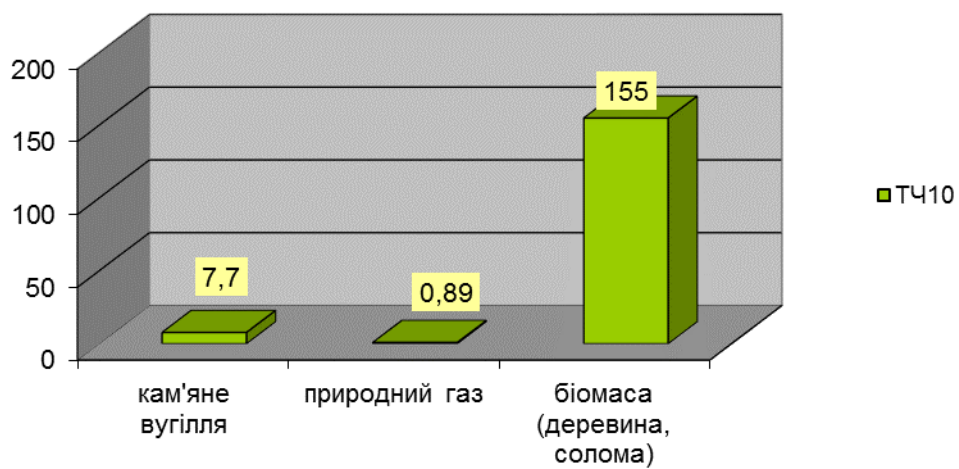


Рис. 2.8 – Значення індикатора викидів ТЧ10, г/ГДж

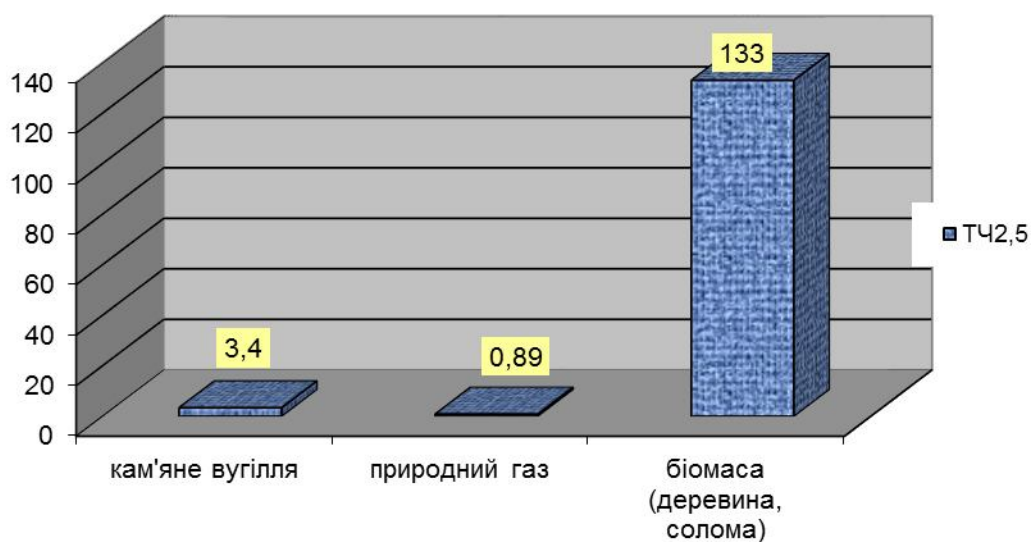


Рис. 2.9 – Значення індикатора викидів ТЧ2,5, г/ГДж

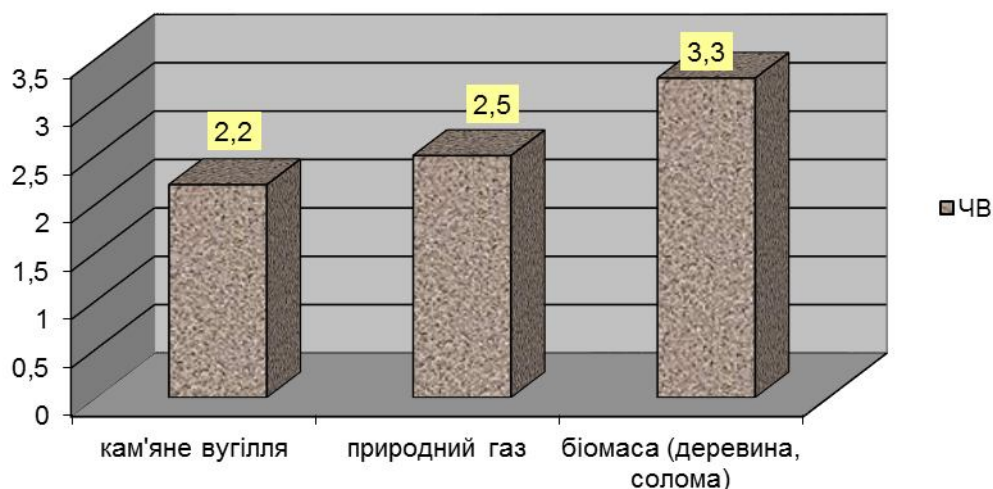


Рис. 2.10 – Значення індикатора викидів ЧВ, %ТЧ2,5

За результатами виконаного багатоваріантного аналізу (див. рис. 2.1 – 2.10) окреслені суттєві енергетичні та екологічні переваги використання природного газу та біомаси для генерування теплової енергії в котельні.

Виконаний аналіз емісії шкідливих викидів у разі застосування різних технологій вироблення теплової енергії: в водогрійних котлах, де відбувається сралювання біомаси та відходів деревини, кам'яного вугілля та природного газу; в когенераційних установках, що працюють на природному газі. Результати оцінки емісії шкідливих викидів у разі застосування різних технологій вироблення теплової енергії показані на рис. 2.11 – 2.18.

За результатами виконаних досліджень (див. рис. 2.11 – 2.18) робимо висновок про суттєві енергетичні переваги та відносну екологічну безпеку використання природного газу та біомаси (відходів деревини та відходів рослинництва (соломи)) з метою вироблення теплової енергії в котельній.

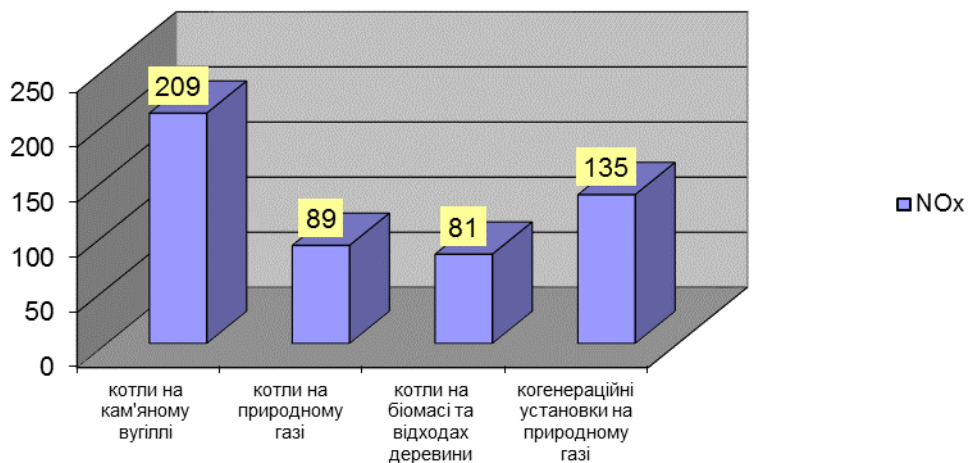


Рис. 2.11 – Значення індикатора викидів NOx різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

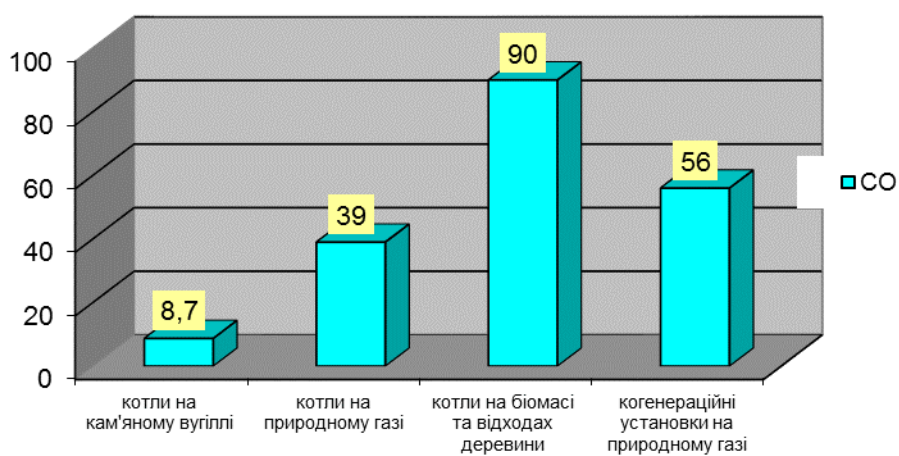


Рис. 2.12 – Значення індикатора викидів CO різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

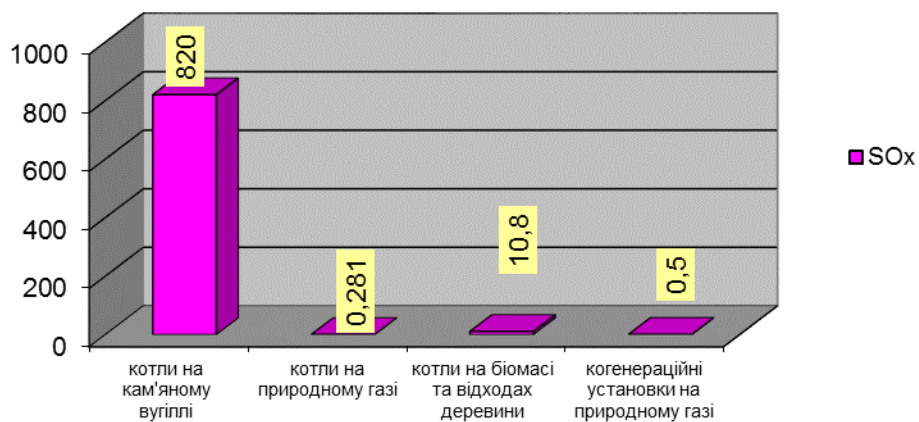


Рис. 2.13 – Значення індикатора викидів SOx різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

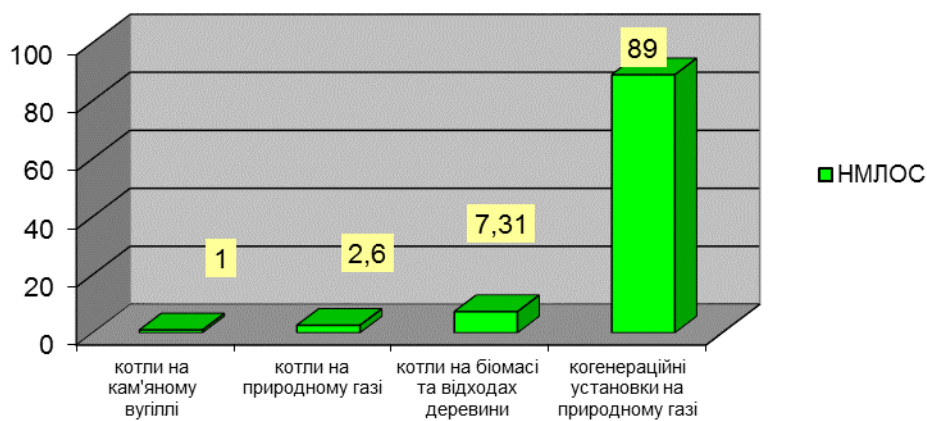


Рис. 2.14 – Значення індикатора викидів НМЛОС різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

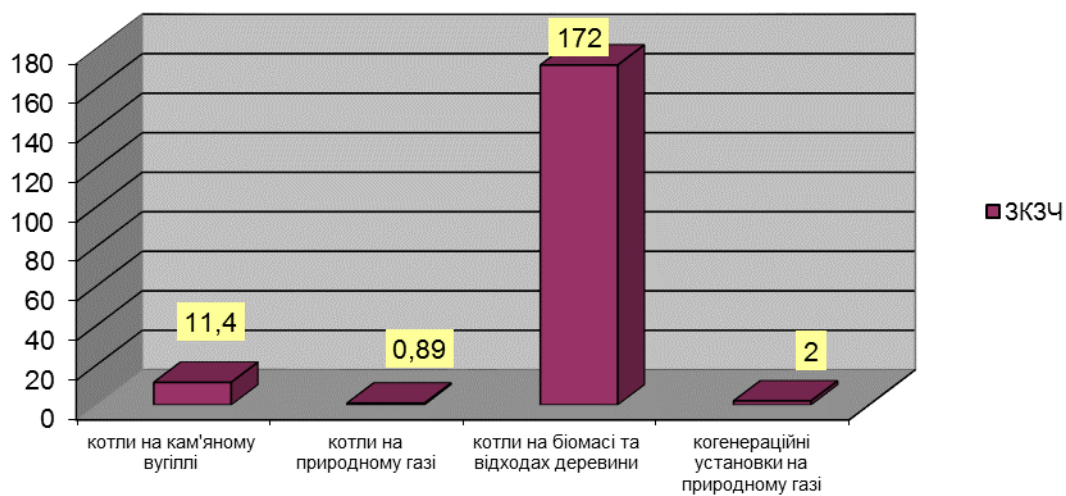


Рис. 2.15 – Значення індикатора викидів ЗКЗЧ різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

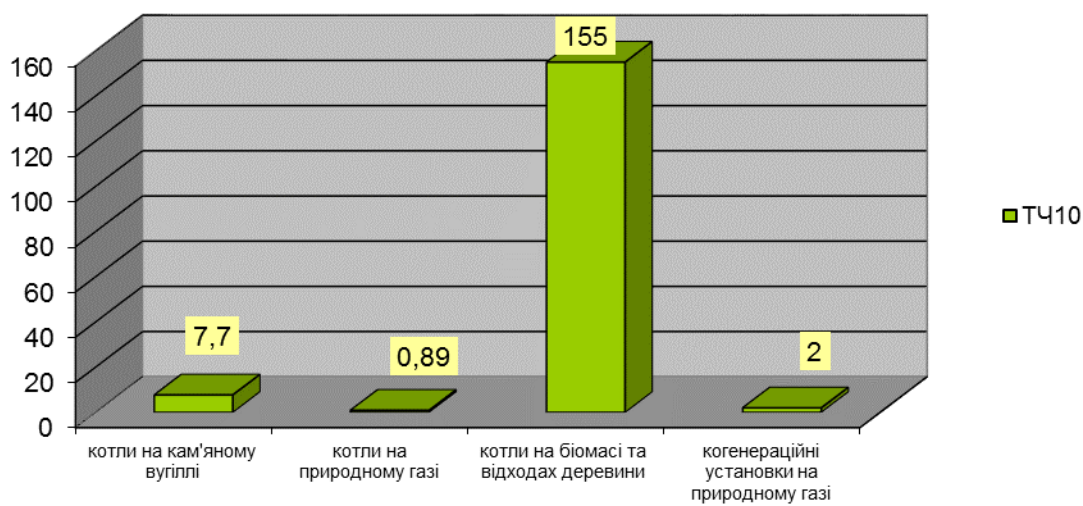


Рис. 2.16 – Значення індикатора викидів ТЧ10 різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

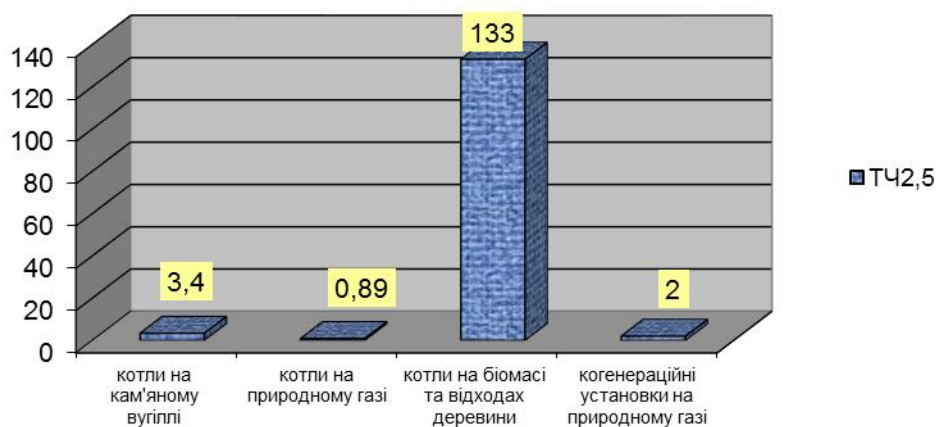


Рис. 2.17 – Значення індикатора викидів ТЧ_{2,5} різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

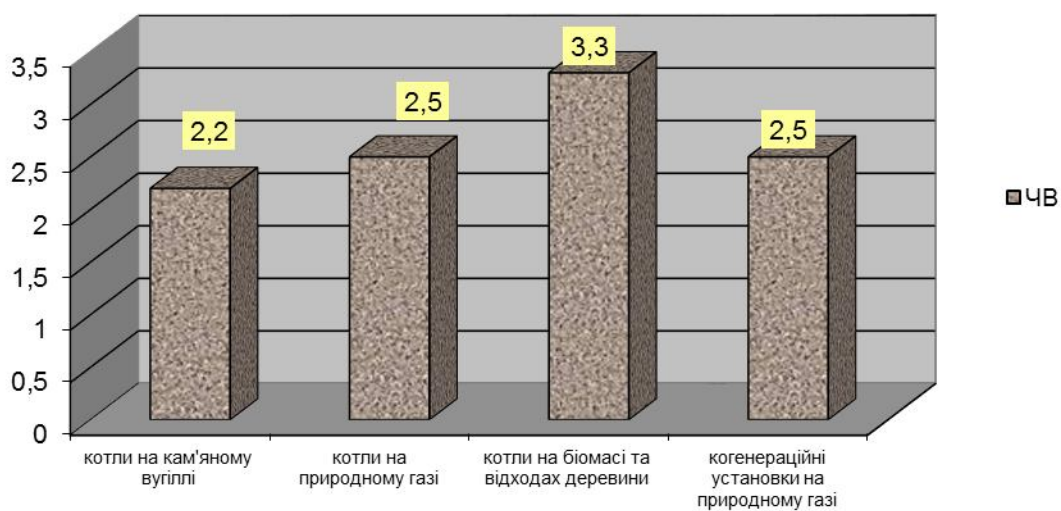


Рис. 2.18 – Значення індикатора викидів ЧВ різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, %ТЧ_{2,5}

В результаті виконаного багатоваріантного аналізу, що включав аналіз показників енергетичної ефективності та екологічної безпеки запропонованих варіантів модернізації теплової схеми котельні, нами обрано варіант інсталяції парокompресійної теплонасосної установки (ТНУ) з газопоршневим двигуном-генератором на природному газі, що визначено як найбільш ефективний. В цьому випадку як низькотемпературна теплота для ТНУ буде використана теплота від контактного утилізатора.

Висновки

В розділі 2 нами представлено та узагальнено результати з оцінювання показників екологічної безпеки та енергетичної ефективності використання традиційних та альтернативних видів палива в тепловій схемі котельні в с. Писарівка.

Запропонований в роботах [37 – 42] підхід дозволив нам обрати варіант інсталяції парокompресійної теплонасосної установки (ТНУ) з газопоршневим двигуном-генератором на природному газі, що визначено як найбільш ефективний в розрізі даної МКР. В цьому випадку як низькотемпературна теплота для ТНУ буде використана теплота від контактного утилізатора.

3 ПРАКТИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНІ

3.1 Обґрунтування вибору варіанту з підвищення енергетичної ефективності в тепловій схемі котельні

Основні початкові дані, характеристика та результати розрахунку теплової схеми котельні в с. Писарівка наведено в додатку Б.

Виконано розрахунки для обраного варіанту модернізації теплової схеми котельні із застосуванням ТНУ з приводом від газопрошневого двигуна. Розрахункові формули та результати розрахунків для зазначеного варіанту модернізації наведені у додатку Б та виконані за методикою з досліджень [43 - 50].

За результатами проведеного аналізу визначено, що для обраного варіанту модернізації теплової схеми водогрійної котельні в с Писарівка річна економія робочого палива котельнею становитиме 14,4%. За результатами економічного аналізу визначено, що капіталовкладення в нове обладнання становитимуть 6,99 млн. грн., термін окупності нового обладнання становитиме 2,74 року. Цей варіант було обрано до впровадження. За результатами розрахунків вибираємо обладнання, що буде встановлюватись. Зарактеристики нового обладнання наведено в додатку Б. Принципова тепла схема котельні з встановленням нового обладнання показана на рис. 3.1.

3.2 Розробка схеми автоматизації водогрійної котельні з встановленням нового обладнання

В МКР розроблено систему автоматичного регулювання (САР) котельні з використанням літературних джерел [50 - 59], технічні розрахунки та характеристику САР наведені в додатку В.

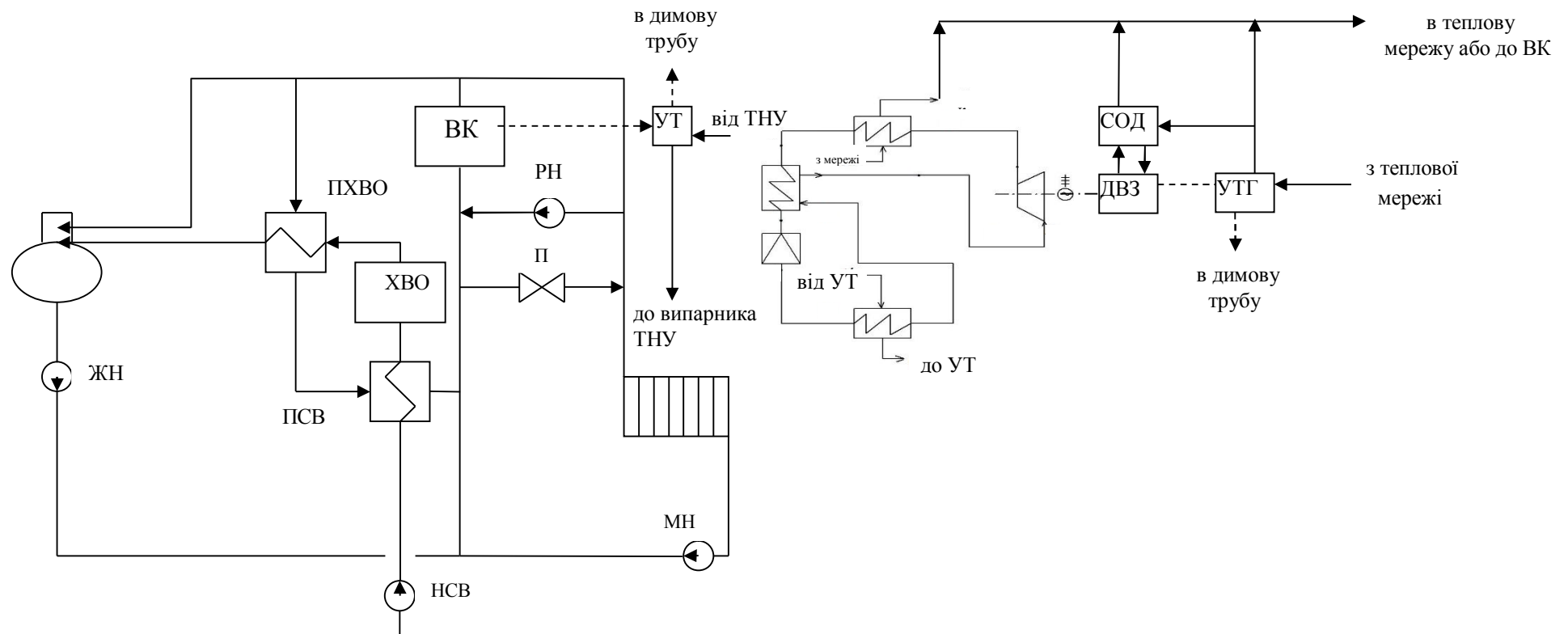


Рисунок 3.1 – Теплова схема водогрійної котельні з ТНУ з ДВЗ

ЖН – живильний насос; МН – мережний насос; ПСВ – підігрівник сирої води; ПХВО – підігрівник хімочищеної води; НСВ – насос сирої води; ЛП – лінія перепустки; ВК – водогрійний котел; ХВО – хімводоочистка, УТ – контактний утилізатор теплоти відхідних газів котлів, ТНУ – теплонасосна установка, ДВЗ – газопоршневий двигун внутрішнього згорання, СОД – система охолодження двигуна, УТГ – утилізатор теплоти газів від двигуна

На рис. 3.2 – 3.5 показані розроблені САР.

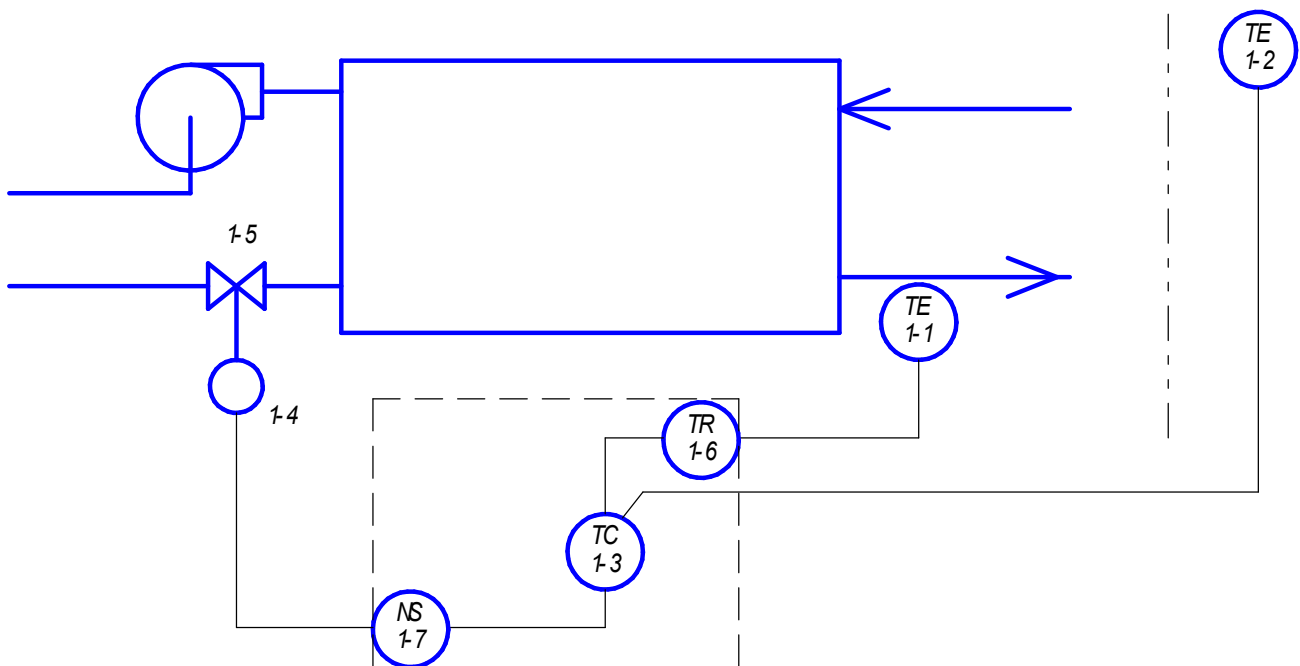


Рисунок 3.2 – САР температури прямої води

1-1 термоперетворювач опору платиновий ТСРР-0196;

1-2 термоперетворювач опору мідний ТСМ-1088 гр 50Н; 1-3 прилад регулюючий контактний Proton;

1-4 механізм виконавчий електричний;

1-5 поворотно-регулююча заслінка ПРЗ-150; 1-6 прилад реєструючий РМТ 59L; 1-7 підсилювач потужності трипозиційний Danfoss AV.

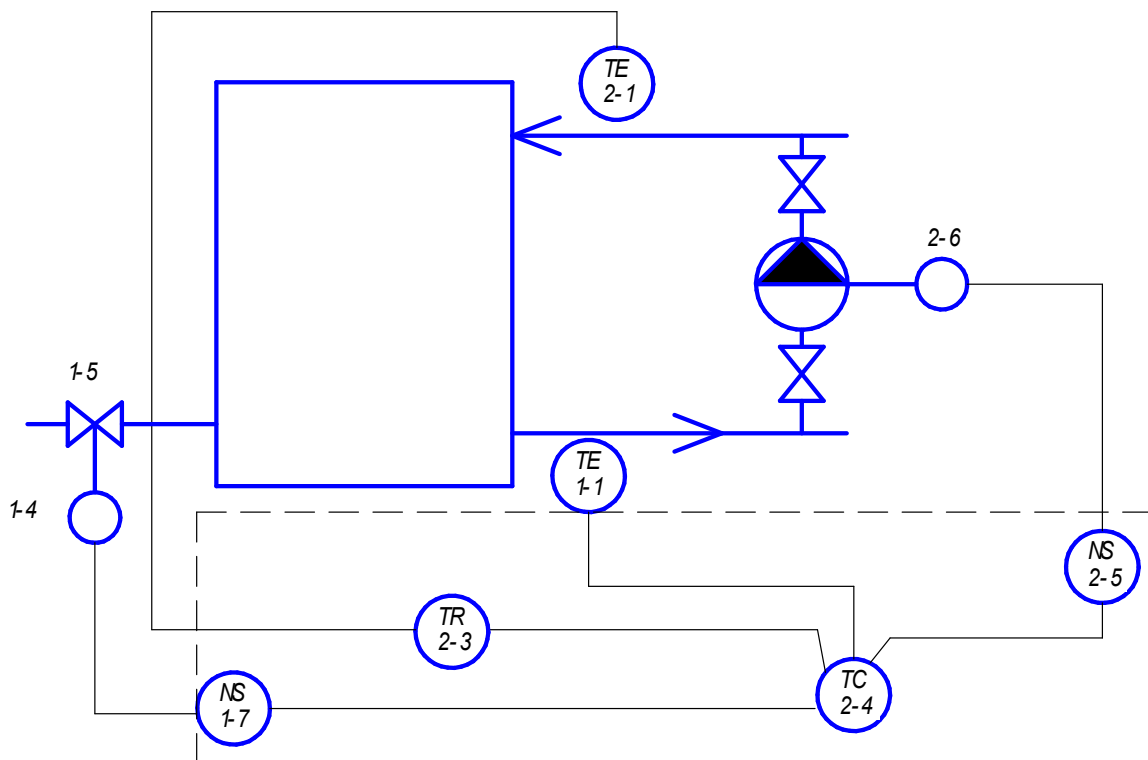


Рисунок 3.3 – САР температури прямої води

- 1-1 термоперетворювач опору платиновий ТСПР-0196;
 1-2 термоперетворювач опору платиновий ТСПР-0196; 2-4 прилад регулюючий контактний Proton; 1-4 механізм виконавчий електричний;
 1-5 поворотно-регулююча заслінка ПРЗ-150; 2-3 прилад реєструючий РМТ 59L; 2-5 підсилювач потужності трипозиційний Danfoss AV;
 2-6 механізм виконавчий насосу.

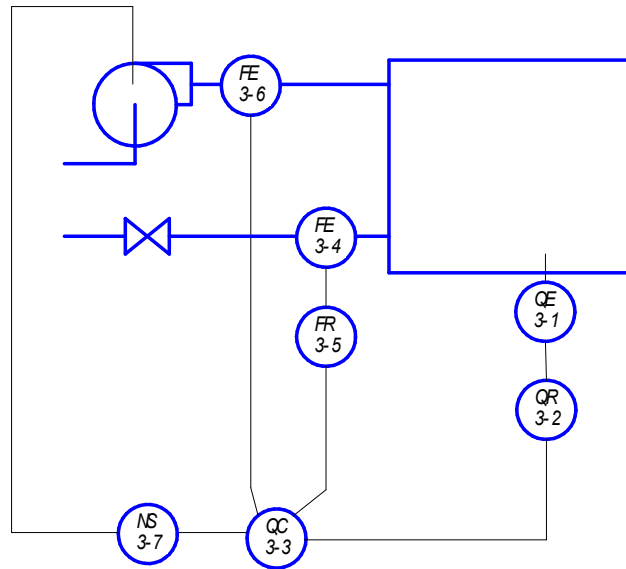


Рисунок 3.4 – САР економічності

3-1 датчик концентрації CO; 3-2 реєстратор концентрації CO;
 3-3 прилад регулюючий Proton; 3-4 витратомір природного газу; 3-5 Прилад реєструючий; 3-6 витратомір повітря; 3-7 підсилювач потужності.

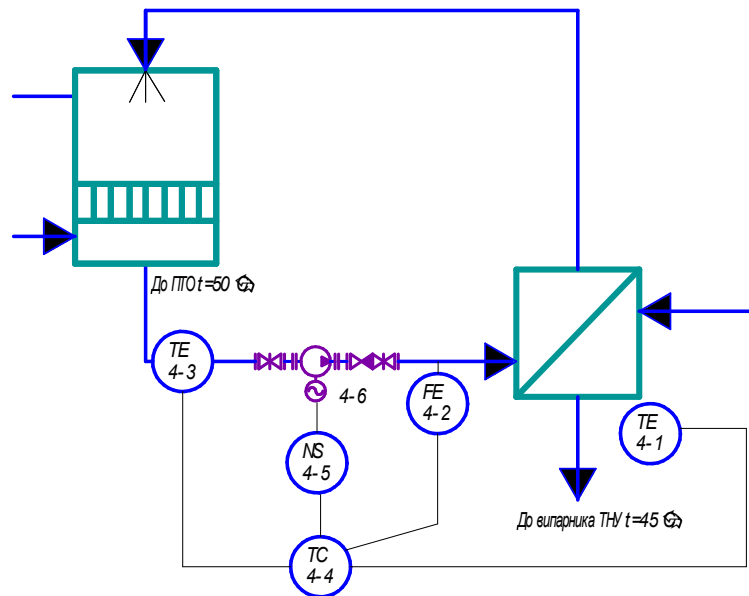


Рисунок 3.5 – САР проміжного теплообмінника

4-1 термометр опору лінії до випарника; 4-2 термометр опору лінії проміжного контуру; 4-3 витратомір води проміжного контуру; 4-4 прилад регулюючий Proton; 4-5 підсилювач потужності; 4-6 виконавчий механізм.

3.3 Технології монтажу нового обладнання в тепловій схемі котельні

В МКР виконані розрахунки з розробки технології монтажу нового обладнання в тепловій схемі котельні на основі інформаційних джерел [60 - 71], результати представлені в додатку Г.

3.4 Математичне програмне забезпечення розрахунків енергетичної та екологічної ефективності нового обладнання

В МКР розрахунки показників ефективності нового обладнання ТНУ в тепловій схемі котельні (при роботі в двох режимах) здійснювались з використанням спеціалізованого програмного комплексу SOLKANE Refrigerants 8.0 концерну Solvay [72]. SOLKANE Refrigerants 8.0 [73] є визнаною потужною спеціалізованою програмою, що використовується для визначення теплофізичних властивостей холодоагентів ТНУ та виконання розрахунків різних циклів ТНУ. Програма визначає термодинамічні властивості холодоагентів Solkane та низки альтернативних, включає в себе модулі з обчислення різних процесів та циклів, дозволяє виконувати орахунки трубопроводів холодоагенту.

Результати моделювання циклів ТНУ в тепловій схемі котельні для опалювального режиму в програмі SOLKANE Refrigerants 8.0 показані на рис. 3.6 – 3.10.

Результати моделювання циклів ТНУ в тепловій схемі котельні для режиму ГВП в програмі SOLKANE Refrigerants 8.0 показані на рис. 3.11 – 3.15.

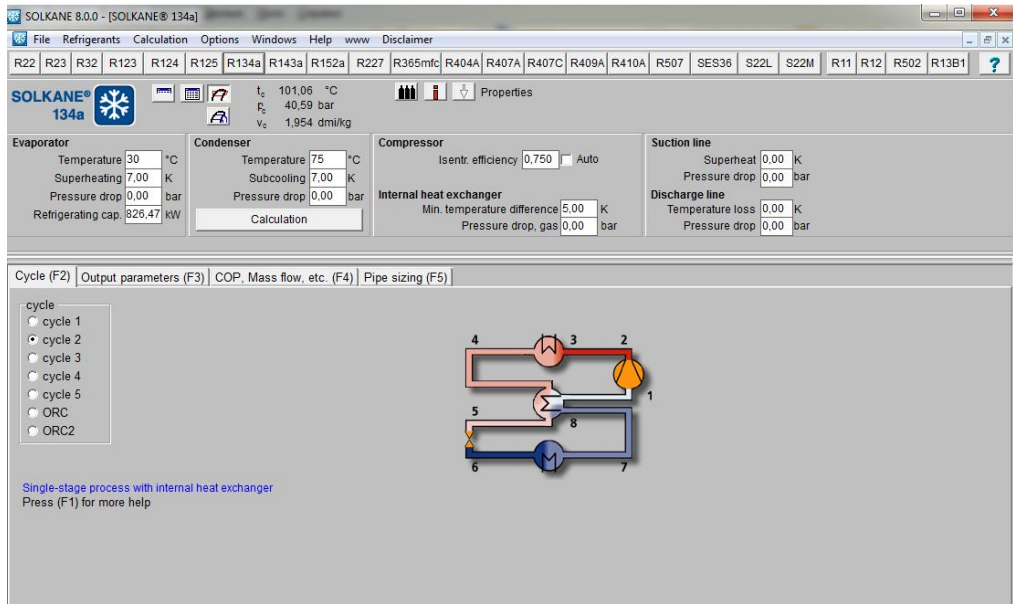


Рис. 3.6 – Введення початкових даних в SOLKANE Refrigerants 8.0

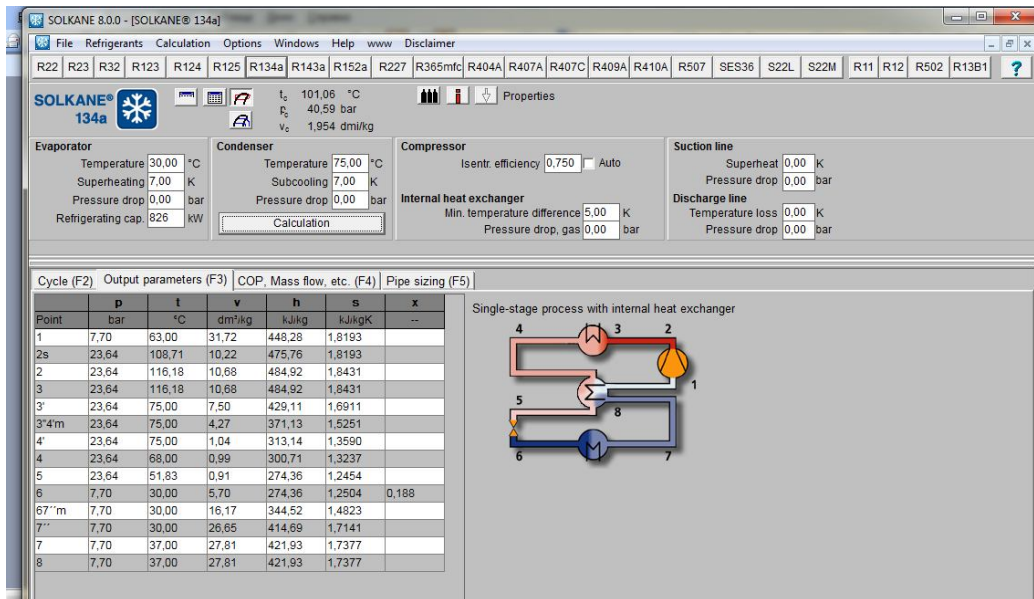


Рис. 3.7 – Розрахунок властивостей холодоагенту в SOLKANE Refrigerants 8.0

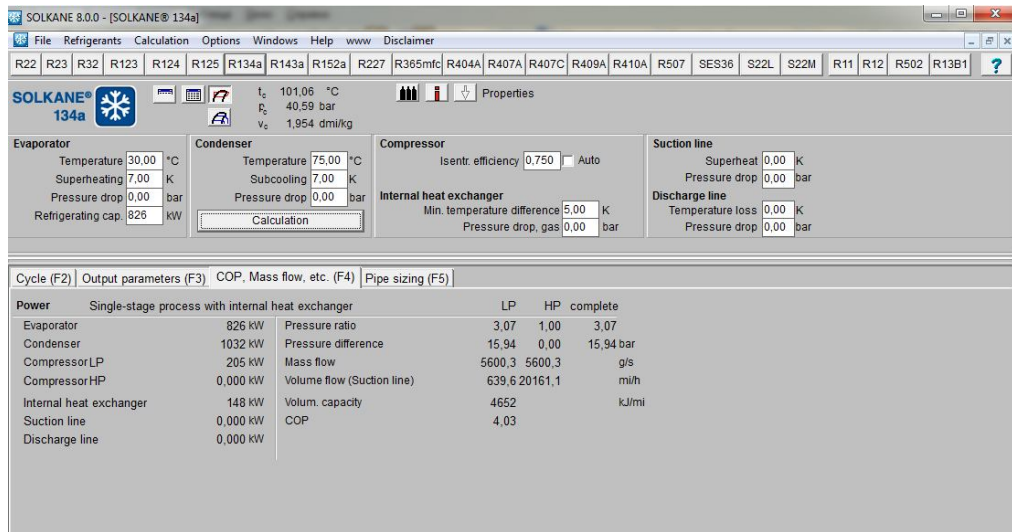


Рис. 3.8– Розрахунок показників роботи циклу в SOLKANE Refrigerants 8.0

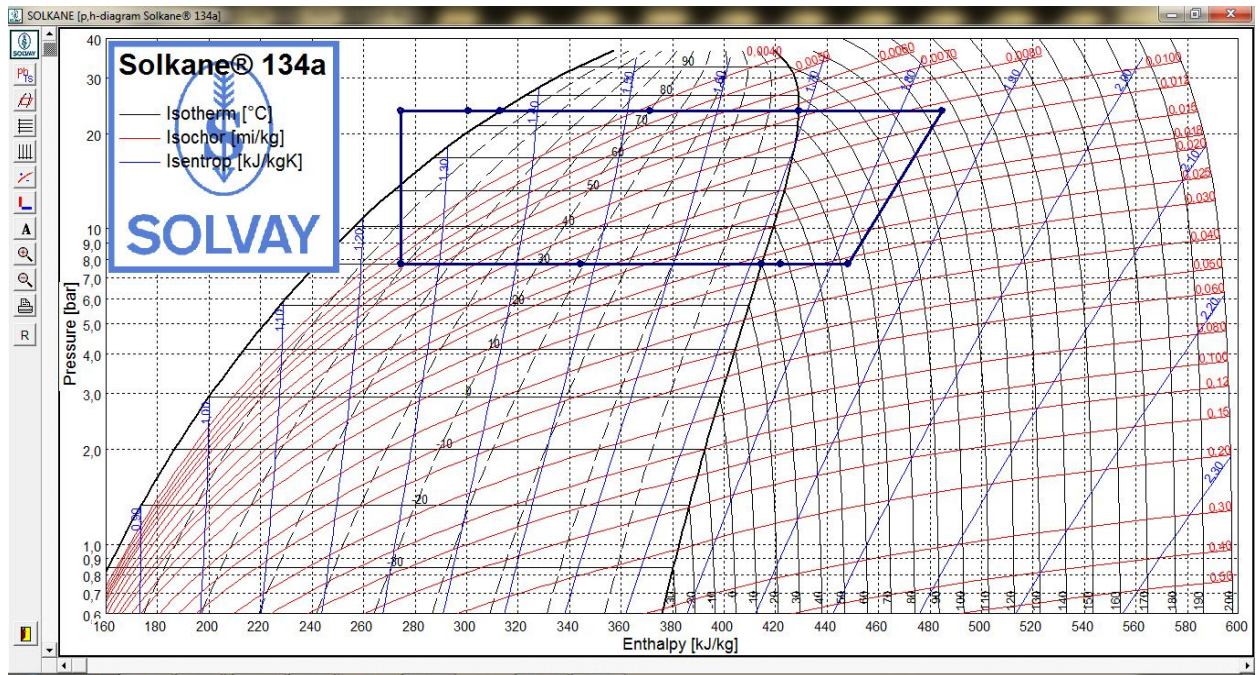


Рис. 3.9 – Побудова циклу на P-h діаграмі в SOLKANE Refrigerants 8.0

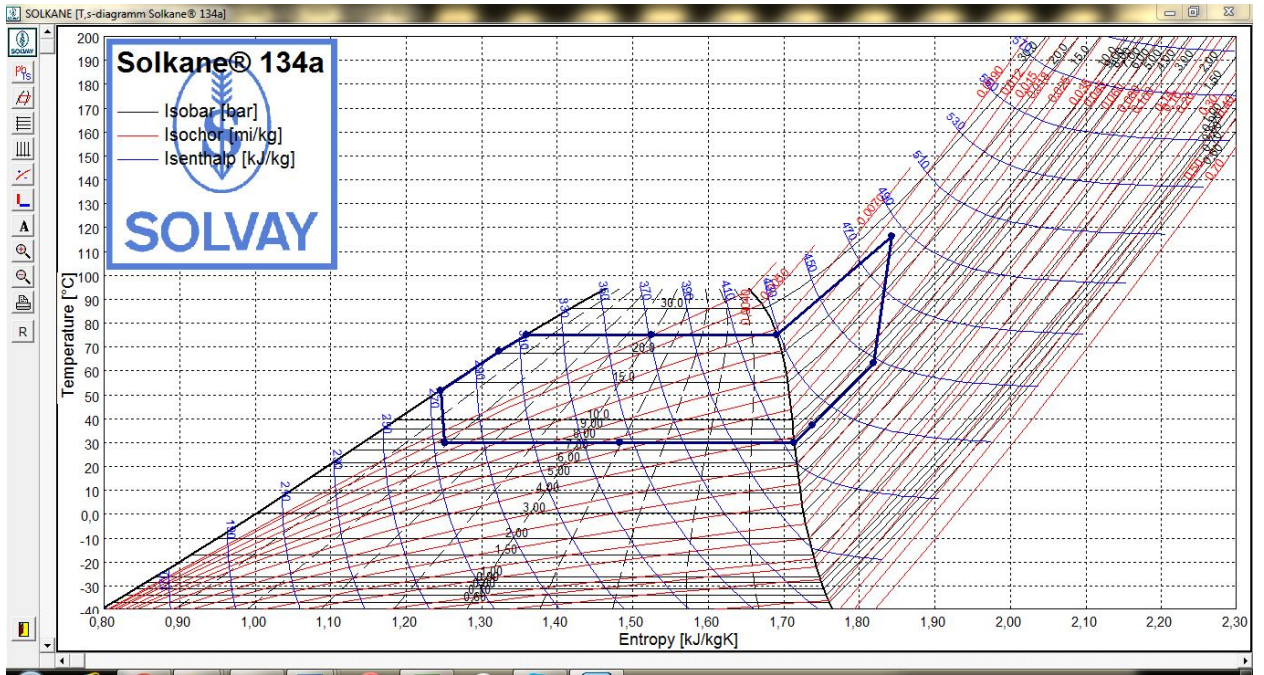


Рис. 3.10 – Побудова циклу на T-s діаграмі в SOLKANE Refrigerants 8.0

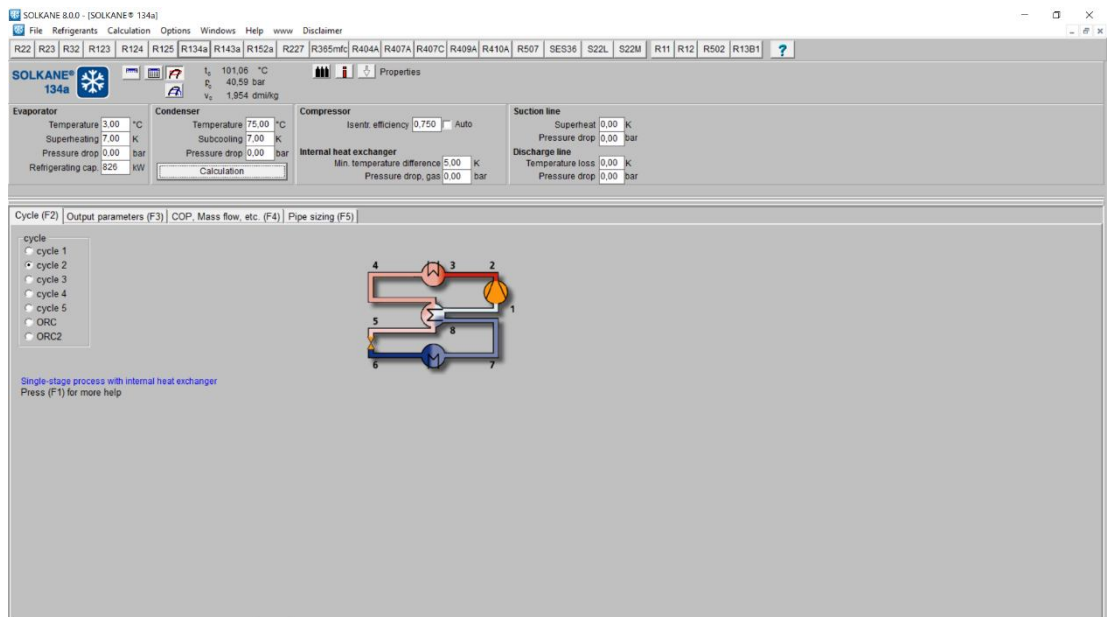


Рис. 3.11– Введення початкових даних в SOLKANE Refrigerants 8.0

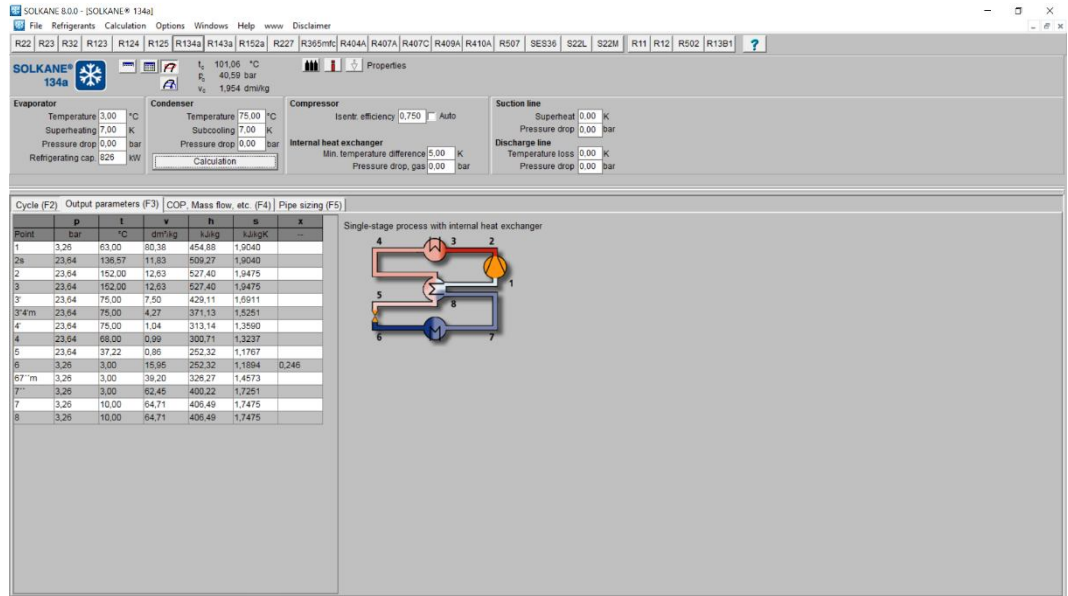


Рис. 3.12 – Розрахунок властивостей холодоагенту в SOLKANE Refrigerants 8.0

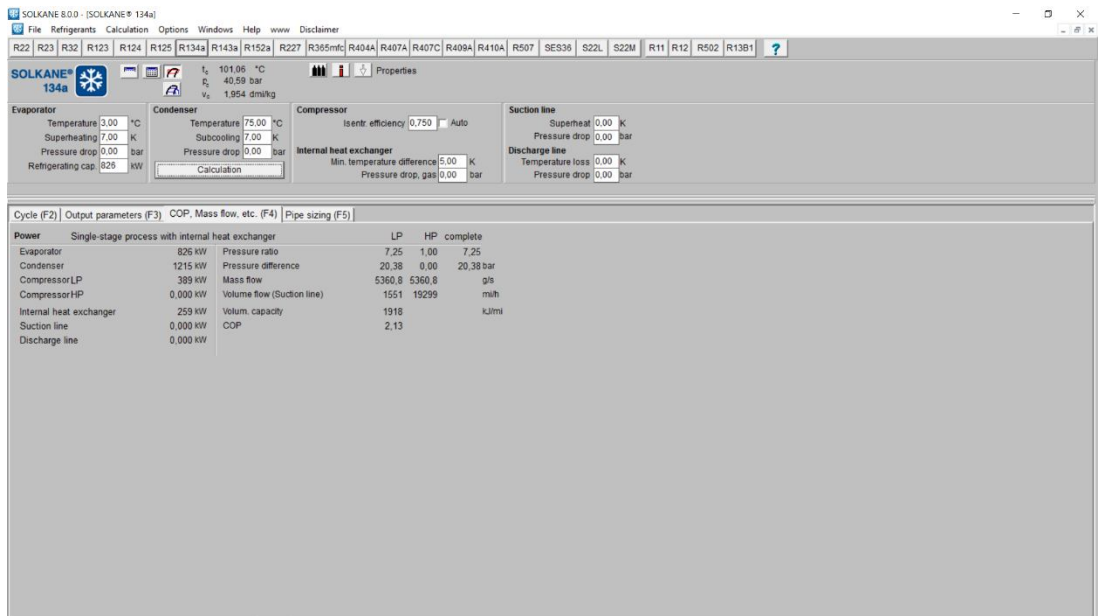


Рис. 3.13– Розрахунок показників роботи циклу в SOLKANE Refrigerants 8.0

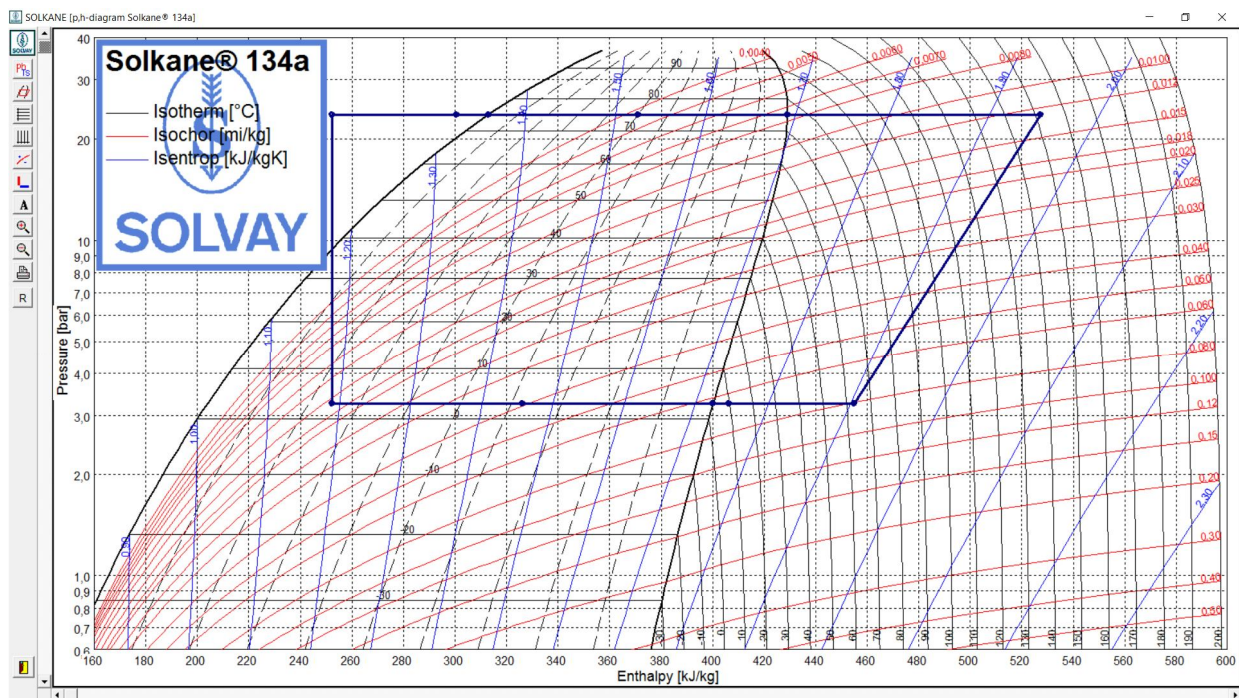


Рис. 3.14 – Побудова циклу на P-h діаграмі в SOLKANE Refrigerants 8.0

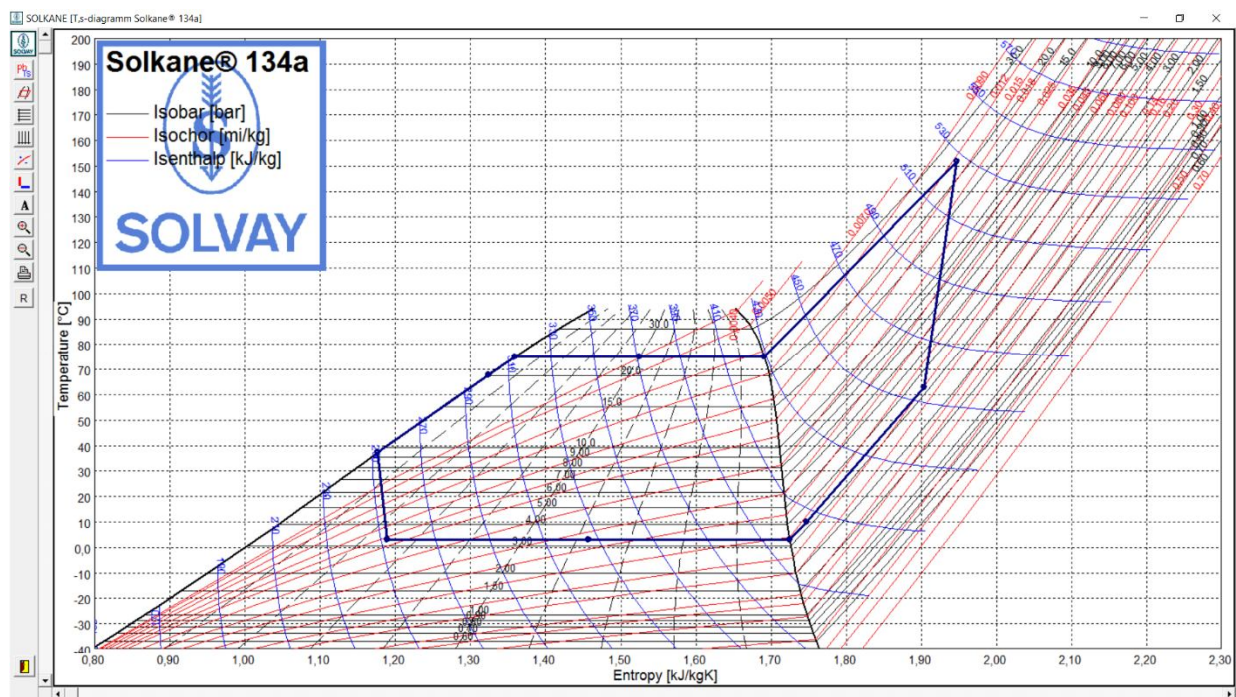


Рис. 3.15 – Побудова циклу на T-s діаграмі в SOLKANE Refrigerants 8.0

В МКР здійснювалось моделювання та виконувалась оцінка показників екологічної безпеки варіантів застосування традиційних та альтернативних ви-

дів палива в тепловій схемі котельні на основі моделювання у спеціалізованій екологічній програмі «EPA Simplified GHG Emissions Calculator (SGEC)» (розробка Агенції з охорони навколишнього середовища США (EPA) [37].

На рис. 3.16 та 3.17 показано виконання розрахунків показників екобезпеки варіантів в програмі SGEC [37].

Результати моделювання та оцінки екологічних показників в програмі SGEC [37] показані на рис. 3.18 – 3.33.

Здійснено моделювання та виконана оцінка показників екологічної безпеки варіантів застосування традиційних та альтернативних видів палива в тепловій схемі котельні: кам'яного вугілля, природного газу, біомаси (деревина, солома). Результати досліджень показані на рис. 3.18 – 3.25.



EPA Simplified GHG Emissions Calculator (SGEC) Version 3.2 June 2014

The EPA Simplified GHG Emissions Calculator ("the Calculator") is designed as a simplified calculation tool to help organizations estimate and inventory their annual greenhouse gas (GHG) emissions. All methodologies and default values provided were based on the most current Climate Leaders¹ *Greenhouse Gas Inventory Guidance* and the *Emission Factors Hub*. The Calculator will determine the direct and indirect emissions from all sources at a company when activity data are entered into the various sections of the workbook for one annual period.

Before entering data, please: 1) Enable Macros and 2) Familiarize yourself with the *Guide to Greenhouse Gas Management for Small Business & Low Emitters*.

Download the guide: http://www.epa.gov/climateleadership/documents/resources/lowemitter_guidance.pdf

There are three primary steps in completing a GHG inventory. Each emissions source also has these three steps.

(1) **DEFINE:** The first step in completing a GHG inventory is to determine the boundaries and emissions sources included within those boundaries. After you have defined your organizational and operational boundaries, you can use the questions on the "Boundary Questions" worksheet to help you determine which emissions sources are relevant to your business.

[Go to Boundary Questions](#)

(2) **COLLECT:** The second step is to collect data for the defined annual period. This step is typically the most time consuming, since the data can be difficult to gather. This Calculator has help sheets with suggestions and guidance for each emissions source and a

Рис. 3.16 – Версія варіанту програми SGEC

[Back to Intro](#)[Back to Summary](#)

Tool Sheet: Emission Factors

All emission factors sourced from EPA's Emission Factors Hub, April 2014 (<http://www.epa.gov/climateleadership/inventory/ghg-emissions>)

Stationary Combustion Emission Factors (Used for Steam and Stationary Combustion)

Fuel Type	CO ₂ Factor (kg/mmBtu)	CH ₄ Factor (g / mmBtu)	N ₂ O Factor (g / mmBtu)	CO ₂ Factor (kg/Unit)	CH ₄ (g)
Anthracite Coal	103,69	11	1,6	2 602	
Bituminous Coal	93,28	11	1,6	2 325	
Sub-bituminous Coal	97,17	11	1,6	1 676	
Lignite Coal	97,72	11	1,6	1 389	
Unspecified (Electric Utility)	95,52	11	1,6		
Coke	113,67	11	1,6		
Natural Gas	53,06	1,0	0,10	0,05444	
Distillate Fuel Oil (#1, 2 & 4)	73,96	3,0	0,60	10,21	
Residual Fuel Oil (#5 & 6)	75,10	3,0	0,60	11,27	
Kerosene	75,20	3,0	0,60	10,15	
Petroleum Coke	102,41	3,0	0,60		
LPG / Propane	61,71	3,0	0,60	5,68	
Wood and Wood Waste	0	7,2	3,6	1 640	
Landfill Gas (50% CH ₄ , 50% CO ₂)	0	3,2	0,63	0,02525	

Source:

Federal Register (2009) EPA; 40 CFR Parts 86, 87, 89 et al; Mandatory Reporting of Greenhouse Gases; Final Rule, 30Oct09, 261 pp. Tables C-1 and C-2 at FR factors for selected fuels: Federal Register (2010) EPA; 40 CFR Part 98; Mandatory Reporting of Greenhouse Gases; Final Rule, 17Dec10, 81 pp. With Amendments to the Greenhouse Gas Reporting Rule (PDF) to 40 CFR part 98, subpart C: Table C-1 to Subpart C—Default CO₂ Emission Factors and High Heat Value C-2 to Subpart C—Default CH₄ and N₂O Emission Factors for Various Types of Fuel.

[Purchased Gases](#) /
 [Waste Gases](#) /
 [Electricity](#) /
 [Steam](#) /
 [Business Travel](#) /
 [Commuting](#) /
 [Product Transport](#) /
 [RECs-Green P](#)

Рис. 3.17 - Розрахунок показників в програмі SGEC

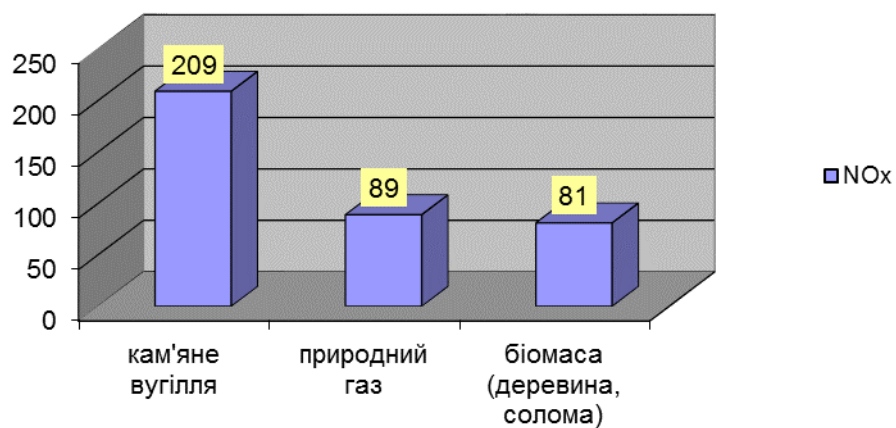


Рис. 3.18 – Значення індикатора викидів NOx, г/ГДж

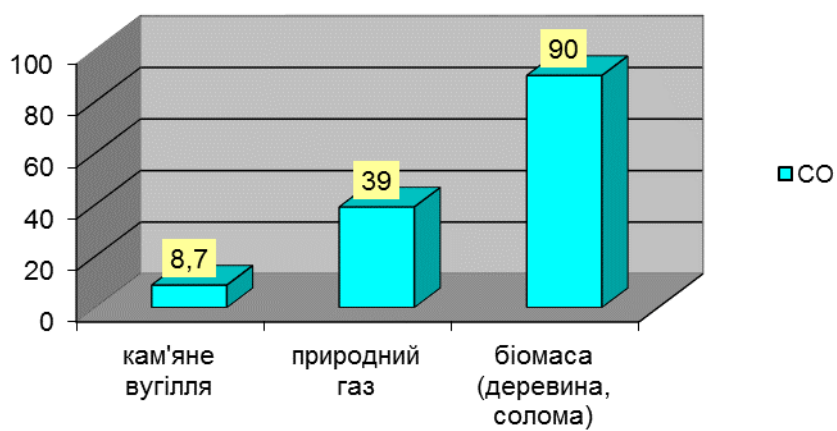


Рис. 3.19 – Значення індикатора викидів CO, г/ГДж

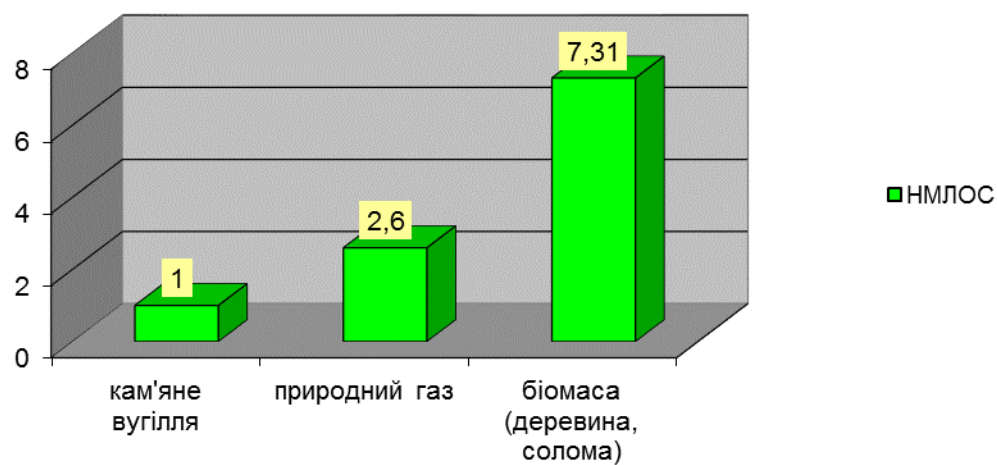


Рис. 3.20 - Значення індикатора викидів NH4-N, г/ГДж

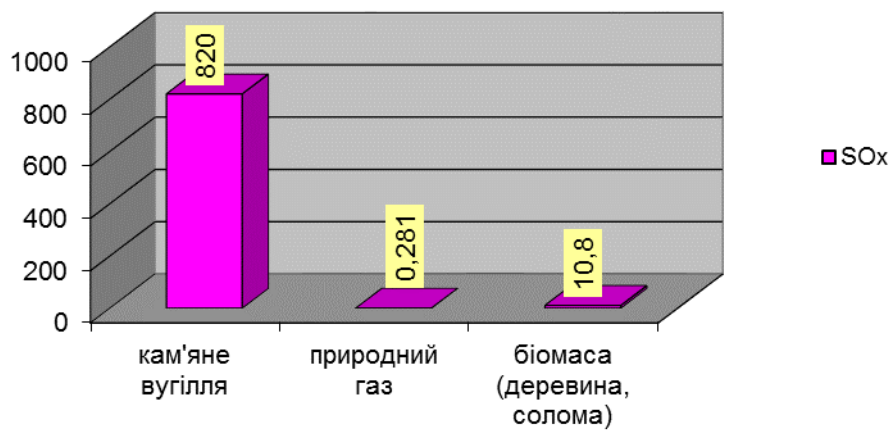


Рис. 3.21 – Значення індикатора викидів SOx, г/ГДж

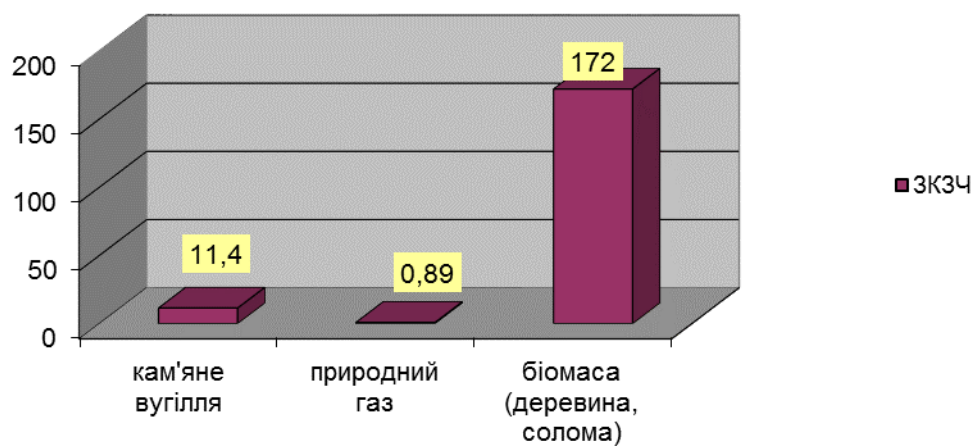


Рис. 3.22 – Значення індикатора викидів ЗКЗЧ, г/ГДж

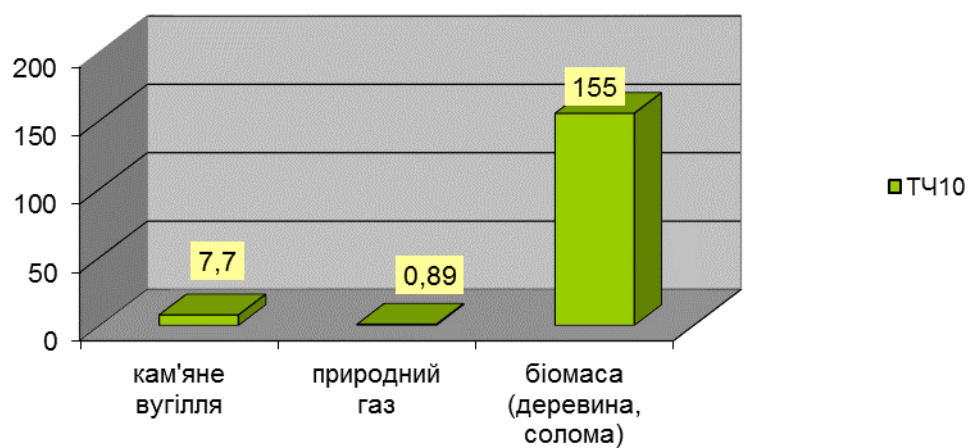


Рис. 3.23 – Значення індикатора викидів ТЧ10, г/ГДж

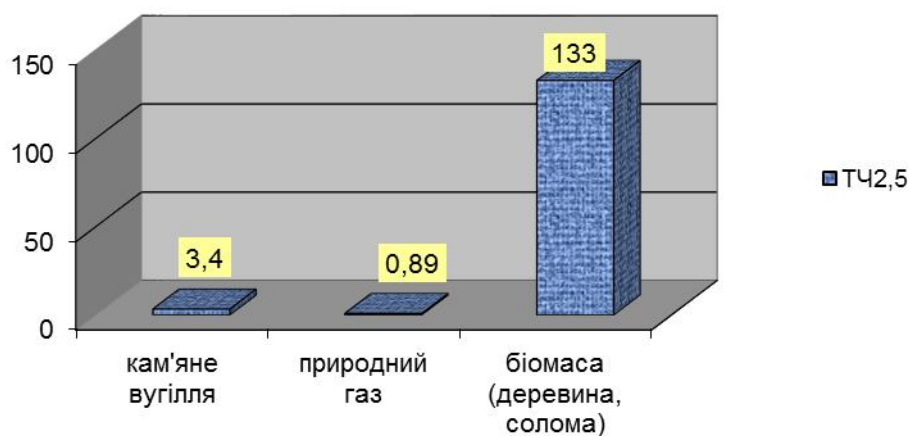


Рис. 3.24 – Значення індикатора викидів ТЧ_{2,5}, г/ГДж

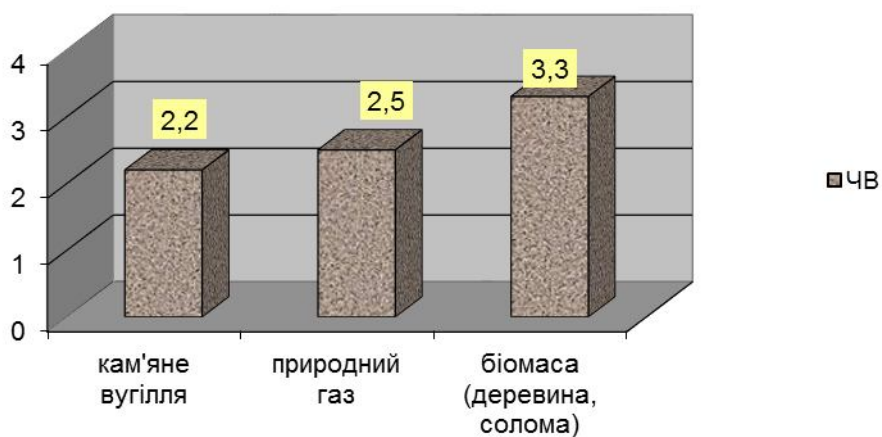


Рис. 3.25 – Значення індикатора викидів ЧВ, %ТЧ_{2,5}

Виконано моделювання та оцінений обсягів емісії шкідливих викидів в атмосферу у разі застосування технологій генерування теплоти в котельній з використанням традиційних та альтернативних видів палива, а саме: вироблення теплоти в котлах на біомасі та відходах деревини, природному газі та кам'яному вугіллі, генерування теплоти в теплонасосних установках з приводом від газопоршневого двигуна (когенераційної установки) на природному газі.

Результати проведеного моделювання проілюстровані на рис. 3.26 – 3.33.

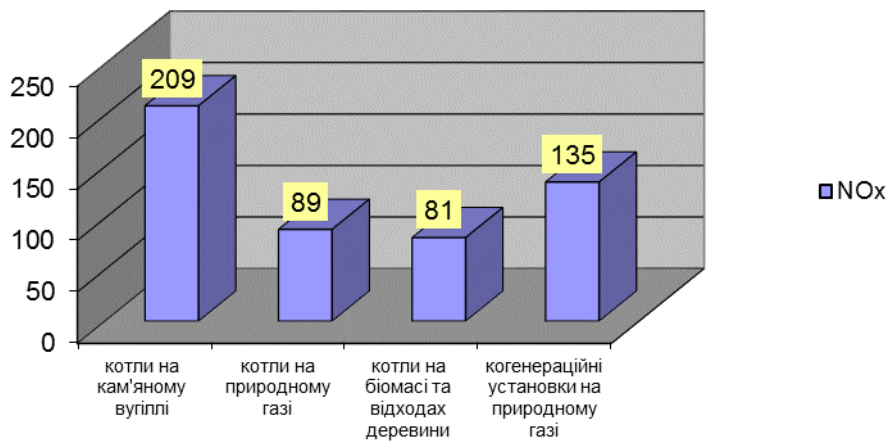


Рис. 3.26– Значення індикатора викидів NOx різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

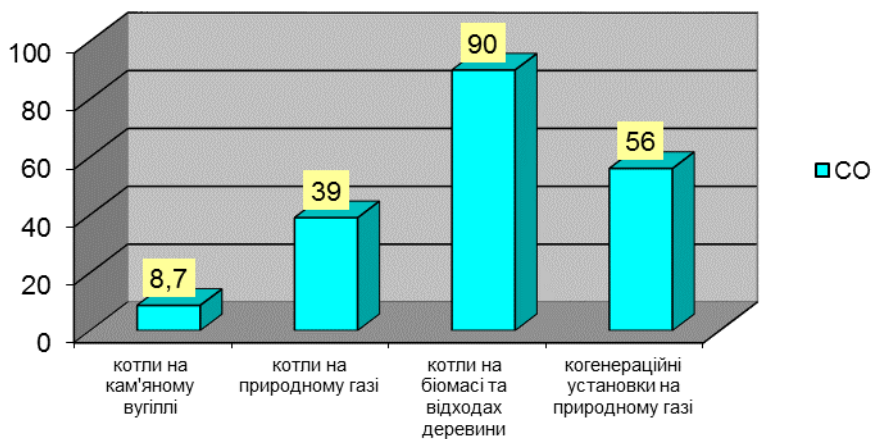


Рис. 3.27 – Значення індикатора викидів CO різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

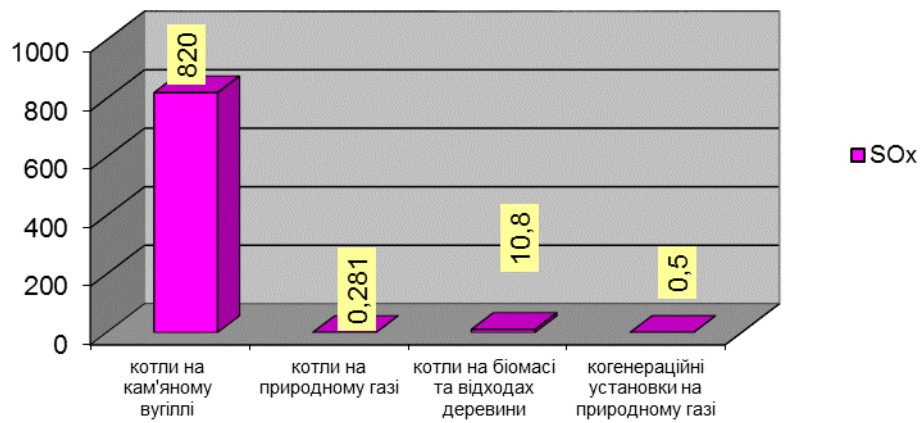


Рис. 3.28 – Значення індикатора викидів SOx різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

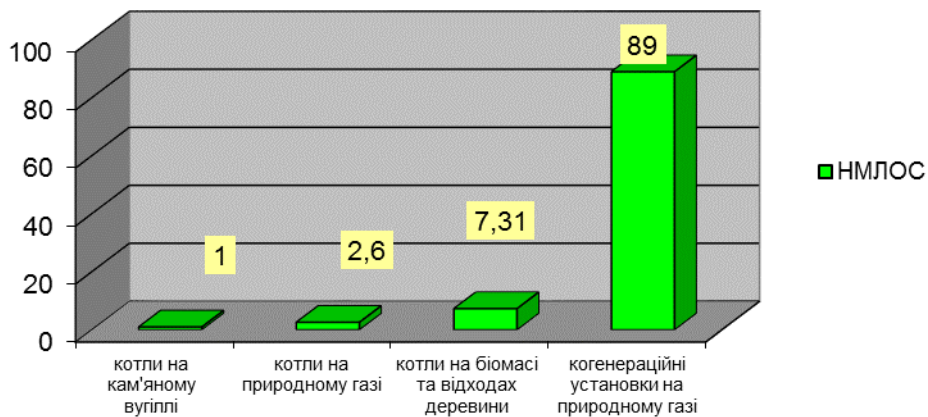


Рис. 3.29 – Значення індикатора викидів НМЛОС різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

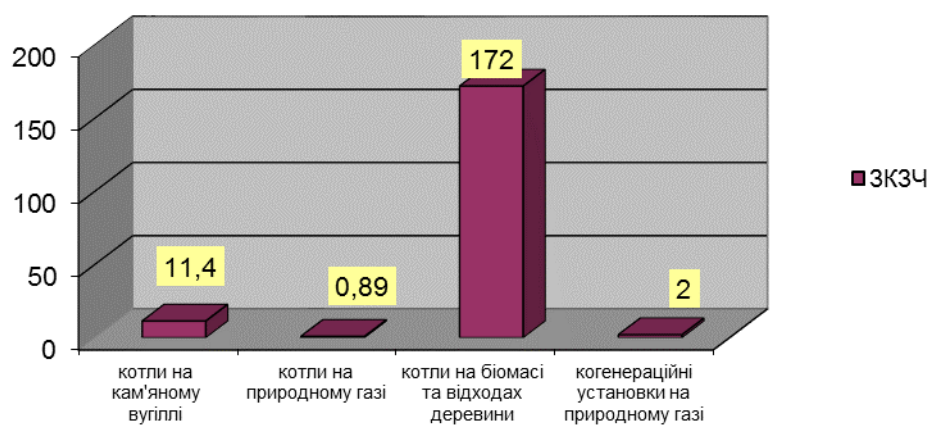


Рис. 3.30 – Значення індикатора викидів ЗКЗЧ різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

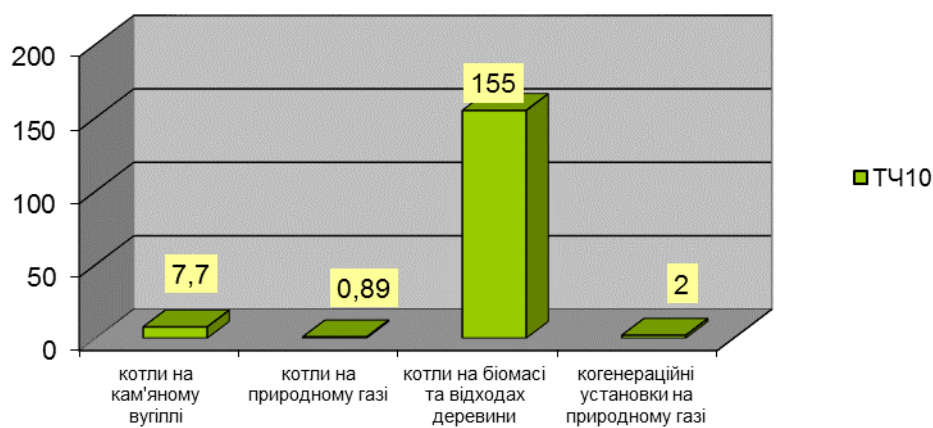


Рис. 3.31 – Значення індикатора викидів ТЧ10 різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

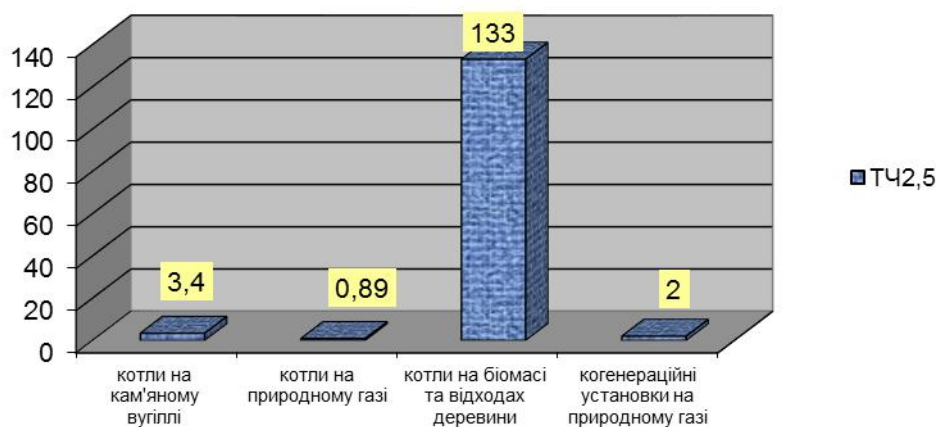


Рис. 3.32 – Значення індикатора викидів ТЧ_{2,5} різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, г/ГДж

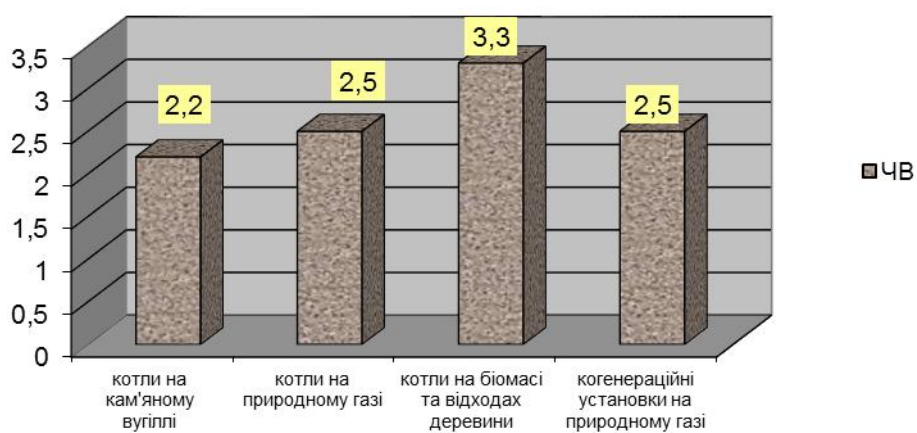


Рис. 3.33 – Значення індикатора викидів ЧВ різних технологій спалювання палива для генерування теплової енергії, %ТЧ_{2,5}

Висновок

В МКР розрахунки показників ефективності нового обладнання ТНУ в тепловій схемі котельні (при роботі в двох режимах) здійснювались з використанням спеціалізованого програмного комплексу SOLKANE Refrigerants 8.0 [72] концерну Solvay.

В МКР здійснювалось моделювання та виконувалась оцінка показників екологічної безпеки варіантів застосування традиційних та альтернативних видів палива в тепловій схемі котельні на основі моделювання у спеціалізованій екологічній програмі «EPA Simplified GHG Emissions Calculator (SGEC)» [37] (розробка Агенції з охорони навколишнього середовища США (EPA)).

4 АНАЛІЗ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВСТАНОВЛЕННЯ НОВОГО ОБЛАДНАННЯ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ

4.1 Визначення капітальних вкладень на модернізацію котельні з КТНУ

Для розрахунку кошторисної вартості обладнання дотримувалися вимог ДСТУ Д 1.1.1 – 2013 „Правила визначення вартості будівництва” і використовували програму “АВК”.

Розділ складається з локального кошторису(таблиця Д.1 в додатку Д) і аналізу економічної ефективності котельні (таблиці 4.1 та 4.2).

Локальний кошторис на влаштування обладнання розрахований в цінах 2021 року на основі підібраних матеріалів та ресурсних елементних кошторисних норм, на основі поточних цін на матеріали та ресурси (таблиця Д.1).

Кошторисна вартість дорівнює $K = 11457,984$ тис. грн.

Кошторисна заробітна плата ЗП = 71,204 тис. грн.

Кошторисна трудомісткість $T = 3,245$ тис. люд -год

Вартість матеріалів, конструкцій, обладнання – $K_{обл} = 11329,381$ тис. грн.

4.2 Техніко-економічні показники проекту

Розраховані за [84 - 86], техніко-економічні показники проекту представлені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Техніко-економічні показники проекту

Показник	Позначення	Одиниця вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Загальна кількість робочих годин котельні	τ_3	год/рік	Задаємося	8760
Кількість робочих годин котельні в перший сезон	τ_1	год/рік	Задаємося	30
Кількість робочих годин котельні в другий сезон	τ_2	год/рік	Задаємося	4246
Кількість робочих годин котельні в третій сезон	τ_3	год/рік	Задаємося	4484
Витрати палива в не модернізованій схемі в перший сезон	V_1	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,22
Витрати палива в не модернізованій схемі в другий сезон	V_2	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,19
Витрати палива в не модернізованій схемі в третій сезон	V_3	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,1
Річна витрата робочого палива в не модернізованій схемі	$V_p^{річ}$	тис.м ³ /рік	$V_p^{річ}=(V_1 \cdot \tau_1 + V_2 \cdot \tau_2 + V_3 \cdot \tau_3) / \tau_{річ}$	4542,2
Витрати палива в модернізованій схемі в перший сезон	$V_1^{мод}$	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,1967

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5
Витрати палива в модернізованій схемі в другий сезон	$B_2^{\text{мод}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,168
Витрати палива в модернізованій схемі в третій сезон	$B_3^{\text{мод}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,0846
Річна витрата робочого палива в модернізованій схемі	$B_p^{\text{мод}}$	тис. $\text{м}^3/\text{рік}$	$B_p^{\text{мод}} = (B_1^{\text{мод}} \cdot \tau_1 + B_2^{\text{мод}} \cdot \tau_2 + B_3^{\text{мод}} \cdot \tau_3) / \tau_{\text{річ}}$	3949,08
Теплота згорання палива	Q_H^p	$\text{МДж}/\text{м}^3$	3 характеристики палива	34
Теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{ну}}^p$	$\text{МДж}/\text{кг}$	Приймаємо	29,3
Річна витрата умовного палива в не модернізованій схемі	$B_y^{\text{річ}}$	тонн/рік	$B_y^{\text{річ}} = \frac{B_p^{\text{річ}} \cdot Q_H^p}{Q_{\text{ну}}^p}$	5270,89
Річна витрата умовного палива в модернізованій схемі	$B_y^{\text{мод}}$	тонн/рік	$B_y^{\text{мод}} = B_p^{\text{мод}} \cdot Q_H^p / Q_{\text{ну}}^p$	4582,55
Потужність споживачів в перший сезон	Q_1	МВт	За попередніми розрахунками	6,5
Потужність споживачів в другий сезон	Q_2	МВт	За попередніми розрахунками	4,45
Потужність споживачів в третій сезон	Q_3	МВт	За попередніми розрахунками	2,5
Річний відпуск теплоти котельнею	$Q_{\text{річ}}$	$\text{ГДж}/\text{рік}$	$Q_{\text{річ}} = (Q_1 \cdot \tau_1 + Q_2 \cdot \tau_2 + Q_3 \cdot \tau_3) \cdot 3,6$	102200,4

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5
Капіталовкладення в ТНУ	$K_{\text{ТНУ}}$	грн.	$K = k \cdot Q_k \cdot n$	4418010
Капіталовкладення в ДВЗ	$K_{\text{ДВЗ}}$	грн.	–	3645000
Капіталовкладення в нове обладнання	$K_{\text{н.о.}}$	грн.	$K_{\text{н.о.}} = K_{\text{ТНУ}} + K_{\text{ДВЗ}}$	8063010
Капіталовкладення в нове обладнання з урахуванням витрат на монтаж	$K_{\text{н.о.}}^{\text{монт.}}$	грн.	Лок. кошторис	16126020
Електрична потужність в не модернізованій схемі в перш. сезон	N_1	кВт	За попередніми розрахунками	74
Електрична потужність в не модернізованій схемі в другий сезон	N_2	кВт	За попередніми розрахунками	74
Електрична потужність в не модернізованій схемі в третій сезон	N_3	кВт	За попередніми розрахунками	28,44
Річні витрати електроенергії в не модернізованій схемі	$N_{\text{річ}}$	кВт·год/рік	$N_{\text{річ}} = N_1 \cdot \tau_1 + N_2 \cdot \tau_2 + N_3 \cdot \tau_3$	443769,6
Ціна електроенергії	Ц_e	грн/(кВт·год)	Приймаємо	2,16
Заробітна плата працівника	$\Phi_{\text{з.п.}}$	грн./місяць	Приймаємо	6419
Витрати на електроенергію в не модернізованій схемі	$C_{\text{ел}}$	грн/рік	$C_{\text{ел}} = \text{Ц}_e \cdot N_{\text{річ}}$	958542

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Електрична потужність в модернізованій схемі в перший сезон	N_{1M}	кВт	За попередніми розрахунками	77
Електрична потужність в модернізованій схемі в другий сезон	N_{2M}	кВт	За попередніми розрахунками	77
Електрична потужність в модернізованій схемі в третій сезон	N_{3M}	кВт	За попередніми розрахунками	37,4
Річні витрати електроенергії в модернізованій схемі	$N_{річ}^M$	кВт·год/рік	$N_{річ}^M = N_{1M} \cdot \tau_1 + N_{2M} \cdot \tau_2 + N_{3M} \cdot \tau_3$	496953,6
Витрати на електроенергію в модернізованій схемі	$C_{ел}^M$	грн/рік	$C_{ел}^M = N_{річ}^M \cdot C_e$	1073419
Амортизаційне відрахування в нове обладнання	$C_{ам}$	грн/рік	$C_{ам} = K_{н.о} \cdot H_a$	1128821
Витрати на поточний ремонт	$C_{пр}$	грн/рік	$C_{пр} = C_{ам} \cdot 0,2$	22576
Затрати на заробітну плату	$C_{з.п.}$	грн/рік	$C_{з.п.} = N_{пр} \cdot \Phi_{з.п.}$	324552
Ціна палива	$C_{пал}$	грн/тис.м ³	Приймаємо	9670
Витрати на паливо в не модернізованій схемі	$C_{п}$	грн/рік	$C_{п} = V_{річна} \cdot C_{пал}$	43923693
Витрати на паливо в модернізованій схемі	$C_{п}^M$	грн/рік	$C_{п}^M = V_p^{MOD} \cdot C_{пал}$	38187610
Ціна води	$C_{в}$	грн/м ³	Приймаємо	12,08
Витрати на воду в модерніз. схемі	$C_{в}^M$	грн/рік	$C_{в}^M = G_{річ}^M \cdot C_{в}$	504757

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Інші витрати до модернізації	$C_{\text{інші}}$	грн/рік	$C_{\text{інші}} = 0,06 \cdot (C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{в}} + C_{\text{з.п}})$	2742693
Інші витрати після модернізації	$C_{\text{інші}}^{\text{м}}$	грн/рік	$C_{\text{інші}}^{\text{м}} = 0,06 \cdot (C_{\text{п}}^{\text{м}} + C_{\text{ел}}^{\text{м}} + C_{\text{в}}^{\text{м}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{з.п.}} + C_{\text{пр}})$	2474504
Експлуатаційні витрати до модернізації	$C_{\text{е}}$	грн/рік	$C_{\text{е}} = C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{в}} + C_{\text{з.п.}} + C_{\text{інші}}$	48454238
Експлуатаційні витрати після модернізації	$C_{\text{е}}^{\text{м}}$	грн/рік	$C_{\text{е}}^{\text{м}} = C_{\text{п}}^{\text{м}} + C_{\text{ел}}^{\text{м}} + C_{\text{в}}^{\text{м}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{з.п.}} + C_{\text{пр}} + C_{\text{інші}}^{\text{м}}$	43716242
Зменшення експлуатаційних витрат	$\Delta C_{\text{е}}$	Млн.грн /рік	$\Delta C_{\text{е}} = C_{\text{е}} - C_{\text{е}}^{\text{м}}$	5,213
Собівартість відпущеної теплоти до модернізації	$CB_{\text{негод}}$	грн/ГДж	$CB_{\text{негод}} = C_{\text{е}} / Q_{\text{річ}}$	474
Собівартість відпущеної теплоти після модернізації	$CB_{\text{год}}$	грн/ГДж	$CB_{\text{год}} = C_{\text{е}}^{\text{м}} / Q_{\text{річ}}$	428
Економічна ефективність	$E_{\text{ф}}$	Млн.грн /рік	$E_{\text{ф}} = (CB_{\text{негод}} - CB_{\text{год}}) \cdot Q_{\text{річ}}$	5,213
Термін окупності	T	рік	$T = K_{\text{н.о.}} / E_{\text{ф}}$	3,09

Визначено основні техніко-економічні показники. Спостерігається зниження собівартості після модернізації теплової схеми, термін окупності становить 3,09 року, також зменшують експлуатаційні витрати після модернізації на 5,213 млн.грн./рік.

Результати розрахунку економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію з КТНУ, показані в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати розрахунку економічної ефективності теплової схеми котельні санаторію з КТНУ

Показник	Позначення	Одиниця вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Загальна кількість робочих годин котельні	τ_3	год/рік	Задаємося	8760
Кількість робочих годин котельні в перший сезон	τ_1	год/рік	Задаємося	30
Кількість робочих годин котельні в другий сезон	τ_2	год/рік	Задаємося	4246
Кількість робочих годин котельні в третій сезон	τ_3	год/рік	Задаємося	4484
Витрати палива в не модернізованій схемі в перший сезон	V_1	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,22
Витрати палива в не модернізованій схемі в другий сезон	V_2	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,19
Витрати палива в не модернізованій схемі в третій сезон	V_3	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,1
Річна витрата робочого палива в не модернізованій схемі	$V_p^{річ}$	тис.м ³ /рік	$V_p^{річ}=(V_1 \cdot \tau_1 + V_2 \cdot \tau_2 + V_3 \cdot \tau_3) / \tau_{річ}$	4542,2
Витрати палива в модернізованій схемі в перший сезон	$V_1^{мод}$	м ³ /с	За попередніми розрахунками	0,1967

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Витрати палива в модернізованій схемі в другий сезон	$B_2^{\text{мод}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,168
Витрати палива в модернізованій схемі в третій сезон	$B_3^{\text{мод}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	За попередніми розрахунками	0,0846
Річна витрата робочого палива в модернізованій схемі	$B_p^{\text{мод}}$	тис. $\text{м}^3/\text{рік}$	$B_p^{\text{мод}} = (B_1^{\text{мод}} \cdot \tau_1 + B_2^{\text{мод}} \cdot \tau_2 + B_3^{\text{мод}} \cdot \tau_3) / \tau_{\text{річ}}$	3949,08
Теплота згорання палива	Q_H^p	$\text{МДж}/\text{м}^3$	3 характеристики палива	34
Теплота згорання умовного палива	$Q_{\text{ну}}^p$	$\text{МДж}/\text{кг}$	Приймаємо	29,3
Річна витрата умовного палива в не модернізованій схемі	$B_y^{\text{річ}}$	тонн/рік	$B_y^{\text{річ}} = \frac{B_p^{\text{річ}} \cdot Q_H^p}{Q_{\text{ну}}^p}$	5270,89
Річна витрата умовного палива в модернізованій схемі	$B_y^{\text{мод}}$	тонн/рік	$B_y^{\text{мод}} = B_p^{\text{мод}} \cdot Q_H^p / Q_{\text{ну}}^p$	4582,55
Потужність споживачів в перший сезон	Q_1	МВт	За попередніми розрахунками	6,5
Потужність споживачів в другий сезон	Q_2	МВт	За попередніми розрахунками	4,45
Потужність споживачів в третій сезон	Q_3	МВт	За попередніми розрахунками	2,5
Річний відпуск теплоти котельнею	$Q_{\text{річ}}$	$\text{ГДж}/\text{рік}$	$Q_{\text{річ}} = (Q_1 \cdot \tau_1 + Q_2 \cdot \tau_2 + Q_3 \cdot \tau_3) \cdot 3,6$	102200,4

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Питомі витрати робочого палива в немодернізованій схемі	b_p	м ³ /ГДж	$b_p = \frac{B_p^{річ}}{Q_{річ}}$	44,44
Питомі витрати умовного палива в немодернізованій схемі	b_y	кг/ГДж	$b_y = \frac{B_y^{річ}}{Q_{річ}}$	51,57
Питомі витрати робочого палива в модернізованій схемі	b_p	м ³ /ГДж	$b_p = \frac{B_p^{річ}}{Q_{річ}}$	38,64
Питомі витрати умовного палива в модернізованій схемі	b_y	кг/ГДж	$b_y = \frac{B_y^{річ}}{Q_{річ}}$	48,44
Капіталовкладення в ТНУ	$K_{ТНУ}$	грн.	$K = k \cdot Q_k \cdot n$	4418010
Капіталовкладення в ДВЗ	$K_{ДВЗ}$	грн.	–	3645000
Капіталовкладення в нове обладнання	$K_{н.о.}$	грн.	$K_{н.о.} = K_{ТНУ} + K_{ДВЗ}$	8063010
Капіталовкладення в нове обладнання з урахуванням витрат на монтаж	$K_{н.о.}^{монт.}$	грн.	$K_{н.о.}^{монт.} = K_{н.о.} \cdot 1,46$	16126020
Електрична потужність в не модернізованій схемі в перш.сезон	N_1	кВт	За попередніми розрахунками	74
Електрична потужність в не модернізованій схемі в друг. сезон	N_2	кВт	За попередніми розрахунками	74

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Електрична потужність в не модернізованій схемі в третій сезон	N_3	кВт	За попередніми розрахунками	28,44
Річні витрати електроенергії в не модернізованій схемі	$N_{річ}$	кВт·год/рік	$N_{річ} = N_1 \cdot \tau_1 + N_2 \cdot \tau_2 + N_3 \cdot \tau_3$	443769,6
Ціна електроенергії	Ц_e	грн/(кВт·год)	Приймаємо	2,16
Заробітна плата працівника	$\Phi_{з.п.}$	грн./місяць	Приймаємо	6419
Витрати на електроенергію в не модернізованій схемі	$C_{ел}$	грн/рік	$C_{ел} = \text{Ц}_e \cdot N_{річ}$	958542
Електрична потужність в модернізованій схемі в перший сезон	$N_{1м}$	кВт	За попередніми розрахунками	77
Електрична потужність в модернізованій схемі в другий сезон	$N_{2м}$	кВт	За попередніми розрахунками	77
Електрична потужність в модернізованій схемі в третій сезон	$N_{3м}$	кВт	За попередніми розрахунками	37,4
Річні витрати електроенергії в модернізованій схемі	$N_{річ}^м$	кВт·год/рік	$N_{річ}^м = N_{1м} \cdot \tau_1 + N_{2м} \cdot \tau_2 + N_{3м} \cdot \tau_3$	496953,6
Витрати на електроенергію в модернізованій схемі	$C_{ел}^м$	грн/рік	$C_{ел}^м = N_{річ}^м \cdot \text{Ц}_e$	1073419

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Амортизаційне відрахування в нове обладнання	$C_{ам}$	грн/рік	$C_{ам} = K_{н.о} \cdot H_a$	1128821
Витрати на поточний ремонт	$C_{пр}$	грн/рік	$C_{пр} = C_{ам} \cdot 0,2$	22576
Затрати на заробітну плату	$C_{з.п.}$	грн/рік	$C_{з.п.} = N_{пр} \cdot \Phi_{з.п.}$	324552
Ціна палива	$\Pi_{пал}$	грн/тис.м ³	Приймаємо	9670
Витрати на паливо в не модернізованій схемі	$C_{п}$	грн/рік	$C_{п} = V_{річна} \cdot \Pi_{пал}$	43923693
Витрати на паливо в модернізованій схемі	$C_{п}^M$	грн/рік	$C_{п}^M = V_p^{MOD} \cdot \Pi_{пал}$	38187610
Витрата води в перший сезон	G_1	кг/с	За попередніми розрахунками	1,96
Витрата води в другий сезон	G_2	кг/с	За попередніми розрахунками	1,5
Витрата води в третій сезон	G_3	кг/с	За попередніми розрахунками	1,55
Ціна води	$\Pi_{в}$	грн/м ³	Приймаємо	12,08
Річна витрата води в діючій схемі	$G_{річ}$	м ³ /рік	$G_{річ} = (G_1 \cdot \tau_1 + G_2 \cdot \tau_2 + G_3 \cdot \tau_3) \times (3600/\rho_{в})$	41784
Витрати на воду в діючій схемі	$C_{в}$	грн/рік	$C_{в} = G_{річ} \cdot \Pi_{в}$	504757
Річна витрата води в модерніз. схемі	$G_{річ}^M$	м ³ /рік	$G_{річ}^M = (G_1 \cdot \tau_1 + G_2 \cdot \tau_2 + G_3 \cdot \tau_3) \times (3600/\rho_{в})$	41784
Витрати на воду в модерніз. схемі	$C_{в}^M$	грн/рік	$C_{в}^M = G_{річ}^M \cdot \Pi_{в}$	504757
Інші витрати до модернізації	$C_{інші}$	грн/рік	$C_{інші} = 0,06 \cdot (C_{п} + C_{ел} + C_{в} + C_{з.п.})$	2742693
Інші витрати після модернізації	$C_{інші}^M$	грн/рік	$C_{інші}^M = 0,06 \cdot (C_{п}^M + C_{ел}^M + C_{в}^M + C_{ам} + C_{з.п.} + C_{пр})$	2474504

Продовження табл. 4.2

1	2	3	4	5
Експлуатаційні витрати до модернізації	C_e	грн/рік	$C_e = C_{\Pi} + C_{ел} + C_{в} + C_{з.п} + C_{інші}$	48454238
Експлуатаційні витрати після модернізації	C_e^M	грн/рік	$C_e^M = C_{\Pi}^M + C_{ел}^M + C_{в}^M + C_{ам} + C_{з.п.} + C_{пр} + C_{інші}^M$	43716242
Зменшення експлуатаційних витрат	ΔC_e	Млн.грн /рік	$\Delta C_e = C_e - C_e^M$	5,213
Собівартість відпущеної теплоти до модернізації	$CB_{негод}$	грн/ГДж	$CB_{негод} = C_e / Q_{річ}$	474
Собівартість відпущеної теплоти після модернізації	$CB_{год.}$	грн/ГДж	$CB_{год.} = C_e^M / Q_{річ}$	428
Економічна ефективність	E_{ϕ}	Млн.грн /рік	$E_{\phi} = (CB_{негод.} - CB_{год.}) \cdot Q_{річ.}$	5,213
Термін окупності	T	рік	$T = K_{н.о.} / E_{\phi}$	2,74

Визначено основні техніко-економічні показники. Спостерігається зниження собівартості теплоти після модернізації теплової схеми, термін окупності нового обладнання становить 2,74 року, також зменшуються експлуатаційні витрати після модернізації на 5,213 млн. грн./рік.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випускній кваліфікаційній роботі досліджується енергоефективність системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками в теплової схемі котельні санаторію. В приміщенні котельні санаторію встановлено водогрійні котли, що призначені для відпуску теплової енергії. На оперативно-ремонтний персонал котельні, згідно ГОСТ 12.0.003-74, діють такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [87 - 90]:

1) фізичні:

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена температура поверхонь обладнання;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- недостатнє природне освітлення;
- підвищений рівень вібрації;
- знижена вологість повітря;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може пройти через тіло людини;
- незахищені рухомі елементи виробничого обладнання.

2) хімічні:

- загальнотоксичні речовини, які діють на нервову систему (окис вуглецю);
- подразнюючі речовини, що діють на очі, ніс, тіло людини (окис азоту, ангідрид сірчаній).

3).психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

Електробезпека

Для живлення обладнання котельні використовується чотирипровідна трифазна електромережа з глухозаземленим нульовим проводом напругою 380 х 220В.

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у цехах підвищеної вологості. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;
- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;
- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) при живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) електрозахисні засоби захисту.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Для зручного і безпечного обслуговування котлів, повинні бути встановлені постійні площадки і сходи з перилами висотою не менше 0,9м з суцільною обшивкою низом не менше 100мм.

Перехідні площадки і сходи повинні мати перила з обох боків. Площадка довжиною 5м повинні мати не менше двох сходів, розміщених в протилежних кінцях. Проходи в котельні повинні мати вільну висоту не менше 2м.

Забороняється встановлення в одному приміщенні з котлами устаткування, що не має прямого відношення до обслуговування або ремонту котлів або до технології гарячої води.

Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура ($t^{\circ}\text{C}$) і відносна вологість повітря (W, %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ($\text{Вт}/\text{м}^2$).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Пб) наведені в табл.5.1.

Таблиця 5.1 – Параметри мікроклімату відповідно до [88]

Період року	Категорія робіт	Допустима температура на робочих місцях, °C		Допустима відносна вологість на постійних та непостійних робочих місцях	Допустима швидкість руху кисню на постійних та непостійних робочих місцях, м/с
		Постійних	Непостійних		
Холодний	Середньої важкості Пб	15-21	13-23	75	не більш 0,4
Теплий	Середньої важкості Пб	16-27	15-29	70 при 25 °C	0,2-0,5

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату у приміщенні влаштовується припливно-витяжна вентиляція.

Склад повітря робочої зони

Котельня працює на природньому паливі. При згоранні газоподібного палива виділяються такі шкідливі речовини, як оксиди вуглецю, оксиди азоту, сірчистий ангідрид та інші.

Інтенсивність теплового опромінювання працюючих від нагрівних поверхонь технологічного обладнання не повинна перевищувати 100 Вт/м² – при випромінюванні не більше 25 % поверхні тіла.

З метою профілактики теплових травм температура зовнішніх поверхонь технологічного обладнання не повинна перевищувати 45 °C.

Концентрація шкідливих речовин у повітрі робочої зони котельні не повинна перевищувати ГДК, згідно із ГОСТ 12.1.005-88. В таблиці 5.2 наведено ГДК шкідливих речовин, що є забруднювачами повітря робочої зони котельні.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери (ГДК)

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Азоту двоокис NO ₂	0,085	0,085	2
Ангідрид сірчаний SO ₂	0,5	0,05	3
Вуглець (окис CO)	3	1	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони у приміщенні влаштовується припливно-витяжна вентиляція.

Освітлення робочої зони

Приміщення котельні санаторію повинно бути забезпечене природнім освітленням, а в нічний час – електричним освітленням.

Місця, які з технічних причин не можна забезпечити природнім освітленням, повинні мати електричне освітлення. Освітленість повинна відповідати ДБН В.2.5-28-2006 “Природне та штучне освітлення”.

Крім робочого освітлення в котельнях повинно бути аварійне електричне освітлення.

Робоче і аварійне освітлення, електричне устаткування і його заземлення повинні відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок.

Характеристика зорової роботи – загальні спостереження за проведенням виробничого процесу (постійне).

Природне освітлення нормується коефіцієнтом природного освітлення – КПО або e :

$$E = E_{\text{вн}} / E_{\text{зов}} \cdot 100\%, \quad (5.1)$$

де $E_{\text{вн}}$ – внутрішня природна освітленість у приміщенні в місці, що розглядається, лк;

$E_{\text{зов}}$ – зовнішня природна освітленість дифузним світлом всього небосхилу, виміряна одночасно з $E_{\text{вн}}$, лк.

Нормоване значення коефіцієнта природної освітленості визначається за формулою:

$$e_N = e_H \cdot m_N \quad (5.2)$$

де e_N – значення КПО;

m_N – коефіцієнт теплового клімату;

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

$$e_N = 2 \cdot 0,9 = 1,8\%$$

Оператори котельні ведуть постійний нагляд за ходом технологічного процесу, слідкують за показаннями приладів. Характеристика зорової роботи персоналу – середньої точності. Контраст об'єкту розпізнавання з фоном – середній, фон – світлий. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, розряд зорової роботи VI, підрозряд «г». При штучному загальному освітлені освітленість – 150 лк, при комбінованому освітлені – освітленість – 300 лк.

В котельній природне освітлення верхнє і бокове. Штучне освітлення машинного залу загальне і здійснюється за допомогою газорозрядних ламп.

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, люмінесцентні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи не-

обхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Світильники з люмінесцентними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

Підлягають обов'язковому обладнанню аварійним освітленням наступні місця:

- а) фронт котлів, а також приходи між котлами, позаду котлів і над котлами;
- б) щити та пульти управління;
- в) водовказівні і вимірювальні прилади;
- г) зольні приміщення;
- д) вентиляторні площадки;
- е) димососні площадки;
- ж) приміщення для баків та деаераторів;
- з) устаткування водопідготовки;
- і) площадки і драбини котлів;
- к) насосні приміщення;

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення грає важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення.

Експлуатація електричних пристроїв включає:

- регулярне очищення віконних проїм будівель від забруднень;
- своєчасну заміну перегорілих ламп і контроль за рівнем напруги в освітлювальній мережі;
- реалізацію заходів, що сприяють зменшенню забруднення скла, як, наприклад, покриття скла спеціальними прозорими плівками, що легко видаляються при очищенні тощо;

- підвищення загального рівня культури експлуатації будівель, що забезпечує чистоту повітря у приміщенні і відсутність викиду в атмосферу пилу, а також регулярне фарбування та побілку.

Очищення скла у приміщеннях, де ведуться роботи з незначними виділеннями пилу, провадяться не рідше одного разу в рік, а побілка стелі і стін приміщень не рідше одного разу в три роки.

Очистку світильників рекомендується проводити не рідше двох разів на місяць. Ця робота може бути доручена тільки електрикам і повинна проводитися при відключеній напрузі в електромережі.

Виробничий шум

Джерелом шуму в приміщенні котельні санаторію, де знаходяться когенерційно-теплоснабжувальні установки, є шум від двигунів і вентиляторів, димососів.

В таблиці 5.3 наведено допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочому місці

Таблиця 4.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку на робочому місці.

Робоче місце	Рівні звуку тиску, в дБ в октавних полосах з середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Діючий рівень звуку в приміщенні становить 76 – 78 (А), що знаходиться в межах норми.

Захист від шуму повинен досягатись розробкою шумобезпечної техніки застосуванням засобів індивідуального захисту, а також будівельно-акустичними методами.

Основні технічні міри по зменшенню шуму:

- правильність проектування масивних фундаментів під віброактивне обладнання (дробилки, сепаратори, нагнітачі) з урахуванням динамічних навантажень;
- ізоляція фундаментів під віброактивне обладнання від несучих конструкцій та інженерних комунікацій;
- застосування віброзатримуючих гнучких вставок на вихлопі з нагнітачів;
- застосування вібропоглинаючого резинового покриття;
- звукоізоляція шумних машин кожухами.

Виробничі вібрації

Джерелом вібрації в першу чергу є насоси, вентиляційні установки, котли для спалювання газу, ГПД. Від працюючого устаткування, системи вентиляції на працюючих може діяти негативний виробничий фактор - вібрація.

Систематичний вплив вібрації призводить до різноманітних порушень здоров'я і може стати причиною погіршення здоров'я. Вона впливає на нервову систему, серце, вестибулярний апарат, може порушити обмін речовин, сон людини і т.д.

Загальна вібрація на виробничій дільниці по джерелу виникнення відноситься до категорії третього типу «а» - технологічна, критерій оцінки - межа зниження продуктивності праці. Ця вібрація діє на операторів стаціонарних машин і обладнання або передається на робочі місця, де немає джерела вібрації.

Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях приведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні полоси з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3^*}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

* В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, $\text{м/с} \cdot 10^{-2}$, в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами боротьби з вібрацією устаткування є зниження вібрації впливом на джерело збудження, відхилення від режиму резонансу, динамічне гасіння коливань. Для зменшення вібрації обладнання встановлюється на гумові віброізолятори.

Існують наступні методи боротьби з вібрацією:

- віброізоляційний захист (зменшення передачі вібрації від джерела збудження за допомогою віброізоляторів);
- віброгасіння (зменшення рівня вібрації від джерела збудження за допомогою введення в систему додаткових реактивних опорів);
- вібропоглинання (застосовується для зменшення вібрації кожухів, коливання яких виникає в резонансовому режимі).

Вентилятори з електроприводом установлені поза будівлями на масивні фундаменти.

Психофізіологічні фактори

а) класи умов праці за показниками важкості праці:

Загальні енергозатрати організму (кГ/м):

Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кГ/(Вт);

При регіональному навантаженні(для чоловіків) - 12 000(40);

При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) - 40 000(80);

Маса вантажу. Що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи:

При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)
- до 60 000;

При регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до30 000;

Статичне навантаження (кГ/с):

Двома руками (чоловіки) – до 70 000;

За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза:

Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни

Нахил тулуба:

Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів;

Переміщення у просторі(переходи задля технологічного процесу) – більше 12

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження:

Зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом;

Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій;

Розподіл функцій за ступенем складності завдання - обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження:

Зосередження (%за зміну) - до 50;

Щільність сигналів (звукові за 1 год) - до 150;

Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80;

Навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності - є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний;

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці:

Тривалість робочого дня - більше 8 год;

Змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

Безпека в надзвичайних ситуаціях.

Оцінка можливих наслідків вибуху газу в разі виходу з ладу газового котла КСВ-5.

Розрахунок надмірного тиску вибуху газоповітряної суміші

Густина газу при розрахунковій температурі $t_p = 26$ °C (згідно завдання) визначається за формулою

$$\rho_{\Gamma} = \frac{M}{V_0 \cdot (1 + 0,00367 t_p)} = \frac{16}{22,413(1 + 0,0036 \cdot 26)} = 0,65 \text{ (кг} \times \text{м}^{-3}\text{)}, \quad (5.3)$$

де M – молярна маса речовини ($M(C_xO_yH_z) = x \cdot M_C + y \cdot M_O + z \cdot M_H$), $\text{кг} \cdot \text{кмоль}^{-1}$ (для CH_4 – $M(\text{CH}_4) = 12 + 4 \cdot 1 = 16$);

V_0 – мольний об'єм, що дорівнює $22,413 \text{ м}^3 \cdot \text{кмоль}^{-1}$.

Стехіометрична концентрація ГГ або парів ЛЗР та ГР, % (об.), що визначається за формулою

$$C_{cr} = \frac{100}{1+4,84 \cdot \beta} = \frac{100}{1+4,84 \cdot 2} = 9,36, \quad (5.4)$$

де $\beta = n_c + \frac{n_H - n_x}{4} - \frac{n_o}{2} = 1 + \frac{4}{4} = 2$ – стехіометричний коефіцієнт кисню в реакції згорання (при розрахунку β атоми азоту не враховуються);
 $n_c=1$, $n_H=4$, $n_o=0$, $n_x=0$ – число атомів С, Н, О та галогенів у молекулі ГГ або парів ГР (робоче паливо – газ метан).

Об'єм газу, що вийшов з апарата

$$V_a = \frac{P_1}{P_0} \cdot V = 0,01 \cdot P_1 \cdot V = 0,01 \cdot 25 \cdot 5,75 = 1,43 \text{ (м}^3\text{)}, \quad (5.5)$$

де $P_1=25$ – тиск газу в апараті, кПа;

$V = 5,75$ – робочий об'єм апарата, м³;

P_0 - атмосферний тиск, що дорівнює 101,3 кПа.

Об'єм газу, що вийшов з трубопроводів

$$V_T = V_{1T} + V_{2T} = 1,3 + 1,5 = 2,8 \text{ (м}^3\text{)}, \quad (5.6)$$

де V_{1T} – об'єм газу, що вийшов з трубопроводу до його перекидання, м³;

V_{2T} – об'єм газу, що вийшов з трубопроводу після його перекидання, м³,

$$V_{1T} = q \cdot \tau = 0,3 \cdot 50 = 1,5 \text{ (м}^3\text{)}, \quad (5.7)$$

де $q=0,3 \text{ м}^3 \cdot \text{с}^{-1}$ – витрата газу, яку визначають згідно з технологічним регламентом залежно від тиску у трубопроводі, його діаметру, температури газового середовища тощо (згідно технічного паспорта обладнання при роботі з максимальним навантаженням);

$\tau = 50 \text{ с}$ – час перекидання у режимі автоматики (згідно завдання);

$$V_{2T} = 0,01 \pi \cdot P_2 (r_1^2 L_1 + r_2^2 L_2 + \dots + r_n^2 L_n) = 0,01 \cdot 3,14 \cdot 25 \cdot 0,105 \cdot 15,8 = 1,3 \text{ (м}^3\text{)}, \quad (5.8)$$

де $P_2 = 25$ – максимальний тиск у трубопроводі за технологічним регламентом, кПа;

$r_1 = 0,105$ – внутрішній радіус трубопроводів, м;

$L_1 = 15,8$ – загальна довжина трубопроводів від аварійного апарата до засувки, м;

$P_0 = 101,3$ – атмосферний тиск, кПа.

Масу газу, що потрапив до приміщення під час розрахункової аварії, визначаємо за формулою

$$m_{\Gamma} = (V_a + V_{\Gamma}) \cdot \rho_{\Gamma} = (1,43 + 2,8) \cdot 0,65 = 2,75 \text{ (кг)}. \quad (5.9)$$

Надлишковий тиск вибуху ΔP для індивідуальних горючих речовин, які складаються з атомів С, Н, О, N, Cl, Br, I, F визначається за формулою

$$\begin{aligned} \Delta P &= (P_{max} - P_0) \cdot \frac{m \cdot Z}{V_{\text{вільн}} \cdot \rho_{\Gamma}} \cdot \frac{100}{C_{\text{ст}}} \cdot \frac{1}{K_n} = \\ &= (900 - 101) \cdot \frac{2,75 \cdot 0,5 \cdot 100}{1785,6 \cdot 0,65 \cdot 9,36 \cdot 3} = 3,4 \text{ (кПа)}, \end{aligned} \quad (5.10)$$

де P_{max} – максимальний тиск вибуху стехіометричної газоповітряної або пароповітряної суміші у замкнутому об'ємі (приймається 900 кПа);

P_0 – початковий тиск, кПа (приймається 101 кПа);

m – маса ГГ або парів ЛЗР та ГР, що потрапили в результаті розрахункової аварії до приміщення, яку визначають для ГГ ;

$Z = 0,5$ – коефіцієнт участі ГГ або парів у вибуху, який може бути розрахований на підставі характеру розподілення газів і парів в об'ємі приміщення;

$V_{\text{вільн}} = 1785,6$ – вільний об'єм приміщення, м³ (згідно завдання);

K_n – коефіцієнт, що враховує негерметичність приміщення й неадіабатичність процесу горіння (приймається $K_n = 3$).

Визначення розмірів зони поширення полум'я

Горизонтальні розміри зони, м, які обмежують область концентрацій, що перевищують нижню концентраційну межу поширення полум'я ($C_{\text{НКМП}}$), обчислюють за формулою

$$R_{\text{НКМП}} = 14,5632 \cdot \left(\frac{m_{\Gamma}}{\rho_{\Gamma} \cdot C_{\text{НКМП}}} \right)^{0,333} = 14,5632 \cdot \left(\frac{2,75}{0,65 \cdot 14} \right)^{0,333} = 9,8 \text{ (м)}, \quad (5.11)$$

де m_{Γ} - маса ГГ, що надійшли до відкритого простору під час аварійної ситуації, кг;

ρ_{Γ} - густина ГГ при розрахунковій температурі й атмосферному тиску, $\text{кг} \cdot \text{м}^{-3}$;

$C_{\text{НКМП}}$ - нижня концентраційна межа поширення полум'я ГГ 14 % (об.).

За початок відліку горизонтального розміру зони приймають зовнішні габаритні розміри апаратів, установок, трубопроводів тощо. У всіх випадках значення $R_{\text{НКМП}}$ повинно бути не менше 0,3 м для ГГ і ЛЗР.

Розрахунок інтенсивності теплового випромінювання внаслідок вибуху

Інтенсивність теплового випромінювання розраховуємо для пожежі «вогненна куля».

Ефективний діаметр «вогняної кулі» D_s , м, визначаємо за формулою

$$D_s = 5,33 \text{ м}^{0,327} = 5,33 \cdot 2,75^{0,327} = 7,42 \text{ (м)}. \quad (5.12)$$

Висоту центра «вогняної кулі» визначаємо

$$H = D_s / 2 = 7,42 / 2 = 3,71 \text{ (м)}. \quad (5.13)$$

Час існування «вогняної кулі» t_s , с, визначаємо за формулою

$$t_s = 0,92 \text{ м}^{0,303} = 0,92 \cdot 2,75^{0,303} = 1,25 \text{ (с)}. \quad (5.14)$$

Відстань від зовнішніх меж кулі до точки на поверхні землі безпосередньо під центром «вогняної кулі»

$$r = \sqrt{D_s^2 + H^2} = \sqrt{7,42^2 + 3,71^2} = 8,3(\text{м}) \quad (5.15)$$

Коефіцієнт пропускання теплового випромінювання крізь атмосферу ψ розраховуємо за формулою:

$$\begin{aligned} \psi &= \exp \left[-7 \cdot 10^{-4} \cdot (\sqrt{r^2 + H^2} - D_s / 2) \right] = \\ &= \exp \left[-7 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\sqrt{(7,6^2 + 3,4^2)} - 6,8 / 2 \right) \right] = 0,98 \end{aligned} \quad (5.16)$$

Кутовий коефіцієнт опромінення

$$\begin{aligned} \psi &= \exp \left[-7 \cdot 10^{-4} \cdot (\sqrt{r^2 + H^2} - D_s / 2) \right] = \\ &= \exp \left[-7 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\sqrt{(8,3^2 + 3,71^2)} - 7,42 / 2 \right) \right] = 0,98 \end{aligned} \quad (5.21)$$

Інтенсивність теплового випромінювання обчислюємо за формулою

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \psi = 450 \cdot 0,075 \cdot 0,98 = 33 \text{ (кВт} \cdot \text{м}^{-2}\text{)}, \quad (5.22)$$

де E_f – середньоповерхнева густина теплового потоку випромінювання полум'я, $\text{кВт} \cdot \text{м}^{-2}$, величину E_f приймаємо рівною $450 \text{ кВт} \cdot \text{м}^{-2}$.

Висновок .У випадку аварії, що може бути спричинена вибухом газоповітряної суміші, надмірний тиск ударної хвилі буде достатнім для слабкого руйнування котельні, тому в котельні необхідно:

– забезпечити дотримання норм експлуатації обладнання;

- забезпечити дотримання всіх норм пожежної безпеки;
- встановити додаткові системи запобігання витоку газу з трубопроводів;
- робоче місце оператора розмістити за межами зони поширення полум'я;
- спроектувати конструкцію будівлі так щоб надмірний тиск ударної хвилі компенсувався за рахунок руйнування даху та віконних прорізів;
- запобігти розміщення в зоні поширення полум'я речовин, що можуть спалахнути за розрахованої інтенсивності теплового випромінювання;
- забезпечити виконання всіх внутрішніх норм і інструкцій безпеки.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуті питання з підвищення ефективності енерговикористання та визначення енергоефективних режимів роботи теплової схеми котельні з використанням когенераційно-теплонасосних установок, виконана оцінка обсягів економії енергоресурсів від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведені дослідження з підвищення ефективності енерговикористання для теплової схеми котельні (на прикладі котельні в селі Писарівка) із використанням КТНУ. Досліджено засоби з підвищення ефективності теплової схеми котельні. Розроблені рекомендації із підвищення ефективності енерговикористання для теплової схеми котельні (на прикладі котельні в селі Писарівка) із застосуванням КТНУ.

Дослідження проведено методом числового експерименту, визначено енергетичну та економічну ефективність теплової схеми котельні з КТНУ. Енергоефективні та економічно обґрунтовані режими роботи теплової схеми котельні з КТНУ визначалися з використанням програми SOLKANE Refrigerants 8.0, адекватність результатів якої підтверджено характеристиками обладнання та холодоагентів за даними фірм-виробників.

В магістерській роботі проведено апробацію методу оцінювання енергоекономічної ефективності когенераційних та теплонасосних установок в схемах водогрійних котелень на основі показників енергетичної та економічної ефективності теплових схем, що здійснено для визначення режимів енергоефективної та енергоекономічної експлуатації теплових схем котельних; дістали подальший розвиток методи прогнозування умов енергоекономічно ефективної інтеграції когенераційних та теплонасосних установок в муніципальну та промислову теплоенергетику України в частині визначення оптимальних енергоекономічних умов застосування.

Встановлено енергетичний та економічний ефект від застосування КТНУ в тепловій схемі котельні в селі Писарівка.

Практичні рекомендації по застосуванню КТНУ в тепловій схемі котельні містять: оцінку ефективності варіантів застосування КТНУ в тепловій схемі котельні, розробку технології монтажу і автоматизації обладнання для обраного варіанту застосування КТНУ в тепловій схемі котельні.

За обраним варіантом модернізації теплової схеми з встановленням КТНУ в тепловій схемі котельні було підібрано теплонасосне та когенераційне обладнання. Передбачено встановлення газопоршневого двигуна-генератора марки ГДГА500 (номінальна потужність електрогенератора 500 кВт) виробництва ТДВ «Первомайськдизельмаш» (Україна); теплового насосу виробництва ЗАТ «Енергія» марки НТ-1000; утилізатора теплоти відхідних газів котла (КТАН-утилізатора) марки КТАН-0,8УГ, насосів фірми GLONG.

У разі застосування обраного варіанту модернізації теплової схеми водогрійної котельні з КТНУ річна економія робочого палива котельнею з КТНУ становитиме 14,4%.

За результатами техніко-економічного аналізу визначено, що капіталовкладення в нове обладнання КТНУ становитимуть 6,99 млн. грн., термін окупності нового обладнання становитиме 2,74 року.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Остапенко О. П., Горбанчук А. О. Варіантний аналіз проектів модернізації котельні в с. Писарівка з використанням альтернативних видів палива та електроенергії // Актуальні проблеми сучасної енергетики: Матеріали Шостої Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених (19 – 21 травня 2021 р., Херсон). – Херсон: ПП «Резнік», 2021. – С. 74-77.
2. Остапенко О. П., Горбанчук А. О. Котельня на альтернативних видах палива в селі Писарівка. Матеріали І науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ–2021) : збірник доповідей. – Вінниця : ВНТУ, 2021. С. 1889-1891.
3. Остапенко О. П., Горбанчук А. О., Кирилюк Є. Р. Аналіз екологічних показників використання традиційних та альтернативних видів палива в котельнях [Електронний ресурс] // Наукове видання матеріалів Міжнародної науково-технічної «Енергоефективність в галузях економіки України» (23 – 25 листопада 2021р., Вінниця). – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/egeu/egeu2021/paper/viewFile/14019/11878>. (Дата звернення 20.11.21).
4. Остапенко О. П. Дослідження енергоекономічної ефективності змінних режимів роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками з використанням теплоти промислових та природних джерел [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, П. Д. Форсюк // Наукові праці ВНТУ. – 2018. – № 2. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/549/533>. (Дата звернення 20.11.21).
5. Остапенко О. П. Варіантний аналіз енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками в тепловій схемі котельні санаторію / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Актуальні проблеми сучасної енергетики: Матеріали Третьої Всеукраїнської науково-практичної інте-

рнет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених (23 – 25 травня 2018 р., Херсон). – Херсон: Херсонський національний технічний університет, 2018. – С. 48 – 50.

6. Остапенко О. П. Техніко-економічне обґрунтування застосування енергоефективної системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою в тепловій схемі котельні санаторію / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Збірник наукових матеріалів XX Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Інновації XXI століття» (25 травня 2018 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2018. – Частина 7. – Технічні науки. – С. 59 – 65.

7. Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти / О. П. Остапенко, І. Ю. Лебідь, В. М. Портнов, // Наукове видання матеріалів регіональної науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (2 січня – 6 червня 2018 р., Вінниця). – Вінниця :ВНТУ, 2018. – С. 152 – 155.

8. Остапенко О. П. Енергоефективна система енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою в тепловій схемі котельні санаторію / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Збірник доповідей VII Всеукраїнської науково-практичної конференції «Ефективні процеси та обладнання хімічних виробництв та пакувальної техніки». – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – С. 30 – 31.

9. Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Електронне наукове видання матеріалів XLVI науково-технічної конференції Вінницького національного технічного університету (22 – 24 березня 2017 р., Вінниця). – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp-2017/paper/view/2875/2248>. (Дата звернення 20.11.21).

10. Остапенко О. П. Система енергозабезпечення з теплонасосними установками для теплової схеми котельні санаторію

/ О. П. Остапенко, В. М. Портнов, В. В. Немировський // Університетська наука-2018 : в 3 т. : тез. доп. міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 23-24 травня 2018 р.). – Маріуполь: ПДТУ, 2018. – Т. 1. – С. 266–267.

11. Остапенко О. П. Оцінка ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками на теплоті вторинних енергоресурсів за умов змінних режимів роботи / О. П. Остапенко, Є. О. Павлович, М. І. Максимов, М. С. Дзюбанчук, В. М. Портнов // Збірник наукових матеріалів XVIII Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Перспективні напрями розвитку науки і техніки» (23 березня 2018 р., м. Вінниця). – Вінниця, 2018. – Частина 2. – Технічні науки. – С. 16 – 22.

12. Остапенко О. П. Аналіз енергоекономічної ефективності системи енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосною установкою на теплоті поверхневих вод / О. П. Остапенко, В. М. Портнов // Збірник доповідей VIII Всеукраїнської науково-практичної конференції «Ефективні процеси та обладнання хімічних виробництв та пакувальної техніки». – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – С. 25-27.

13. Остапенко О. П. Енергоекономічна ефективність систем енергозабезпечення з парокомпресійними теплонасосними установками / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Університетська наука-2017 : в 3 т. : тез. доп. міжнар. наук.-техн. конф. (Маріуполь, 18-19 травня 2017 р.). – Маріуполь: ПДТУ, 2017. – Т. 1. – С. 254–255.

14. Традиційні та нетрадиційні системи енергозабезпечення урбанізованих і промислових територій України : моногр. / Г. Г. Півняк, О. С. Бешта, М. М. Табаченко та ін.; під заг. ред. Г. Г. Півняка. – Д.: Національний гірничий університет, 2013. – 333 с.

15. Низькопотенційна енергетика : навчальний посібник / А. О. Редько та ін.; під ред. Академіка НАНУ А. А. Долинського. – Харків : ТОВ «Друкарня Мадрид», 2016. – 412 с.

16. Upscaling a district heating system based on biogas cogeneration and heat pumps / Richard P. et.al. // Energy, sustainability and society. –2015. – N. 5 (16). – Available at: <https://doi.org/10.1186/s13705-015-0044-x> (Дата звернення 20.11.21).

17. Balancing fluctuating renewable energy generation using cogeneration and heat pump systems [Text] / Mueller S. et.al. // Energy technology. – 2014. – N. 2 (1). – P. 83-89.

18. Теплонасосна енергетика в екологізації паливно-енергетичного комплексу країни: перспективи розвитку та механізми управління : моногр. / О. М. Громова, О. Л. Гетьман, Т. Д. Маркова. – Одеса: ІПРЕЕД НАН України, 2013. – 194 с.

19. Антипов Є. О. Комбінована система енергозабезпечення споживачів з застосуванням традиційних і альтернативних джерел теплоти і акумуляторів енергії / Є. О. Антипов // Енергетика і автоматика. – 2015. – №1. – С. 72 – 81.

20. Билека Б. Д. Экономичность когенерационных и комбинированных когенерационно-теплонасосных установок с газопоршневыми и газотурбинными двигателями / Б. Д. Билека, Р. В. Сергиенко, В. Я. Кабков // Авиационно-космическая техника и технология. – 2010. – № 7 (74). – С. 25 – 29.

21. Преимущества и применение когенерации [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.tedom.com/ru/preimuschestva-ispolzovaniya-kogeneracii/> (Дата звернення 20.11.21).

22. Принцип когенерации. схема когенерационной установки [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.r-kompleks.ru/informaciya/gazoporshnevye-elektrostantsii/printsip-kogeneratsii-skhemu-kogeneratsionnoy-ustanovki/> (Дата звернення 20.11.21).

23. Принцип работы когенерационной установки [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://vchmotors.ru/node/301> (Дата звернення 20.11.21).

24. Когенерация и ее особенности в Украине [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.aeroterm.ua/kogeneratsiya-i-ee-osobennosti-v-ukraine/> (Дата звернення 20.11.21).

25. Принцип работы когенерационной установки [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://vchmotors.ru/node/301> (Дата звернення 20.11.21).

26. Когенерационные установки в системе теплофикации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-1/section-4/4-2/4-2-1> (Дата звернення 20.11.21).

27. Когенерационные станции [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://stock-generator.com.ua/cogeneracionnaya-stanciya/> (Дата звернення 20.11.21).

28. Когенерация и ее особенности в Украине [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.aeroterm.ua/kogeneratsiya-i-ee-osobennosti-v-ukraine/> (Дата звернення 20.11.21).

29. Перспективі розвитку рынка тепловых насосов в Украине [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.nse.com.ua/ru/heat_pump_ukraine_2017.html. (Дата звернення 20.11.21).

30. Анализ перспектив использования тепловых насосов в Украине [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.insolar.com.ua/library/articles/analiz/> (Дата звернення 20.11.21).

31. Кулик М. М. Проблеми і перспективи розвитку теплонасосних технологій в Україні / М. М. Кулик., В. Д. Білодід // Проблеми загальної енергетики . – 2006. – №14. – С. 7–10.

32. Трубаев П. А. Тепловые насосы: учеб. пособие / П. А. Трубаев, Б. М. Гришко. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В. Г. Шухова, 2009. – 142 с.

33. Билека Б. Д. Когенерационно-теплонасосные технологии в схемах горячего водоснабжения большой мощности / Б. Д. Билека, Л. К. Гаркуша // Промышленная теплотехника. – 2012. – Т. 34. – №4. – С. 52-57.

34. Сафьянц С. М. Исследование схемы источника теплоэлектроснабжения с регулированием нагрузок на базе использования тепловых насосов / С. М. Сафьянц, Н. В. Колесниченко, Т. Е. Веретенникова // Промышленная теплотехника. – 2011. – Т. 33. – № 3. – С. 79-85.

35.Ткаченко С. Й. Парокомпресійні теплонасосні установки в системах тепlopостачання. Монографія / С. Й. Ткаченко, О. П. Остапенко. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця. – 2009. – 176 с.

36.Ostapenko O. P. Scientific basis of evaluation energy efficiency of heat pump plants: monograph / O. P. Ostapenko. – Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2016. – 64 p.

37.EPA Simplified GHG Emissions Calculator (SGEC). URL: <https://www.epa.gov/statelocalenergy/local-greenhouse-gas-inventory-tool> (Дата звертання 10.11.21)

38.Ostapenko O. P. Study of energy-economic efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations, using the heat of the industrial and natural sources, in industry and municipal heat power branch of Ukraine / O. P. Ostapenko // Social and Legal Aspects of the Development of Civil Society Institutions: Collective Monograph. Part I. Warsaw: Institute of European Integration, Bmt Eridia Sp. z o. o., 2019, 536 p. – P. 292 – 308.

39.Ostapenko O. P. Analysis of energy, ecological and economic efficiency of steam compressor heat pump installations, as compared with alternative sources of heat supply, with accounting the concept of sustainable development / O. P. Ostapenko // Sustainable Development Under the Conditions of European Integration: Collective monograph / [editorial board Darko Bele, Lidija Weis, Nevenka Maher]. Part II. – Ljubljana: VŠPV, Visoka šola za poslovne vede = Ljubljana School of Business, 2019, 458 p. – P. 312 – 329.

40. Остапенко О. П. Енергетична ефективність теплонасосних станцій з різними джерелами теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Шевченко, О. В. Бакум // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/381/379>. (Дата звернення 20.11.21).

41. Остапенко О. П. Енергоекологічна ефективність теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. О. Валігура, А. Д. Коваленко //

Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/363/361>. (Дата звернення 20.11.21).

42. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок і пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/462/460>. (Дата звернення 20.11.21).

43. Остапенко О. П. Методичні основи з оцінювання енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ.– 2017. – Т. 81. – Вип. 1. – С. 136 – 141.

44. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок і пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/462/460> (Дата звернення 20.11.21).

45. Остапенко О. П. Енергетична ефективність парокомпресійних теплових насосів з електричним та когенераційним приводами [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2014. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/421/419>. (Дата звернення 20.11.21).

46. Остапенко О. П. Енергетичні переваги застосування парокомпресійних теплових насосів з електричним та когенераційним приводами [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/3976/5776>(Дата звернення 20.12.19).

47. Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. В. Лещенко, Р. О. Тіхоненко // Наукові праці ВНТУ.

– 2015. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/454/452>. (Дата звернення 20.11.21).

48. Остапенко О. П. Комплексна оцінка енергетичної ефективності парокompресійних теплонасосних станцій з когенераційним приводом [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/2/2>. (Дата звернення 20.11.21).

49. Остапенко О. П. Енергетична ефективність теплонасосних станцій з різними джерелами теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Шевченко, О. В. Бакум // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/381/379>. (Дата звернення 20.12.19).

50. Енергоекологічна ефективність теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. О. Валігура, А. Д. Коваленко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/363/361>. (Дата звернення 20.11.21).

51. Остапенко О. П. Енергетична, екологічна та економічна ефективність парокompресійних теплонасосних установок у порівнянні з альтернативними джерелами теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. М. Слободянюк // Наукові праці ВНТУ. – 2014. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/399/397>. (Дата звернення 20.11.21).

52. Ostapenko O. P. Spheres of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boilers / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – IV (12). – Issue 110. – 2016. – P. 64-67.

53. Ostapenko O. P. Spheres of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boil-

ers [Electronic resource] / O. P. Ostapenko // Proceedings of the International Scientific and Professional Conference «Natural, Mathematical and Technical science – NaMaTech2016» (11th of December 2016, Budapest). – Available at: <http://scaspee.com/all-materials/-spheres-of-high-energy-efficiency-of-energy-supply-systems-with-cogeneration-heat-pump-installations-of-large-power-and-peak-fuel-fired-boilers-stapenko>. (Дата звернення 20.11.21).

54. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of small power and peak electric boilers in heat supply systems / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – V (13). – Issue 121. – 2017. – P. 77-80.

55. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of small power and peak electric boilers in heat supply systems [Electronic resource] / O. P. Ostapenko // Proceedings of the International Scientific and Professional Conference «Actual Problems of Science and Education APSE2017» (29th of January 2017, Budapest). – Available at: <http://scaspee.com/all-materials/areas-of-high-energy-efficiency-of-energy-supply-systems-with-cogeneration-heat-pump-installations-of-small-power-and-peak-electric-boilers-in-heat-supply-systems-stapenko>. (Дата звернення 20.11.21).

56. Ostapenko O. P. Areas of high energy efficiency of energy supply systems with cogeneration heat pump installations of large power and peak fuel-fired boilers for heat supply systems / O. P. Ostapenko // Science and Education a New Dimension. Natural and Technical Sciences. – V (14). – Issue 132. – 2017. – P. 70-74.

57. Остапенко О. П. Енергетичний, екологічний та економічний аспекти ефективності теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Бакум, А. В. Ющишина // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/371/369>. (Дата звернення 20.11.21).

58. Остапенко О. П. Енергоефективність систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в сис-

темах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/472/470>. (Дата звернення 20.11.21).

59. Остапенко О. П. Області енергоефективної роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/479/478>. (Дата звернення 20.11.21).

60. Остапенко О. П. Області енергоефективної роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 4. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/487/486>. (Дата звернення 20.11.21).

61. Ткаченко С. Й. Розрахунки теплових схем і основи проектування джерел теплопостачання. Навч. посібник / С. Й. Ткаченко, М. М. Чепурний, Д. В. Степанов – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 137 с.

62. Газопоршневий двигун ГДГА500 [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://dieselmash.com.ua/>. (Дата звернення 20.11.21).

63. Теплові насоси ЗАТ «Енергія» [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: http://energy1991.ru/?page_id=56. (Дата звернення 20.11.21).

64. Контактний утилізатор КТАН-0,8УГ [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://goct.info/Data1/41/41822/index.htm>. (Дата звернення 20.11.21).

65. Насоси GLONG [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.glong-motor.com/>. (Дата звернення 20.11.21).

66. Куценко О. С. Синтез автоматизованих систем управління теплоенергетичними установками / О. С. Куценко, С. В. Конохов. – Харків: НТУ «ХП», 2006.

67. Правила виконання робочої документації автоматизації технологічних процесів: ДСТУ Б.А.2.4-3-95. – [Чинний від 1995 -04-06 № 65]. – К.: Держкоммістобудування України, 1995. – 42 с.

68. Борисов, Г.Б. Анализ современных систем автоматизации котельных / Г.Б. Борисов // Теплоэнергетика. – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика». – 2010. – № 6. – С. 2–11.

69. Автоматизація технологічних процесів. Зображення умовні приладів і засобів автоматизації в схемах: ДСТУ Б А.2.4-16:2008. - [Чинний від 2008 -06-27 № 271]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2009. – 14 с.

70. Липатников Г. А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики: Учебное пособие / Г. А. Липатников, М. С. Гузеев. – Владивосток: 2007. – 137 с.

71. Автоматизація котельні. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://ua.textreferat.com> (Дата звернення 20.11.21.)

72. [SOLKANE Refrigerants](https://solkane-refrigerants.software.informer.com/8.0/) 8.0 [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <https://solkane-refrigerants.software.informer.com/8.0/> (Дата звертання 20.11.21).

73. Каталог будівельних машин і інструментів [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <http://powertools.co.nz>. (Дата звернення 20.11.21).

74. ДБН Д.2.4-15-2000. Збірник 15. Внутрішні сантехнічні роботи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 106 с.

75. ДБН Д.2.3-7-99. Збірник 7. Компресорні установки, насоси і вентилятори. – К.: Держстандарт України, 2000. – 47 с.

76. ДБН Д.2.3-6-99. Збірник 6. Теплосилове обладнання. – К.: Держстандарт України, 2000. – 165 с.

77. ДБН Д.2.2-18-99. Збірник 18. Опалення – внутрішнє пристосування. – К.: Держстандарт України, 1999. – 28 с.

78. ДБН Д.2.2-16-99. Збірник 16. Внутрішні трубопроводи. – К.: Держстандарт України, 1999. – 48 с.

79.ДБН Д.2.3-12-99. Збірник 12. Технологічні трубопроводи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 200 с.

80.ДБН Д.2.2-26-1999. Збірник 26. Теплоізоляційні роботи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 51 с.

81.Технічні характеристики автомобілів [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <http://interdalnoboу.com/gruzoviki/> (Дата звернення 20.11.21).

82.ДСТУ Б В.2.5-44:2010 “Проектування системи опалення будівель з тепловими насосами”.

83. Програма SOLKANE SoftWare 8.0. – Режим доступу: <https://solkane-refrigerants.software.informer.com/8.0/> (Дата звернення 20.11.21).

84. Програма CoolPack1.5. – Режим доступу: <https://coolpack.software.informer.com/1.5/> (Дата звернення 20.11.21).

85.Остапенко О. П. Методичні основи з оцінювання енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ.– 2017. – Т. 81. – Вип. 1. – С. 136 – 141.

86. Остапенко О. П. Методичні основи з комплексного оцінювання енерго-еколого-економічної ефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2017. – № 3. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/515/507>. (Дата звернення 20.11.21)

87. Остапенко О. П. Методичні основи комплексного оцінювання енергетичної ефективності парокомпресійних теплонасосних станцій з електричним та когенераційним приводом / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ. – 2015. – Вип. 47. – Т. 2. – С. 157 – 162.

88.НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів».

89.Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень: ДСН 3.3.6.042-99. – введ. 2009-12-01. – К.: МОЗ України, 2009. – 12 с.

90. Природне і штучне освітлення: ДБН В.2.5-28-2006. – введ. 2006-05-15. – К.:Мінбуд України, 2006. – 78 с.

91. Санітарні норми виробничого шуму, інфразвуку та ультразвуку: ДСН 3.3.6-037-99. – введ. 2009-10-05. – К., 2009. – 28 с.

ДОДАТКИ

Додаток А
(обов'язковий)

ЗАТВЕРДЖЕНО

В. о. завідувача кафедри ТЕ

_____ Д.В.Степанов
“ _____ ” _____ 2021 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
до магістерської кваліфікаційної роботи

«ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ
В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ»

за спеціальністю

144 – теплоенергетика

08-11.МКР.002.00.00.000 ТЗ

Керівник магістерської
кваліфікаційної роботи

_____ к.т.н. доц. Остапенко О. П.
“ _____ ” _____ 2021 р.

Розробив студент гр.ТЕ–20м

_____ Горбанчук А. О.
“ _____ ” _____ 2021 р.

1 Найменування і область використання продукції

Когенераційна теплонасосна установка в тепловій схемі призначена для забезпечення потреб опалення та гарячого водопостачання споживачів.

Застосування КТНУ забезпечує зменшення питомої витрати палива та дозволяє здійснити реконструкцію енергетики і розв'язати екологічні проблеми найбільш дешевим для економіки країни способом.

2 Основа для виконання робіт

Основою для виконання робіт є індивідуальне завдання на магістерську кваліфікаційну роботу, вихідні дані з підприємства, наказ ректора ВНТУ про затвердження теми МКР №277 від 24.09.2021 р.

3 Мета та призначення розробки

Метою проектування є підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні в с. Писарівка) з використанням теплонасосних технологій, обґрунтування енергоефективних, екологічно безпечних та економічно обґрунтованих режимів роботи котельні з використанням нового обладнання, оцінка обсягів економії паливно-енергетичних ресурсів, підвищення екологічної безпеки та оцінка економії коштів від запропонованої модернізації в тепловій схемі котельні (на прикладі котельні в с. Писарівка).

Аналіз і визначення показників роботи діючої теплової схеми котельні. Розробка варіантів застосування та вибір джерел теплоти для когенераційної теплонасосної установки, які включають в себе: аналіз можливих проектних рішень; визначення на підставі багатоваріантного аналізу оптимального варіанту застосування когенераційної теплонасосної установки; вибір основного і допоміжного обладнання когенераційної теплонасосної установки.

4 Джерела розробки

Основою для розробки є індивідуальне завдання на магістерську кваліфікаційну роботу, дані багатьох літературних джерел та інші технічні матеріали про ефективність застосування когенераційних теплонасосних установок на підприємствах муніципальної енергетики.

4.1 Ткаченко С. Й. Парокомпресійні теплонасосні установки в системах тепlopостачання. Монографія / С. Й. Ткаченко, О. П. Остапенко. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця. – 2009. – 176 с.

4.2 Остапенко О. П. Енергетична ефективність систем енергозабезпечення на основі комбінованих когенераційно-теплонасосних установок і пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 1. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/462/460>. (Дата звертання 27.09.21).

4.3 Остапенко О. П. Показники енергоекономічної ефективності систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок та пікових джерел теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, В. М. Портнов, А. Д. Волошин // Електронне наукове видання матеріалів XLVI науково-технічної конференції Вінницького національного технічного університету (22 – 24 березня 2017 р., Вінниця). – Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp-2017/paper/view/2875/2248>. (Дата звертання 27.09.21).

4.4 Остапенко О. П. Наукові основи з оцінювання систем енергозабезпечення на основі когенераційно-теплонасосних установок / О. П. Остапенко // Актуальні проблеми енергетики та екології: матеріали XVI Всеукраїнської науково-технічної конференції (5 – 7 жовтня 2016 р., м. Одеса). – Херсон : ФОП Грінь Д. С., 2016. – С. 15 – 17.

4.5 Остапенко О. П. Методичні основи комплексного оцінювання енергетичної ефективності парокомпресійних теплонасосних станцій з електричним та когенераційним приводом / О. П. Остапенко // Наукові праці ОНАХТ. – 2015. – Вип. 47. – Т. 2. – С. 157 – 162.

4.6 Ostapenko O. P. Scientific basis of evaluation energy efficiency of heat pump plants: monograph / O. P. Ostapenko. – Saarbrücken, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2016. – 62 p.

4.7 Остапенко О. П. Комплексна оцінка енергетичної ефективності парокompресійних теплонасосних станцій з когенераційним приводом [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2015. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/2/2>. (Дата звертання 27.09.21).

4.8 Остапенко О. П. Енергетична ефективність теплонасосних станцій з різними джерелами теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Шевченко, О. В. Бакум // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 4. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/381/379>. (Дата звертання 27.09.21).

4.9 Остапенко О. П. Енергоекологічна ефективність теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти за умови змінних режимів роботи [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, І. О. Валігура, А. Д. Коваленко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/363/361>. (Дата звертання 27.09.21).

4.10 Остапенко О. П. Енергетична, екологічна та економічна ефективність парокompресійних теплонасосних установок у порівнянні з альтернативними джерелами теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. М. Слободянюк // Наукові праці ВНТУ. – 2014. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/399/397>. (Дата звертання 27.09.21).

4.11 Остапенко О. П. Енергетичний, екологічний та економічний аспекти ефективності теплонасосних станцій на природних та промислових джерелах теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко, О. В. Бакум, А. В. Ющишина // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 3. – Режим доступу до журн.:

<http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/371/369>. (Дата звертання 27.09.21).

4.12 Остапенко О. П. Енергоефективність систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 2. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/472/470>. (Дата звертання 27.09.21).

4.13 Остапенко О. П. Області енергоефективної роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 3. – Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/479/478>. (Дата звертання 27.09.21).

4.14 Остапенко О. П. Області енергоефективної роботи систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками та піковими джерелами теплоти в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2016. – № 4. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/487/486>. (Дата звертання 27.09.21).

4.15 Остапенко О. П. Області високої енергоефективності систем енергозабезпечення з когенераційно-теплонасосними установками малої потужності та паливними котлами в системах теплопостачання [Електронний ресурс] / О. П. Остапенко // Наукові праці ВНТУ. – 2017. – № 1. – Режим доступу до журн.: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/499/496>. (Дата звертання 27.09.21).

5 Технічні вимоги

Температура води в подавальному трубопроводі на виході з котельні $t_{\text{пр}} = 90^{\circ}\text{C}$.

Температура води в зворотному трубопроводі на вході в котельню $t_{\text{зв}} = 70^{\circ}\text{C}$

Необхідна потужність опалення $Q_{\text{оп}} = 1,4 \text{ МВ}$.

Необхідна потужність гарячого водопостачання $Q_{\text{гвп}} = 0,34 \text{ МВт}$.

Паливо – природній газ; теплота згорання палива $Q^{\text{н}}_{\text{р}} = 34,82 \text{ МДж/м}^3$.

6 Економічні показники

Створення об'єкту повинно вестись з малими витратами праці та з мінімальними затратами виробництва. Слід проаналізувати декілька варіантів застосування когенераційної теплонасосної установки і вибрати оптимальний на підставі техніко-економічних розрахунків, здійснити економічне обґрунтування доцільності застосування когенераційної теплонасосної установки за оптимальним варіантом, визначивши річні витрати палива, визначити економію палива. Проаналізувати техніко-економічні показники роботи когенераційної теплонасосної установки в тепловій схемі котельні та визначити термін окупності капіталовкладень на будівництво установки.

7 Стадії та етапи розробки

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів МКР	Строк виконання етапів МКР	<u>При- мітка</u>
1	Аналітичний літературний огляд технологій з підвищення ефективності енерговикористання	27.09.21 – 21.10.21	
2	Дослідження ефективності використання традиційних та альтернативних видів палива в тепловій схемі котельні. Методика та результати досліджень	1.10.21 – 21.10.21	
3	Практичні рекомендації з підвищення ефективності енерговикористання в тепловій схемі водогрійної котельні	22.10.21– 26.11.21	
4	Аналіз економічної ефективності встановлення нового обладнання в тепловій схемі котельні	15.11.21 – 30.11.21	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.12.21– 14.12.21	
6	Нормоконтроль МКР	14.12.21– 15.12.21	

Дата видачі завдання 27.09.2021 р.

Крайні терміни виконання 14.12.2021 р.

8 Порядок контролю та прийняття

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється керівником МКР, згідно з графіком виконання. Прийняття МКР здійснюється ЕК, затвердженою наказом ректора ВНТУ, згідно з графіком захисту.

9 Корегування технічного завдання допускається з дозволу керівника МКР.

Додаток Б
(довідковий)

**ЕФЕКТИВНІСТЬ ВАРІАНТІВ ЗАСТОСУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ
ТЕПЛОНАСОСНИХ УСТАНОВОК В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ**

Застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в другому та третьому сезоні у разі використання 45 % потужності теплоти відхідних газів

В таблиці Б.1 наведені результати розрахунку теплового насосу в тепловій схемі для роботи в двох сезонах, проведеного по методиці з [47-49].

Таблиця Б.1 – Результати розрахунку у разі використання 45 % потужності теплоти відхідних газів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Періоди роботи ТНУ (сезон)	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Температура конденсації холодоагента	t_k	°С	Задаємось	70	
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = h''_1 - \Theta_n$	25	3
Температура води на вході в випарник	t_b^I	°С	Приймаємо	45	15
Температура води на виході з випарника	t_b^{II}	°С	Приймаємо	30	8
Величина недогріву	q_n	°С	Приймаємо	5	
Величина перегріву	q	°С	Приймаємо	7	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг		4,19	
Температура	t_1	°С	$t_1 = t_{\text{вип}} + \Theta_{\text{п}}$	32	10
Ентальпія	h_1	кДж/кг	з [45]	411	398
Ентальпія	h_1^I	кДж/кг	з [45]	419	405
Ентальпія	h_{2a}	кДж/кг	з [45]	445	446
Ентальпія	h_3	кДж/кг	з [45]	305	305

Продовження табл. Б.1

1	2	3	4	5	6
Ентальпія	h_4	кДж/кг	$h_4 = h'_3 = h_3 - q_{по}$	297	298
ККД компресора	η_{oi}^{KM}	-	Приймаємо	0,75	0,75
ККД теплообмін.	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,980	0,980
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,950	0,950
Питома потужність переохолодника	$q_{по}$	кДж/кг	$q_{по} = h'_1 - h_1$	8	7
Адіабатний тепलोперепад в компр.	H_a	кДж/кг	$H_a = h_{2a} - h'_1$	26	41
Робочий тепलोперепад	H_p	кДж/кг	$H_p = H_a / \eta_{oi}^{KM}$	34,67	54,67
Ентальпія точки 2	h_2	кДж/кг	$h_2 = h_{2a} + H_p$	453,67	459,67
Питома теплота, яка відводиться з конденсатора	q_k	кДж/кг	$q_k = h_2 - h_3$	148,67	154,67
Питома теплота, яка підводиться у випарник	q_b	кДж/кг	$q_b = h_1 - h_4$	114	100
Теплова потужність ТНУ	Q_k	кВт	3 розрахунку	977	978
Витрата холодоагента	$G_{ха}$	кг/с	$G_{ха} = Q_{тну} / q_k \times \eta_{то}$	6,59	6,60
Коефіцієнт перетворення	φ	-	$\varphi = Q_{тну} / N_{км}$	4,061	2,57
Потужність компресора	N_k	кВт	$N_{км} = G_{ха} \times H_p / \eta_{ем}$	240,63	379,67
Потужність випарника	Q_b	кВт	$Q_b = Q_{тну} - N_{км}$	736,7	646,6
Витрата води у випарнику	G_b	кг/с	$G_b = Q_b / C_p \times (t'_b - t''_b) \times \eta_{то}$	11,96	22,49
Витрата води в конденсаторі	G_k	кг/с	3 розрахунку	10,77	8,64

Отже, теплова потужність ТНУ становить: для другого сезону 977 кВт; для третього сезону 978 кВт. Потужність компресора для другого сезону 240,63 кВт; для третього сезону 379,67 кВт.

Результати розрахунку двигуна внутрішнього згорання (ДВЗ) та потужності утилізаторів, проведеного по методиці з [45-49], показані в таблиці Б.2.

Таблиця Б.2– Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону роботи ТНУ	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива	b_y	кг/кВт·год	З розрахунку	0,35	
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1м ³ робочого палива	V^0	м ³ /м ³	З розрахунку	9,52	
Густина повітря	$\rho_{пов}$	кг/м ³	Приймаємо	1,165	
Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	З розрахунку	2,1	
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{ГПД}$	МВт	З розрахунку	0,241	0,380

Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5	6
Питома теплоємність газів після ДВЗ	C_{pg}	кДж/кг·К	Приймаємо	1,125	
ККД теплообмінника	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,98	
Теплота згорання робочого палива	$Q_{н}^p$	МДж/м ³	Приймаємо	34	
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{н}^y$	МДж/кг	Приймаємо	29,3	
Температура відхідних газів після ДВЗ	t_d	°С	Приймаємо	475	
Температура відхідних газів після утилізатора	t_{yt}	°С	З розрахунку теплообмінника	140	
Температура води на вході в утилізатор	t_2	°С	З розрахунку теплообмінника	40	
Температура води на виході з утилізатора	t_1	°С	З розрахунку теплообмінника	110	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг·К	Приймаємо	4,19	
Ефективний ККД ДВЗ	η_{ef}	-	$\eta_{ef}=0,123/ b_y$	0,351	
Ефективний ККД ДВЗ	η_{ef}	-	$\eta_{ef}=0,123/ b_y$	0,351	

Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива на дизельгенератор	b_{y^d}	кг/с	$b_{y^d} = 0,123 / \eta_d$	0,368	
Теоретична маса повітря для спалювання 1 м^3 палива	M_0	кг/м ³	$M_0 = V_0 \cdot \rho$	11,091	
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг/м ³	$M_{\text{сум}} = 1 + \alpha \cdot M_0$	24,291	
Витрата умовного палива на ДВЗ	B_{y^d}	кг/с	$B_{y^d} = b_{y^d} \cdot N_{\text{ДВЗ}} / 3600$	0,029	
Витрата робочого палива на ДВЗ	B_{p^d}	м ³ /с	$B_{p^d} = B_{y^d} \cdot Q_{\text{н}^p}^p / Q_{\text{н}}^p$	0,025	
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}} = B_{p^d} \cdot M_{\text{сум}}$	0,515	0,812
Потужність утилізатора відхідних газів	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$Q_{\text{ут}} = G_{\text{вг}} \cdot C_p \times (t_d - t_{\text{ут}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,190	0,223
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}} = 0,2 \cdot B_{p^d} \times Q_{\text{н}^p}^p \cdot \eta_{\text{то}}$	0,141	0,223
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$\Sigma Q_{\text{ут}} = Q_{\text{ут}} + Q_{\text{ох}}$	0,331	0,523

Продовження табл. Б.2

1	2	3	4	5	6
Масова витрата води через утилізатор	G_{yt}	кг/с	$G_{yt} = Q_{yt} / (t_2 - t_1)$	1,15	1,77
Загальна потужність ТНУ з ДВЗ	ΣQ	кВт	$\Sigma Q = Q_{тну} + Q_{двз}$	1308,7	1500,9

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ становить: для другого сезону 0,025 м³/с; для третього сезону 0,025 м³/с. Загальна потужність ТНУ з ДВЗ складає: для другого 1308,7 кВт; для третього 1500,9 кВт.

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, проведеного по методиці з [47-49], наведені в таблиці Б.3

Таблиця Б.3– Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = Q_k - \Sigma Q$	4,58	1,59
Витрата робочого палива на котел	V_{pk}	м ³ /с	$V_{pk} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,14	0,05
Загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі	$V_{icн}$	м ³ /с	З розрахунку	0,19	0,1

Продовження табл. Б.3

1	2	3	4	5	6
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{\text{ДВЗ}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	З розрахунку ДВЗ	0,021	0,0334
Загальна витрата палива на котельню з ТНУ	V_3	$\text{м}^3/\text{с}$	$V_3 = V_{\text{к}} + V_{\text{ДВЗ}}$	0,16	0,085
Економія палива за рахунок модернізації	ΔB	%	$\Delta B = ((V_{\text{існ}} - V_3) / V_{\text{існ}}) \cdot 100$	11,76	15,43
Загальна кількість робочих годин котельні	τ_3	год	З розрахунку котельні	8760	
Кількість робочих годин котельні в перший сезон	τ_1	год	З розрахунку котельні	30	
Кількість робочих годин кот. в другий сезон	τ_2	год	З розрахунку котельні	4246	
Кількість робочих годин котельні в третій сезон	τ_3	год	З розрахунку котельні	4484	

Продовження табл. Б.3

1	2	3	4	5	6
Середньо річна економія палива	$\Delta B_{\text{річ}}^{\text{сер}}$	%	$\Delta B_{\text{р}}^{\text{сер}}_{\text{річ}} = (\Delta B^{\text{м}} \times \tau_{\text{м}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{о}} \times \tau_{\text{о}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{л}} \cdot \tau_{\text{л}}) / \tau_{\text{річ}}$	13,63	

Отже, теплова потужність котельні становить для другого сезону 4,58; для третього сезону – 1,59 кВт. Середньорічна економія палива становить 13,63% . Економія палива за рахунок модернізації складає : для другого сезону 11,76%; для третього 15,43%.

Застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в другому та третьому сезонах у разі використання 55 % потужності теплоти відхідних газів.

Розрахунки застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в першому та другому сезонах, що проведені за методикою з [45-49], наведені в таблиці Б.4.

Таблиця Б.4– Результати розрахунку ТНУ у разі використання 55 % потужності теплоти відхідних газів.

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Періоди роботи ТНУ	
				сезон 1	сезон 2
1	2	3	4	5	6
Температура конденсації холодоагента	$t_{\text{к}}$	°С	Задаємось	70	
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = h''_1 - \Theta_{\text{н}}$	25	3
Температура води на вході в випарник	$t_{\text{в}}^{\text{I}}$	°С	Приймаємо	45	15

Продовження табл. Б.4

1	2	3	4	5	6
Температура води на виході з випарника	$t_{в}^{II}$	°С	Приймаємо	30	8
Величина недогріву	$q_{н}$	°С	Приймаємо	5	
Величина перегріву	q	°С	Приймаємо	7	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг		4,19	
Температура	t_1	°С	$t_1 = t_{вип} + \Theta_{п}$	32	10
Ентальпія	h_1	кДж/кг	3 [45]	411	398
Ентальпія	h_1^I	кДж/кг	3 [45]	419	405
Ентальпія	h_{2a}	кДж/кг	3 [45]	445	446
Ентальпія	h_3	кДж/кг	3 [45]	305	
Ентальпія	h_4	кДж/кг	$h_4 = h'_3 = h_3 - q_{по}$	297	298
ККД компресора	η_{oi}^{KM}	-	Приймаємо	0,75	
ККД теплооб.	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,980	
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	
Питома потужність переохолодника	$q_{по}$	кДж/кг	$q_{по} = h'_1 - h_1$	8	7
Адіабатний теплоперепад в компресорі	H_a	кДж/кг	$H_a = h_{2a} - h'_1$	26	41
Робочий теплоперепад	H_p	кДж/кг	$H_p = H_a / \eta_{oi}^{KM}$	34,67	54,67
Ентальпія точки 2	h_2	кДж/кг	$h_2 = h_{2a} + H_p$	453,67	459,67
Питома теплота, яка відводиться з конденсатора	q_k	кДж/кг	$q_k = h_2 - h_3$	148,67	154,67
Питома теплота, яка підводиться у випарник	q_v	кДж/кг	$q_v = h_1 - h_4$	114	100
Теплова потужність ТНУ	Q_k	кВт	3 розрахунку	1166	978

Продовження табл. Б.4

1	2	3	4	5	6
Витрата холодоагента	$G_{ха}$	кг/с	$G_{ха} = Q_{ТНУ} / q_k \times \eta_{ГО}$	7,87	6,60
Коефіцієнт перетворення	φ	-	$\varphi = Q_{ТНУ} / N_{КМ}$	4,06	2,57
Потужність компресора	$N_{к}$	кВт	$N_{КМ} = G_{ха} \times H_p / \eta_{ем}$	287,16	379,67
Потужність випарника	$Q_{в}$	кВт	$Q_{в} = Q_{ТНУ} - N_{КМ}$	879,16	646,6
Витрата води у випарнику	$G_{в}$	кг/с	$G_{в} = Q_{в} / C_p \times (t'_{в} - t''_{в}) \times \eta_{ГО}$	14,27	22,49
Витрата води в конденсаторі	$G_{к}$	кг/с	З розрахунку	12,86	8,64
Температура води на вході в випарник	$t_{в}^I$	°С	Приймаємо	45	15

Отже, теплова потужність ТНУ становить: для другого сезону 1166 кВт; для третього сезону 978 кВт. Потужність компресора складає: для другого сезону 287,16 кВт; для третього сезону 379,67 кВт. Потужність випарника для другого сезону – 879,16 кВт; для третього сезону – 646,6 кВт.

Результати розрахунку ДВЗ та потужності утилізаторів, проведеного по методиці з [44-45], показані в таблиці Б.5

Таблиця Б.5– Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	сезон 1	сезон 2
1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива	b_y	кг/кВт·год	З розрахунку	0,35	
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1м ³ робочого палива	V^0	м ³ /м ³	З розрахунку	9,52	
Густина повітря	$\rho_{пов}$	кг/м ³	Приймаємо	1,165	
Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	З розрахунку	2,1	
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{ГПД}$	МВт	З розрахунку	0,337	
Питома теплоємність газів після ДВЗ	$C_{рг}$	кДж/кг·К	Приймаємо	1,25	
ККД теплообмінника	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,98	
Теплота згорання робочого палива	$Q_{н^p}$	МДж/м ³	Приймаємо	34	

Продовження табл. Б.5

1	2	3	4	5	6
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{нy}$	МДж/кг	Приймаємо	29,3	
Температура відхідних газів після ДВЗ	t_d	°С	Приймаємо	475	
Температура відхідних газів після утилізатора	t_{yt}	°С	З розрахунку теплообмінника	140	
Температура води на вході в утилізатор	t_2	°С	З розрахунку теплообмінника	40	38
Температура води на виході з утилізатора	t_1	°С	З розрахунку теплообмінника	110	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг·К	Приймаємо	4,19	
Ефективний ККД ДВЗ	η_{ef}	-	$\eta_{ef}=0,123/ b_y$	0,351	
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	η_d	-	$\eta_d= \eta_{ef} \cdot \eta_{em}$	0,334	
Питома витрата умовного палива на дизель-генератор	$b_{уд}$	кг/с	$b_{уд}= 0,123 / \eta_d$	0,368	
Теоретична маса повітря для спалювання 1м ³ палива	M_0	кг/м ³	$M_0= V^o \cdot \rho$	11,091	

Продовження табл. Б.5

1	2	3	4	5	6
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг/м ³	$M_{\text{сум}} = 1 + \alpha \cdot M_0$	24,29	
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_{\text{уд}}$	кг/с	$B_{\text{уд}} = b_{\text{уд}} \cdot N_{\text{ДВЗ}} / 3600$	0,029	0,039
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_{\text{р}^{\text{д}}}$	м ³ /с	$B_{\text{р}^{\text{д}}} = B_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{н}^{\text{у}}}^{\text{р}} / Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	0,025	0,033
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}} = B_{\text{р}^{\text{д}}} \cdot M_{\text{сум}}$	0,614	0,812
Потужність утилізатора відхідних газів	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$Q_{\text{ут}} = G_{\text{вг}} \cdot C_{\text{р}} \times (t_{\text{д}} - t_{\text{ут}}) \cdot \eta_{\text{го}}$	0,227	0,3
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}} = 0,2 \cdot B_{\text{р}^{\text{д}}} \times Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{го}}$	0,169	0,223
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$\Sigma Q_{\text{ут}} = Q_{\text{ут}} + Q_{\text{ох}}$	0,396	0,523
Масова витрата води через утилізатор	$G_{\text{ут}}$	кг/с	$G_{\text{ут}} = Q_{\text{ут}} / (t_2 - t_1)$	1,38	1,77
Загальна потужність ТНУ з ДВЗ	ΣQ	кВт	$\Sigma Q = Q_{\text{ТНУ}} + Q_{\text{ДВЗ}}$	1561	1500

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ: для другого сезону 0,025 м³/с; для третього сезону 0,035 м³/с.

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, проведеного по методичі з [42-45], наведені в таблиці Б.6

Таблиця Б.6– Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону 2	Значення для сезону 3
1	2	3	4	5	6
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = Q_k - \Sigma Q$	4,32	1,59
Витрата робочого палива на котел	V_{pk}	м ³ /с	$V_{pk} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,13	0,05
Загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі	V_{icn}	м ³ /с	З розрахунку	0,19	0,1
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{двз}$	м ³ /с	З розрахунку ДВЗ	0,025	0,0334
Загальна витрата палива на котельню з ТНУ	V_3	м ³ /с	$V_3 = V_k + V_{двз}$	0,16	0,085
Економія палива за рахунок модернізації	ΔB	%	$\Delta B = ((V_{icn} - V_3) / V_{icn}) \cdot 100$	13,86	15,43

Продовження табл. Б.6

1	2	3	4	5	6
Загальна кількість робочих годин котельні	τ_3	год	З розрахунку котельні	8760	
Кількість робочих годин котельні в перший сезон	τ_1	год	З розрахунку котельні	4246	
Кількість робочих годин котельні в другий сезон	τ_2	год	З розрахунку котельні	4484	
Середньорічна економія палива	$\Delta B_{\text{річ}}^{\text{сер}}$	%	$\Delta B_{\text{річ}}^{\text{сер}} = (\Delta B^{\text{м}} \times \tau_{\text{м}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{о}} \times \tau_{\text{о}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{л}} \cdot \tau_{\text{л}}) / \tau_{\text{річ}}$	14,66	

Отже, теплова потужність котельні склала: для другого сезону 4,32 кВт; для третього сезону 1,59 кВт. Середньорічна економія палива для – 14,66%. Економія палива за рахунок модернізації становить для другого сезону 13,86% ; для третього сезону 15,43%.

Застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в другому та третьому сезонах у разі використання 65 % потужності теплоти відхідних газів.

Розрахунки ефективності застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в другому та третьому сезонах, що проведено за методикою з [45-49], наведені в Б.7.

Таблиця Б.7– Результати розрахунку ТНУ у разі використання 65 % потужності теплоти відхідних газів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Сезони роботи ТНУ	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Температура конденсації холодоагента	t_k	°С	Задаємось	70	
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°С	$t_{\text{вип}} = h''_1 - \Theta_H$	25	3
Температура води на вході в випарник	$t_{\text{в}}^I$	°С	Приймаємо	45	15
Температура води на виході з випарника	$t_{\text{в}}^{II}$	°С	Приймаємо	8	7
Величина недогріву	q_H	°С	Приймаємо	30	
Величина перегріву	q	°С	Приймаємо	5	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг		7	
Температура	t_1	°С	$t_1 = t_{\text{вип}} + \Theta_{\text{п}}$	4,19	10
Ентальпія	h_1	кДж/кг	3 [45]	32	398
Ентальпія	h_1^I	кДж/кг	3 [45]	411	405
Ентальпія	h_{2a}	кДж/кг	3 [45]	419	446
Ентальпія	h_3	кДж/кг	3 [45]	445	305
Ентальпія	h_4	кДж/кг	$h_4 = h'_3 = h_3 - q_{\text{по}}$	297	298

Продовження табл. Б.7

1	2	3	4	5	6
ККД компресора	η_{oi}^{KM}	-	Приймаємо	0,75	
ККД теплооб.	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,98	
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	
Питома потужність переохолодника	$q_{по}$	кДж/кг	$q_{по} = h'_1 - h_1$	8	7
Адіабатний теплоперепад в компресорі	H_a	кДж/кг	$H_a = h_{2a} - h'_1$	26	41
Робочий теплоперепад	H_p	кДж/кг	$H_p = H_a / \eta_{oi}^{KM}$	34,6	54,67
Ентальпія точки 2	h_2	кДж/кг	$h_2 = h_{2a} + H_p$	453	459
Питома теплота, яка відводиться з конденсатора	q_k	кДж/кг	$q_k = h_2 - h_3$	148	154,67
Питома теплота, яка підводиться у випарник	q_b	кДж/кг	$q_b = h_1 - h_4$	114	100
Теплова потужність ТНУ	Q_k	кВт	3 розрахунку	1345	978
Витрата холодоагента	G_{xa}	кг/с	$G_{xa} = Q_{тну} / q_k \times \eta_{то}$	9,08	6,6
Коефіцієнт перетворення	φ	-	$\varphi = Q_{тну} / N_{км}$	4,06	2,57
Потужність компресора	N_k	кВт	$N_{км} = G_{xa} \times H_p / \eta_{ем}$	331	379
Потужність випарника	Q_b	кВт	$Q_b = Q_{тну} - N_{км}$	1014	646
Витрата води у випарнику	G_b	кг/с	$G_b = Q_b / C_p \times (t'_b - t''_b) \times \eta_{то}$	16,46	22,49
Витрата води в конденсаторі	G_k	кг/с	3 розрахунку	14,8	8,64
Температура води на вході в випарник	t_b^I	°C	Приймаємо	45	15

Отже, теплова потужність ТНУ становить: для другого сезону 1345 кВт; для третього сезону 978 кВт. Потужність конденсатора для другого сезону – 331 кВт; для третього сезону 379 кВт.

Результати розрахунку ДВЗ та потужності утилізаторів, проведеного по методиці з [45-49], показані в таблиці Б.8.

Таблиця Б.8 – Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів для другого та третього сезонів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Сезони роботи ТНУ	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива	b_y	кг/кВт·год	З розрахунку	0,35	
Електро-механічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1 м ³ робочого палива	V^0	м ³ /м ³	З розрахунку	9,52	
Густина повітря	$\rho_{пов}$	кг/м ³	Приймаємо	1,16	
Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	З розрахунку	2,1	
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{ГПД}$	МВт	З розрахунку	0,331	0,38

Продовження табл. Б.8

1	2	3	4	5	6
Питома теплоємність газів після ДВЗ	C_{pg}	кДж/кг·К	Приймаємо	1,125	
ККД теплообм.	$\eta_{го}$	-	Приймаємо	0,98	
Теплота згорання робочого палива	$Q_{н^p}$	МДж/м ³	Приймаємо	34	
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{н^y}$	МДж/кг	Приймаємо	29,3	
Температура відхідних газів після ДВЗ	t_d	°С	Приймаємо	475	
Температура відхідних газів після утилізатора	t_{yt}	°С	З розрахунку теплообмінника	140	
Температура води на вході в утилізатор	t_2	°С	З розрахунку теплообмінника	40	38
Температура води на виході з утилізатора	t_1	°С	З розрахунку теплообмінника	110	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг·К	Приймаємо	4,19	
Ефективний ККД ДВЗ	η_{ef}	-	$\eta_{ef}=0,123/ b_y$	0,351	
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	η_d	-	$\eta_d= \eta_{ef} \cdot \eta_{em}$	0,334	

Продовження табл. Б.8

1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива на дизель-генератор	$b_{уд}$	кг/с	$b_{уд} = 0,123 / \eta_d$	0,368	
Теоретична маса повітря для спалювання 1м ³ палива	M^0	кг/м ³	$M_0 = V_o \cdot \rho$	11,09	
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{сум}$	кг/м ³	$M_{сум} = 1 + \alpha \cdot M_0$	24,921	
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_{уд}$	кг/с	$B_{уд}^y = b_{уд}^y \cdot N_{двз} / 3600$	0,034	0,039
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_{р^д}$	м ³ /с	$B_{р^д} = B_{уд}^d \cdot Q_{нy}^p / Q_{н}^p$	0,029	0,033
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{вг}$	кг/с	$G_{вг} = B_{р^д} \cdot M_{сум}$	0,709	0,812
Потужність утилізатора відхідних газів	$Q_{ут}$	МВт	$Q_{ут} = G_{вг} \cdot C_p \times (t_d - t_{yt}) \cdot \eta_{то}$	0,262	0,3
Потужність системи охолодження	$Q_{ох}$	МВт	$Q_{ох} = 0,2 \cdot B_{р^д} \times Q_{н}^p \cdot \eta_{то}$	0,19	0,22
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	$Q_{ут}$	МВт	$\Sigma Q_{ут} = Q_{ут} + Q_{ох}$	0,45	0,52
Масова витрата води через утилізатор	G_{yt}	кг/с	$G_{yt} = Q_{yt} / (t_2 - t_1)$	1,59	1,77

Продовження табл. Б.8

1	2	3	4	5	6
Загальна потужність ТНУ з ДВЗ	ΣQ	МВт	$\Sigma Q = Q_{\text{ТНУ}} + Q_{\text{ДВЗ}}$	1801	1500

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ становить для другого сезону 0,029 м³/с; для третього сезону 0,033 м³/с.

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, проведеного по методиці з [45-49], наведені в таблиці Б.9

Таблиця Б.9 – Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Сезони роботи ТНУ	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = Q_k - \Sigma Q$	4,08	1,59
Витрата робочого палива на котел	V_{pk}	м ³ /с	$V_{pk} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,13	0,05
Загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі	V_{icn}	м ³ /с	З розрахунку	0,19	0,1
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{двз}$	м ³ /с	З розрахунку ДВЗ	0,029	0,033

Продовження табл. Б.9

1	2	3	4	5	6
Загальна витрата палива на котельню з ТНУ	B_3	$\text{м}^3/\text{с}$	$B_3=B_K+B_{\text{ДВЗ}}$	0,160	0,085
Економія палива за рахунок модернізації	ΔB	%	$\Delta B = ((B_{\text{існ}} - B_3) / B_{\text{існ}}) \cdot 100$	15,8	15,4
Загальна кількість робочих годин	τ_3	год	З розрахунку котельні	8760	
Кількість робочих годин котельні в перший сезон	τ_1	год	З розрахунку котельні	4246	
Кількість робочих годин в другий сезон	τ_2	год	З розрахунку котельні	4484	
Середньо річна економія палива	$\Delta B^{\text{ср}}_{\text{річ}}$	%	$\Delta B_{\text{р}}^{\text{ср}}_{\text{річ}} = (\Delta B^{\text{м}} \times \tau_{\text{м}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{о}} \times \tau_{\text{о}} + \Delta B_{\text{р}}^{\text{л}} \cdot \tau_{\text{л}}) / \tau_{\text{річ}}$	15,63	

Отже, теплова потужність котельні складає: для другого сезону 4,08 МВт; для третього сезону 1,59 МВт. Середньорічна економія палива для другого та третього сезонів – 15,63. Економія палива за рахунок модернізації становить для другого сезону 15,8 %; для третього сезону 15,4%.

Застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи у разі використання 35 % потужності теплоти відхідних газів

Розрахунки ефективності застосування ТНУ в тепловій, що проведені за методикою з [45-49], наведені в таблиці Б.10

Таблиця Б.10 – Результати розрахунку у разі використання 35 % потужності теплоти відхідних газів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Сезон роботи ТНУ	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Температура конденсації холодоагента	t_k	°C	Задаємось	70	
Температура випаровування холодоагента	$t_{\text{вип}}$	°C	$t_{\text{вип}} = h''_1 - \Theta_n$	25	3
Температура води на вході в випарник	$t_{\text{в}}^I$	°C	Приймаємо	45	15
Температура води на виході з випарника	$t_{\text{в}}^{II}$	°C	Приймаємо	30	8
Величина недогріву	q_n	°C	Приймаємо	5	
Величина перегріву	q	°C	Приймаємо	7	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг		4,19	
Температура	t_1	°C	$t_1 = t_{\text{вип}} + \Theta_n$	32	10
Ентальпія	h_1	кДж/кг	3 [5]	411	398
Ентальпія	h_1^I	кДж/кг	3 [5]	419	405

Продовження табл. Б.10

1	2	3	4	5	6
Ентальпія	h_{2a}	кДж/кг	3 [45]	445	446
Ентальпія	h_3	кДж/кг	3 [45]	305	
Ентальпія	h_4	кДж/кг	$h_4 = h'_3 =$ $= h_3 - q_{по}$	297	298
ККД компресора	η_{oi}^{KM}	-	Приймаємо	0,75	
ККД теплооб.	$\eta_{то}$	-	Приймаємо	0,98	
Електромеханічний ККД	$\eta_{ем}$	-	Приймаємо	0,95	
Питома потужність переохолодника	$q_{по}$	кДж/кг	$q_{по} = h'_1 - h_1$	8	7
Адіабатний теплоперепад в компресорі	H_a	кДж/кг	$H_a = h_{2a} - h'_1$	26	41
Робочий теплоперепад	H_p	кДж/кг	$H_p = H_a / \eta_{oi}^{KM}$	34,67	54,67
Ентальпія точки 2	h_2	кДж/кг	$h_2 = h_{2a} + H_p$	453,67	459,67
Питома теплота, яка відводиться з конденсатора	q_k	кДж/кг	$q_k = h_2 - h_3$	148,67	154,67
Питома теплота, яка підводиться у випарник	q_b	кДж/кг	$q_b = h_1 - h_4$	114	100
Теплова потужність ТНУ	Q_k	кВт	3 розрахунку	779	978
Витрата холодоагента	G_{xa}	кг/с	$G_{xa} = Q_{ТНУ} / q_k \times \eta_{то}$	5,25	6,60
Коефіцієнт перетворення	ϕ		$\phi = Q_{ТНУ} / N_{KM}$	4,06	2,57
Потужність компресора	N_k	кВт	$N_{KM} = G_{xa} \times H_p / \eta_{ем}$	191	379
Потужність випарника	Q_b	кВт	$Q_b = Q_{ТНУ} - N_{KM}$	586	646
Витрата води у випарнику	G_b	кг/с	$G_b = Q_b / C_p \times (t'_b - t''_b) \times \eta_{то}$	9,52	22,49

Продовження табл. Б.10

1	2	3	4	5	6
Витрата води в конденсаторі	G_k	кг/с	З розрахунку	8,58	8,64
Температура води на вході в випарник	t_v^I	°С	Приймаємо	45	15

Отже, теплова потужність ТНУ становить: для другого сезону 779 кВт; для третього сезону 978 кВт. Потужність випарника для другого сезону – 586 кВт; для третього сезону 646 кВт.

Результати розрахунку ДВЗ та потужності утилізаторів, проведеного по методиці з [45-49], показані в таблиці Б.11.

Таблиця Б.11 – Розрахунок ДВЗ та потужності утилізаторів

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Сезон роботи ТНУ	
				2	3
1	2	3	4	5	6
Питома витрата умовного палива	b_y	кг/кВт·год	З розрахунку	0,35	
Електромеханічний ККД	η_{em}		Приймаємо	0,95	
Теоретичний об'єм повітря для спалювання 1м ³ робочого палива	V^0	м ³ /м ³	З розрахунку	9,52	
Густина повітря	$\rho_{пов}$	кг/м ³	Приймаємо	1,165	

Продовження табл. Б.11

1	2	3	4	5	6
Коефіцієнт надлишку повітря	α	-	З розрахунку	2,1	
Споживана електрична потужність ДВЗ	$N_{ГПД}$	МВт	З розрахунку	0,192	0,38
Питома теплоємність газів після ДВЗ	$C_{рг}$	кДж/кг·К	Приймаємо	1,125	
ККД теплообмінника	$\eta_{го}$		Приймаємо	0,98	
Теплота згорання робочого палива	$Q_{н^P}$	МДж/м ³	Приймаємо	34	
Нижча теплота згорання умовного палива	$Q_{н^Y}$	МДж/кг	Приймаємо	29,3	
Температура відхідних газів після ДВЗ	t_d	°С	Приймаємо	475	
Температура відхідних газів після утилізатора	t_{yt}	°С	З розрахунку теплообмінника	140	
Температура води на вході в утилізатор	t_2	°С	З розрахунку теплообмінника	40	
Температура води на виході з утилізатора	t_1	°С	З розрахунку теплообмінника	110	
Теплоємність води	C_p	кДж/кг·К	Приймаємо	4,19	

Продовження табл. Б.11

1	2	3	4	5	6
Ефективний ККД ДВЗ	$\eta_{\text{еф}}$	-	$\eta_{\text{еф}}=0,123/ b_y$	0,351	
Повний ККД ДВЗ і електрогенератора	$\eta_{\text{д}}$	-	$\eta_{\text{д}}= \eta_{\text{еф}} \cdot \eta_{\text{ем}}$	0,334	
Питома витрата умовного палива на дизель-генератор	$b_{\text{уд}}$	кг/с	$b_{\text{уд}}= 0,123 / \eta_{\text{д}}$	0,368	
Теоретична маса повітря для спалювання 1м ³ палива	M^0	кг/м ³	$M_0= V_o \cdot \rho$	11,091	
Питома витрата суміші повітря і палива	$M_{\text{сум}}$	кг/м ³	$M_{\text{сум}}= 1 + \alpha \cdot M_0$	24,921	
Витрата умовного палива на ДВЗ	$B_{\text{д}}^y$	кг/с	$B_{\text{д}}^y= b_{\text{д}}^y \cdot N_{\text{двз}} / 3600$	0,02	0,039
Витрата робочого палива на ДВЗ	$B_{\text{р}}^{\text{д}}$	м ³ /с	$B_{\text{р}}^{\text{д}}= B_{\text{д}}^y \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} / Q_{\text{н}}^{\text{п}}$	0,017	0,033
Витрата відхідних газів після ДВЗ	$G_{\text{вг}}$	кг/с	$G_{\text{вг}}= B_{\text{р}}^{\text{д}} \cdot M_{\text{сум}}$	0,41	0,812
Потужність утилізатора відхідних газів	$Q_{\text{ут}}$	МВт	$Q_{\text{ут}}= G_{\text{вг}} \cdot C_p \times (t_{\text{д}} - t_{\text{ут}}) \cdot \eta_{\text{то}}$	0,152	0,3
Потужність системи охолодження	$Q_{\text{ох}}$	МВт	$Q_{\text{ох}}=0,2 \cdot B_{\text{р}}^{\text{д}} \times Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{то}}$	0,113	0,223

Продовження табл. Б.11

1	2	3	4	5	6
Загальна потужність теплоутилізаційного устаткування ДВЗ	Q_{yt}	МВт	$\Sigma Q_{yt} = Q_{yt} + Q_{ox}$	0,264	0,523
Масова витрата води через утилізатор	G_{yt}	кг/с	$G_{yt} = Q_{yt} / (t_2 - t_1)$	0,92	1,77
Загальна потужність ТНУ з ДВЗ	ΣQ	кВт	$\Sigma Q = Q_{тну} + Q_{двз}$	1042	1500

Отже, витрата робочого палива на ДВЗ: складає для другого сезону 0,017 м³/с; для третього сезону 0,033 м³/с.

Результати розрахунку теплової схеми котельні з ТНУ, проведеного по методиці з [45-49], наведені в таблиці Б.12.

Таблиця Б.12 – Розрахунок теплової схеми котельні з ТНУ

Показник	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення для сезону 2	Значення для сезону 3
1	2	3	4	5	6
Теплова потужність котельні	Q_k	МВт	$Q_k = D_o(1 + \alpha_{вп})(h_o - h_{жв}) + D_o p(h_{кв} - h_{жв})$	4,84	1,59
Витрата робочого палива на котел	$V_{рк}$	м ³ /с	$V_{рк} = Q_k / Q_p^H \cdot \eta_k$	0,15	0,05

Продовження табл. Б.12

1	2	3	4	5	6
Загальна витрата палива на котельню в існуючій схемі	$V_{\text{існ}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	З розрахунку	0,19	0,1
Витрата робочого палива на ДВЗ	$V_{\text{двз}}$	$\text{м}^3/\text{с}$	З розрахунку ДВЗ	0,017	0,03
Загальна витрата палива на котельню з ТНУ	V_3	$\text{м}^3/\text{с}$	$V_3 = V_{\text{к}} + V_{\text{двз}}$	0,19	0,085
Економія палива за рахунок модернізації	ΔV	%	$\Delta V = ((V_{\text{існ}} - V_3) / V_{\text{існ}}) \cdot 100$	9,55	15,43
Загальна кількість робочих годин	τ_3	год	З розрахунку котельні	8760	
Кількість робочих годин котельні в другий сезон	τ_2	год	З розрахунку котельні	4246	
Кількість робочих годин кот. в третій сезон	τ_3	год	З розрахунку котельні	4484	
Середньорічна економія палива	$\Delta V^{\text{сер}}_{\text{річ}}$	%	$\Delta V_{\text{р}}^{\text{сер}}_{\text{річ}} = (\Delta V_{\text{м}} \times \tau_{\text{м}} + \Delta V_{\text{р}}^{\text{о}} \times \tau_{\text{о}} + \Delta V_{\text{р}}^{\text{л}} \cdot \tau_{\text{л}}) / \tau_{\text{річ}}$	12,55	

Отже, теплова потужність котельні склала: для другого сезону 484 МВт; для третього сезону 1,59 МВт

Порівняльний аналіз ефективності варіантів застосування ТНУ та обґрунтування вибору найбільш ефективного варіанту

Проаналізуємо ефективність розглянутих варіантів застосування ТНУ в тепловій схемі за показниками з [45-47]. Значення показників ефективності для варіантів теплових схем з ТНУ наведені в таблиці Б.13

Таблиця Б.13– Основні показники теплових схем з ТНУ

Показник	Одиниці вимірювання	Варіант застосування			
		1	2	3	4
Річна економія робочого палива	%	13,63	14,66	15,63	12,5
Економія робочого палива	тис.м ³ /рік	619,1	665,89	709,94	567,8
Кількість зекономлених коштів	млн. грн./рік	0,75	0,81	0,86	0,69

В таблиці Б.13 позначені такі варіанти: 1– застосування ТНУ в тепловій схемі у разі використання 45 % потужності теплоти відхідних газів; 2 – застосування ТНУ в тепловій схемі у разі використання 55 % потужності теплоти відхідних газів; 3 – застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в у разі використання 65 % потужності теплоти відхідних газів; 4 – застосування ТНУ в тепловій схемі у разі використання 35 % потужності теплоти відхідних газів.

Як видно з табл. Б.13, найбільші значення економії робочого палива та коштів відповідають 3 варіанту застосування ТНУ в тепловій схемі для роботи в трьох сезонах. Економія палива для даного варіанту становить 15,63 %, економія коштів складає 0,86 млн. грн./рік, отже вибираємо даний варіант до впровадження. Теплова схема котельні з ТНУ показана на кресленні.

Додаток В
(довідковий)

**РОЗРОБКА СХЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ КОТЕЛЬНІ З ГАЗОВИМИ
КОТЛАМИ**

В.1 Характеристика об'єкту автоматизації

Опис технологічного процесу.

Водогрійна котельня – являє собою розташовану в одному технічному приміщенні установку, яка складається з котла і допоміжного обладнання (тягодуттьові машини, механізми і пристрої управління, димова труба тощо), для отримання водяної пари або гарячої води за рахунок теплоти палива, що спалюється. З багатьох параметрів, які характеризують процес нагрівання води в водогрійних котлах, необхідно вибрати ті, які підлягають регулюванню і зміна яких здійснить доцільний регулюючий вплив.

Показником ефективності роботи водогрійного котла є температура прямої води. На неї впливають такі параметри: витрата води через котел; витрата палива; витрата повітря; температура зворотної води.

Котельня відноситься до другої категорії, яку не відносять, до котельень першої категорії. Котельня першої категорії, це котельня, що є єдиним джерелом теплової енергії системи тепlopостачання та забезпечує споживачів першої категорії, які не мають індивідуальних резервних джерел теплової енергії [65].

Висота від підлоги до стелі має бути не менше 250 см. Об'єм котельного приміщення повинен складати не менше як 15 м³. У котельній має бути вікно (чи вікна) на вулицю з площею скління не менше 0,5 м². Необхідно забезпечити подання всередину свіжого повітря через спеціальний отвір, вбудований в двері або прямо з вулиці. У приміщенні котельної необхідно мати достатню кількість місця, для того, щоб забезпечити вільний доступ для обслуговування котлів.

Для видалення повітря із системи на трубопроводі встановлюються повітровипускні вентиля. На виході із котла встановлений запобіжний клапан.

Характеристика технологічного обладнання.

Для контролю параметрів, спостереження за якими необхідне при експлуатації котельні, передбачають показуючі прилади; для контролю параметрів, зміна яких може призвести до аварійного стану обладнання [65].

Параметри що потребують автоматичного регулювання температури прямої мережної води, тиску газоподібного палива, температури зворотної мережної води. Також необхідно забезпечувати надійну роботу насосів теплообмінного обладнання газової котельні.

У проектах котелень необхідно передбачити захист обладнання (автоматику безпеки), автоматичне регулювання, контроль, сигналізацію і керування технологічними процесами котелень [65].

Характеристика теплоносіїв, які застосовуються в процесі.

Вхідні продукти- вода, природний газ. Готовий продукт підігріта вода. Вода є досить розповсюдженим теплоносієм в теплоенергетиці. Має великі теплоємнісні характеристики та в процесі теплообміну отримуємо великі значення тепловіддачі з сторони газів, до води через металеву стінку.

Природний газ - суміш газів, що утворилася в надрах землі при анаеробному розкладанні органічних речовин. Як правило, це суміш газоподібних вуглеводнів (метану, етану, пропану, бутану тощо), що утворюється в земній корі та широко використовується як високоекономічне паливо на електростанціях, у чорній та кольоровій металургії, цементній та скляній промисловості, у процесі виробництва будматеріалів та для комунально-побутових потреб, а також як сировина для отримання багатьох органічних сполук.

Природний газ є корисною копалиною. Часто є побічним газом при видобутку нафти. Природний газ у пластових умовах (умовах залягання в земних надрах) знаходиться в газоподібному стані у вигляді окремих скупчень (газові поклади) або у вигляді газової шапки нафтогазових родовищ — це вільний газ, або в розчиненому стані в нафті або воді (у пластових умовах), а в стандартних умовах (0,101325 МПа і 20 °С) — тільки в газоподібному стані. Також природний газ мо-

же знаходиться у вигляді газогідратів, також природний газ являється самозаймистою речовиною та вибухонебезпечною.

В.2 Обґрунтування вибору величин, які регулюються та каналів регулюючого впливу

З метою оперативного контролю технологічних параметрів система включає пристрій реєстрації і контролю оперативної інформації, що забезпечує показання параметрів, контроль яких необхідний при пуску й експлуатації теплотехнічного устаткування, сигналізацію відхилень параметрів, що призводять до аварійного стану, реєстрацію і підсумовування параметрів, облік яких необхідний для аналізу економічності роботи котла і господарчих розрахунків.

Всі аварійні і попереджувальні сигнали розшифровуються відповідними світловими сигналами пристроїв відображення оперативної інформації.

Спрацьовування аварійної та попереджувальної світлової сигналізації дублюється звуковою сигналізацією різної тональності.

Регулювання розрідженням в топці

Для регулювання розрідженням в топці котла з датчика тиску (3.1.) сигнал подається на контролер (1). З контролера сигнал подається на регулюючий механізм димососа (4.1.) і таким чином в залежності від тиску змінюється видатність димососа.

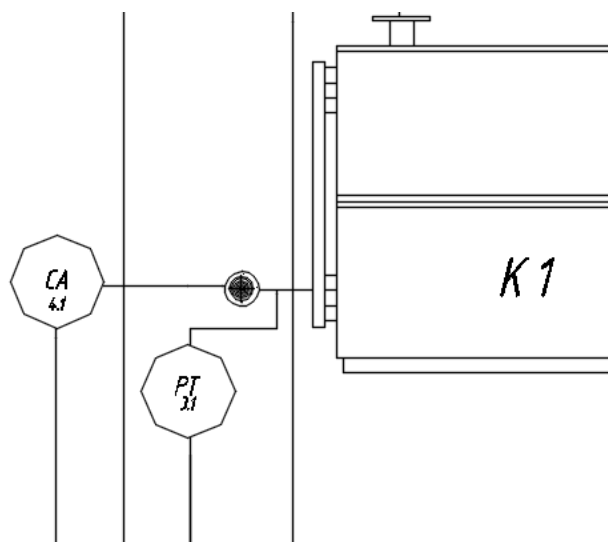


Рис. В.1 – Регулювання розрідження в топці – К1- котел; СА 4.1.- регулюючий механізм; РТ 3.1.- датчик тиску.

Регулювання температури на вході в котел.

Для регулювання температури води на вході в котел, з датчика температури (2.3.) сигнал подається на контролер (1). З контролера сигнал подається на регулюючий механізм триходового клапана (8.5), який регулює температуру в зворотному трубопроводі перепустую гарячої води з котла.

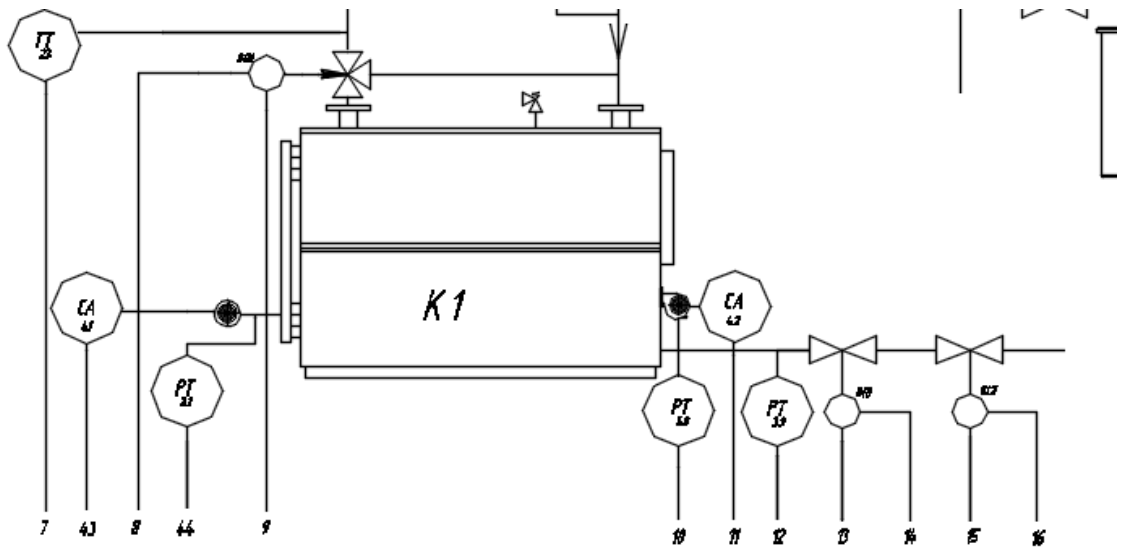


Рис. В.2 – Регулювання температури води на вході в котел.- ТТ 2.3.- датчик температури; 8.1.- вентиль подачі газу.

Регулювання температури на виході з котла.

З контролера сигнал подається на виконавчий механізм вентиля подачі газу (8.1). Для регулювання температури на виході з котла на датчик температури (2.7.) сигнал подається на контролер (1).

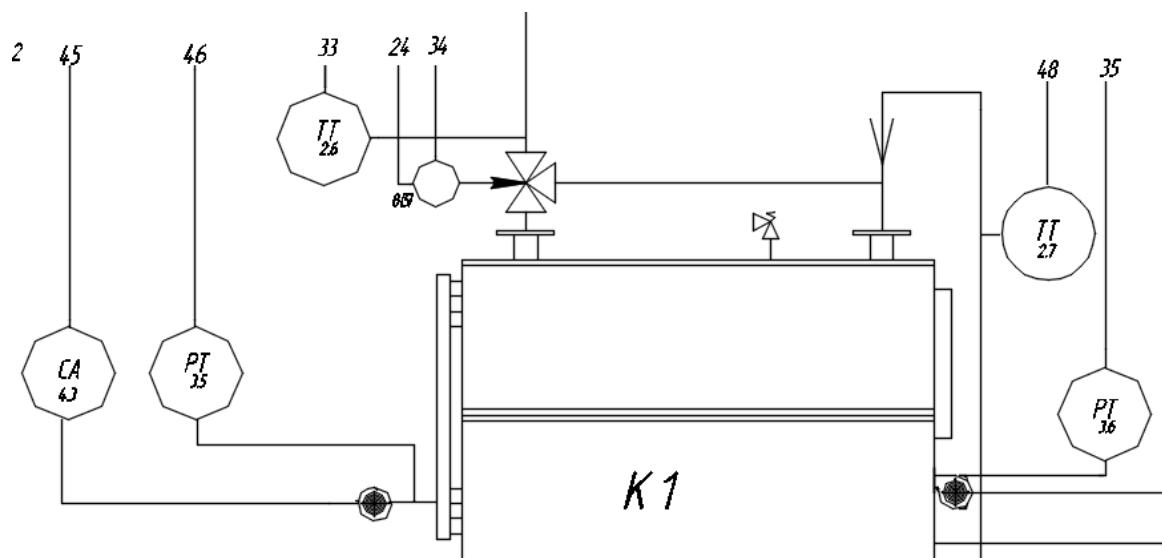


Рис. В.3 – Регулювання температури на виході з котла. ТТ 2.7.- датчик температури; 8.5.- регулюючий механізм триходового клапана.

В.3 Технологічний контроль фізичних величин , захист та сигналізація

Технологічний контроль фізичних величин

Технологічний контроль здійснюється за наступними параметрами:

- тиск мережної води в подаючому трубопроводі;
- температура мережної води в подаючому трубопроводі на виході з котла;
- температура мережної води в зворотному трубопроводі перед входом в котел ;
- температура мережної води в подаючому трубопроводі після лінії перепускання;
- температура відхідних газів;
- тиск газу перед котлом.
- попереджувальна сигналізація – про відхилення режимів роботи:
- зменшення розрідження в топці;

Аварійна сигналізація – про аварійне відключення:

- погасання факела;
- відмова тягодуттєвих машин;
- відмова живлення.

Технологічний захист та сигналізація

Контроль витрати газу та витрати води необхідний для розрахунку техніко-економічних показників.

Контроль тиску води необхідний для того, щоб визначити, чи є витрата води через котел. Зниження тиску газу нижче допустимого призводить до погасанням факела. Тому тиск палива необхідно контролювати.

Метан в суміші з повітрям створюють вибухонебезпечну газоповітряну суміш, яка вибухає від джерела відкритого вогню. Вона діє на людину задушливо, тому необхідно контролювати вміст метану CH_4 в приміщенні.

При згасанні факела, топка котла і приміщення заповнюються газом, і може статися вибух.

Для запобігання цього передбачений контроль за наявністю полум'я в топці котла.

Сигналізації підлягають усі параметри, зміни яких можуть призвести до аварії, нещасних випадків або серйозного порушення технологічного режиму. До них відносяться:

- підвищення температури води за котлом;
- зниження і підвищення тиску газу;
- зниження тиску води у зворотному трубопроводі;
- наявність полум'я;
- зниження тиску повітря;
- підвищення розрідження димових газів;

Оперативний технологічний персонал при оповіщенні його пристроями сигналізації про небажані явища повинен вжити відповідних заходів щодо їх ліквідації. Якщо ці заходи виявляться неефективними і параметр, що характеризує стан об'єкту досягне аварійного значення, повинні спрацювати системи протиаварійного захисту, які автоматично за заданою програмою перерозподіляють матеріальні та енергетичні потоки, включають і відключають апарати об'єкта з метою запобігання вибуху, аварії, нещасного випадку, випуску великої кількості браку.

Котел підлягає захисту при відхиленні наступних параметрів:

- підвищення температури води за котлом;
- підвищення або зниження тиску води за котлом;
- зниження тиску повітря;
- підвищення або зниження тиску газу;
- підвищення тиску зворотної води;
- погасання факела в топці котла.
- Захист полягає в автоматичному припиненні подачі палива при відхиленні будь-якого з перерахованих вище параметрів.

В.4 Підбір регулюючого сідельного триходового клапана

Виконавчий механізм повинен відповідати вимогам які визначають сумісну роботу з обраним регулюючим органом, тобто повинен задовольняти вимогам заданих динамічних та статичних характеристик виконавчого пристрою. Регулюючий орган (РО) вибирається лише на стадії проектування системи регулювання. РО повинен :

- 1) гарантувати лінійну ходову характеристику, тобто сталість коефіцієнта передачі по потужності у всьому діапазоні зміни регульованої величини;
- 2) надавати необхідну швидкість регулювання, обумовлену динамікою системи;
- 3) зберігати рівність між переміщеннями вихідного елемента і робочим ходом затвора регулюючого органу.

Підбираючи виконавчі механізми, ще слід звернути увагу на:

- 1) лише при мінімальній різниці тисків на штуцерах триходовий клапан зможе безпомилково функціонувати;
- 2) триходові вентиля в змозі впоратися і зі значним диференціальним тиском між штуцерами, але за рахунок деформації регулюючої характеристики, що призведе до погіршення регулюючої здатності клапани повинні застосовуватися з урахуванням умов, у яких вони будуть працювати і мати відповідне виконання;
- 3) клапани повинні відповідати вимогам щодо енергетичних, експлуатаційних, і економічних показників, а також вимогам надійності, що пред'являються в залежності від ступеня відповідальності регульованої величини;
- 4) триходові вентиля в змозі впоратися і зі значним диференціальним тиском між штуцерами, але за рахунок деформації регулюючої характеристики, що призведе до погіршення регулюючої здатності.

Підберемо триходовий клапан на розділення потоків для контуру автоматичного регулювання температури води на вході в котел.

Вхідні дані для розрахунку клапана:

- робоче середовище – вода;
- об'ємна витрата $V_v = 9.8 \text{ м}^3/\text{год}$;
- втрати тиску в системі, що регулюється $\Delta P_{\text{сист}} = 100 \text{ кПа}$;

- температура води за умови нормальної роботи системи:
 - = на вході в теплообмінник $t_1' = 95$ °С;
 - = на виході з теплообмінника $t_1'' = 70$ °С.

Перепад тисків на клапані вибирається таким чином, щоб його авторитет по відношенню до сумарної втрати тиску на системі і клапані склав не менше ніж 0,5 тобто

$$a = \frac{\Delta P_{\text{кл}}}{\Delta P_{\text{кл}} - \Delta P_{\text{сист}}} \geq 0,5 ,$$

Або ж $\Delta P_{\text{кл}} \geq \Delta P_{\text{сист}}$.

При авторитеті $a=0,5$ згідно вхідних даних приймається, що $\Delta P_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{сист}} = 100$ кПа (1 бар). За номограмою на основі заданої витрати і прийнятого перепаду тисків на клапані може бути вибраний клапан $K_{\text{зм}} = 0,63$ або 1 м³/год.

Для першого варіанту тиску в повністю відкритому складають 101 кПа і авторитет

$$a = \frac{101}{101 + 100} = 0,502 .$$

Для другого варіанту втрати тиску в повністю відкритому клапані складають 42кПа і авторитет при цьому рівний

$$a = \frac{42}{42 + 100} = 0,295 .$$

Оскільки у другому варіанті авторитет клапана складає менше 0,5, то для встановлення приймається клапан по першому варіанту з $K_{\text{зм}} = 0,502$ м³/год з авторитетом 0,502 ТА Hydronics- CV 340 умовний діаметр якого 40 мм призначений для роботи в середовищах температура, яких вище 130 °С.

В.5. Регулятор співвідношення паливо-повітря

Регулятор призначений для роботи в системах автоматичного контролю, регулювання та керування процесами спалювання газоподібного палива. Регулятор має два незалежні канали вимірювання тиску газу і тиску перепаду повітря, два канали вимірювання положення виконавчих механізмів (реостатний датчик).

Прилад забезпечує підтримку заданого графіка співвідношення паливо-повітря незалежно від зміни, із заданою точністю, приєднувального тиску газу. Дані режимної карти (графік співвідношення паливо-повітря) зберігаються в пам'яті приладу у вигляді таблиць : таблиць тиску повітря, тиску газу, таблиць положення реостатних датчиків виконавчих механізмів газової та повітряної заслінок. Регулятор відстежує зміну тиску газу перед пальником (або зміну положення газової заслінки) та, керуючи приводом повітряної заслінки, призводить тиск повітря перед пальником (або положення повітряної заслінки) у відповідність з табличним значенням для даної точки графіка.

Технічні дані, параметри і розміри регулятора повинні відповідати наведеним

Найменування параметру та розміру, Узор 01С-1

1. Діапазон контролюючого тиску газу, кПа від 0 до 10
2. Діапазон контролюемого напору\перепадунапору повітря, кПа від 0 до 10
3. Допустима величина одностороннього статичного тиску, кПа не більше 75 400
4. Комутаційна здатність вихідних контактівреле регулятора, не менше 250В/4А
5. Комутаційна здатність вихідних контактів реле сигналізації, не менше 50В/0,01А
6. Електричний опір реостатного показчика положення, Ом 5
7. Кількість уставок сигналізації на канал вимірювання 2
8. Кількість каналів індикації 2

9. Електроживлення:

- 1) Напруга змінного струму (50 Гц), В 220
- 2) Допустимі коливання напруги, % -15/+10
- 3) Споживана потужність Вт, не більше 5,0

10. Габаритні розміри, мм, не більше

глибина 80

висота 240

ширина 146

11. Маса, кг, не більше 1,5

12. Електричний опір ізоляції ланцюгів сигналізаторів при температурі навколишнього повітря 20 ± 5 °С і відносній вологості 80%, МОм, не менше 40

Додаток Г
(довідковий)
РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ МОНТАЖУ КТНУ В КОТЕЛЬНІ

Розрахунок трубопроводів

В тепловій схемі для прокладання трубопроводів використаємо сталеві труби. Витрати води у випарнику 13,72 кг/с та 22,5 кг/с. Встановлюємо за результатами розрахунків теплової схеми, три насоси (два робочих, один резервний) фірми GLONG марки GHE-75-80 з подачею 70 м³/год., напором 0,15 МПа, ККД 70%, з потужністю електродвигуна 5 кВт.

Діаметр труб в контурі від випарника до теплообмінника

$$d_{\text{вип.то.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{вип.}}}{\pi \cdot \omega \cdot \rho_{\text{в}}}}, \quad (\text{Г.1})$$

$$d_{\text{вип.то.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 13,72}{3,14 \cdot 1 \cdot 999,8}} = 0,132 \text{ (м)}.$$

Приймаємо трубопровід стандартного діаметру $d = 159 \times 5$ мм.

Діаметр труб в контурі від теплообмінника до випарника

$$d_{\text{то.вип.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{то.}}}{\pi \cdot \omega \cdot \rho_{\text{в}}}}, \quad (\text{Г.2})$$

$$d_{\text{то.вип.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 22,5}{3,14 \cdot 1,5 \cdot 999,8}} = 0,138 \text{ (м)}.$$

Приймаємо трубопровід стандартного діаметру $d = 159 \times 5$ мм.

Організаційно-технологічна частина

В МКР розробляється технологія монтажу системи опалення та гарячого водопостачання теплонасосної установки на базі котельні.

З попередніх розрахунків на котельні обрано встановлювати теплові насоси марки НТ-1000. Джерелом для роботи теплового насоса може бути будь-яка проточна вода з низькотемпературною теплою від +5 до + 40 °С. Технічні характеристики теплового насоса наведені в таблиці Г.1.

Таблиця Г.1 – Технічні характеристики теплових насосів

Тип теплового насосу	Теплопродуктивність, min/max, кВт	Виконання агрегату	Розміри (довжина, ширина, висота), м	Загальна маса, кг
НТ-1000	1000	Компресорний	4,0x1,5x2,3	15000
		Конденсаторно-випарний	4,9x2,1x1,5	

До цієї категорії «вода-вода» відносять теплові насоси, в яких як низькотемпературне джерело теплоти використовують ґрунтові води з температурою 7 – 12 °С, воду різних систем оборотного водопостачання, воду шахтного водовідливу, а також нейтральні промислові побутові стічні води.

У більшості випадків зазначені водні джерела містять осадкові речовини, тому, внаслідок цього, необхідно між випарником теплового насоса та водяним джерелом встановлювати проміжний циркуляційний контур (рисунок Г.1).

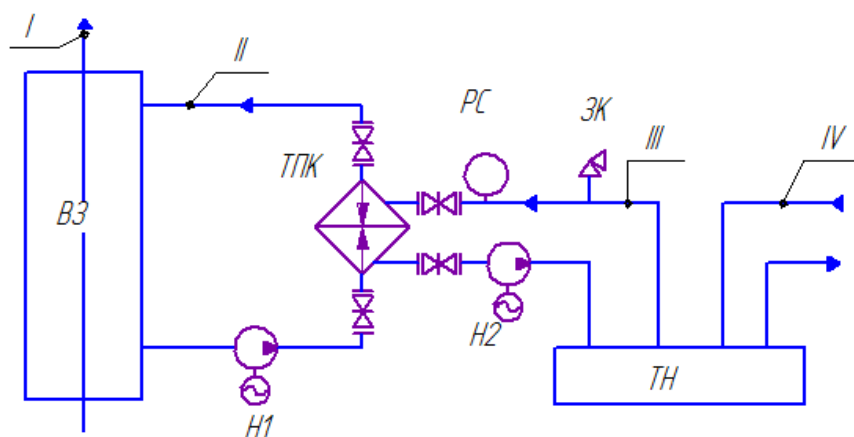


Рисунок Г.1 – Принципова схема встановлення водо-водяного теплового насоса з проміжним контуром: ВЗ – проточний водозбірник; ТПК – теплообмінний апарат первинного контуру; Н₁, Н₂ – насоси для водяного джерела та проміжного контуру; РС – розширювальна посудина; ЗК – запобіжний клапан; I – лінія природної циркуляції водяного потоку, що утилізується; II – циркуляційний контур водяного потоку через ТПК; III – проміжний контур чистої та демінералізованої води; IV – вторинний контур (споживача теплового навантаження)

Вибір приміщення для розміщення теплового насосу

Теплові насоси можна встановити у складних умовах і в тісних приміщеннях. В курсовому проекті обраний варіан встановлення тепло-насосного обладнання в окремому приміщенні, на місці складського приміщення. Дане приміщення має такі розміри, які дозволяють здійснювати належний огляд обладнання та забезпечують достатню кількість повітря для безпечної роботи ТНУ.

Приміщення обладнане зливною системою, системою вентиляції приміщення [71].

Утилізатор теплоти відхідних газів розміщуємо в приміщенні котельні.

Для цього обладнання достатньо мінімальних розмірів приміщення. Утилізатор теплоти димових газів розміщуємо безпосередньо поряд з газовими трактами від котлів. Таке розміщення обладнання дозволить зменшити витрати на трубопроводи, а також дозволить проводити обстеження обладнання.

Документація необхідна для монтажу ТНУ

Стадія "Робоча документація" (РД) розробляється для виконання будівельно-монтажних робіт.

В склад РД для будівництва повинні входити:

- робочі креслення, які розробляються у відповідності до вимог нормативних документів
- паспорт оздоблювальних робіт;
- кошторисна документація;
- специфікація обладнання, виробів та матеріалів;
- опитувальні листи і габаритні креслення на відповідні види обладнання та виробів;
- вихідні вимоги по розробці конструкторської документації на

обладнання індивідуального виготовлення.

Об'єм і деталізація робочих креслень повинна бути доведена до мінімально необхідних об'ємів.

При проектуванні об'єктів з особливо складними конструкціями і методами проведення робіт в складі робочої документації розробляються робочі креслення на спеціальні допоміжні споруди та прибудови по додатковому завданню замовника.

Вихідні дані для закордонного обладнання та креслення на обладнання індивідуального виготовлення видаються замовником проектувальнику до початку розробки робочої документації.

Для об'єктів промислового призначення в склад вихідних даних повинні входити також дані про потреби в енергоресурсах, обслуговуючих майданчиках та охороні обладнання.

Робочі креслення, кошторисна документація, специфікація обладнання, виробів та матеріалів, креслення металічних конструкцій, трубопроводів, повітропроводів, а також проектна документація на будівництво об'єктів передаються замовнику в чотирьох екземплярах [72].

Розрахунок та комплектування основних та допоміжних матеріалів та виробів, складання відомостей

Розрахунок та комплектування основних та допоміжних матеріалів та виробів наведені у таблиці Г.2.

Таблиця Г.2 – Відомість витрат матеріалів

№ п.п	Найменування матеріалу	Одиниці вимірювання	Кількість	Маса одиниці, кг	Маса, кг
1	2	3	4	5	6
Потреба в основних матеріалах					
1	Труби сталеві електрозварні прямошовні Ø 159x5 мм [71]	м	100,4	18,99	1906,6
2	Засувка сталева 30с41нж Ру-16кг/см2, Т-425 гр. С	шт	9	50	450
3	Циліндри з мін. вати [71]	м ³	100,4	3,3	331,4
4	Фільтр чавунний фланцевий Ду 150	шт	2	34	68
5	Зворотний клапан Ø 100 мм	шт	3	45	135
6	Тепловий насос марки НТ-1000	шт	1	15000	15000
7	Газопоршневий двигун-генератор ГДГА500	шт	1	17500	17500
8	КТАН-утилізатор КТАН-0,8УГ	шт	1	1458	1458

Продовження таблиці Г.2 – Відомість витрат матеріалів

1	2	3	4	5	6
9	Циркуляційний насос фірми GLONG марки GHE-75-80 [72]	шт	3	30	90
Потреба у допоміжних матеріалах					
Тепловий насос марки НТ-1000					
	Шпали дерев'яні непросочені, І тип, довжина 2,75 м, для залізничної широкої колії	шт	5	80	400
	Скоби будівельні	кг	1,2		1,2
Газопоршневий двигун-генератор ГДГА500					
	Масло дизельне моторне М-10ДМ	т	0,875		875
	Паливо дизельне з малосірчистих нафт	т	0,875		875
	Електроди, діаметр 4 мм, марка 350А	т	0,0145		14,5
	Прокат широкосмуговий, товщина 10-12 мм, з сталі марки Ст 3сп	т	0,35		350
	Шпали просочені для залізниць широкої колії, обрізні і необрізні хвойні [крім модрини], тип І	шт	12,25	110	1347,5
	Рейки залізничні, тип Р43, зі сталі марки НБ-61	м	8,4	103	865,2
КТАН-утилізатор КТАН-0,8УГ (ДБН Д.2.3-6-99, теплообмінне обладнання)					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка 350А	т	0,0022		2,2
	Шпали просочені для залізниць широкої колії, обрізні і необрізні хвойні [крім модрини], тип І	шт	2,02	110	222,2
	Прокладки металеві	т	0,0135		13,5
	Скоби будівельні	кг	4,1		4,1
Циркуляційний насос					
	Поковки з квадратних заготовок	т	0,456		456

Продовження таблиці Г.2 – Відомість витрат матеріалів

1	2	3	4	5	6
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Э50	т	0,0105		10,5
	Круги армовані абразивні відрізні, діаметр 180×3 мм	шт	5,21	0,274	1,43
	Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180×6 мм	шт	1,55	0,374	0,579
Трубопроводи і запірна арматура					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка 355	т	0,0095		9,5
	Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180×6 мм	шт	0,92	0,374	0,344
	Пароніт	т	0,0038		3,8
	Болти із шестигранною головою, діаметр різьби 12- [74] мм	т	0,154		154
	Пластина гумова рулонна вулканізована	кг	3,22		3,22
Циліндри з мін. вати, 60мм					
	Сталь листова оцинкована, товщина 0,8 мм	кг	20,8		20,8
	Лист алюмінієвий, марка АД1Н, товщина 1 мм	кг	9		9
	Оболонка захисна металева	шт	14	1,15	16,1
	Гвинти оцинковані	т	0,002		2

Загальна маса всіх вантажів визначається як сума мас основного і допоміжного обладнання та всі пристроїв і інструментів .

Загальна маса становить:

$$\Sigma M_{\text{заг.}} = \Sigma M_{\text{осн.обл}} + \Sigma M_{\text{доп.обл}} = 42189 \text{ (кг)}.$$

Визначення складу і об'єму робіт

Склад робіт:

1. Доставка деталей до місця монтажу.
2. Розмітка місць прокладання трубопроводу.
3. Монтаж теплового насосу марки НТ-1000.
4. Монтаж газопоршневого двигуна-генератора марки ГДГА500.
5. Монтаж КТАН-утилізатора марки КТАН-0,8УГ.
6. Труби сталеві електрозварні прямошовні \varnothing 159x5 мм.
7. Встановлення запірно-регулюючої арматури \varnothing 159 мм.
8. Встановлення фільтрів для очищення води.
9. Встановлення зворотнього клапана \varnothing 159 мм.
10. Випробування трубопроводів.
11. Ізоляція трубопроводів діаметром 159 мм.
12. Монтаж циркуляційних насосів.
13. Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію.

Об'єм робіт:

1. Доставка деталей до місця монтажу. Одиниці вимірювання в тонах. Загальна вага усіх деталей 42189 кг (42,189 т). Приймаємо об'єм $V=42,189$ т.
2. Розмітка місць прокладання трубопроводу. Одиниці вимірювання 100 м. Довжина всієї мережі трубопроводу складає $L=100$ м. Приймаємо $V = 1,0$ м.
3. Монтаж теплового насосу марки НТ-1000. Одиниці вимірювання в штуках. Отже, приймаємо $V=1$ шт.
4. Монтаж газопоршневого двигуна-генератора марки ГДГА500. Одиниці вимірювання в тоннах. Отже, приймаємо $V=17,5$ т.
5. Монтаж КТАН-утилізатора марки КТАН-0,8УГ. Одиниці вимірювання в тоннах. Отже, приймаємо $V=1,458$ т.

6. Прокладання сталевих електрозварних прямошовних труб діаметром 159 мм. Одиниці вимірювання тоннах. Маса труб з діаметром 159 мм складає 1,906 т, отже, приймаємо $V=1,906$.

7. Встановлення запірно-регулюючої арматури \varnothing 159 мм. Одиниці вимірювання 10 шт. Кількість 14 шт. Отже, об'єм становить $V=1,4$.

8. Випробування трубопроводів. Одиниці вимірювання 100 м. Об'єм приймається як загальна довжина зворотних та подавальних трубопроводів і становить $V=1,0$ м.

9. Ізоляція трубопроводів діаметром 195 мм. Одиниця виміру 10 м. Загальна довжина трубопроводів, які ізолюють 100,4 м. $V = 10$.

10. Монтаж циркуляційних насосів. Одиниці вимірювання в штуках. Отже, приймаємо $V=3$ шт.

11. Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію. Одиниці вимірювання в метрах. Загальна довжина зворотних та подавальних трубопроводів становить: 100 м. Отже, $V= 100$ м.

Прокладання надземних трубопроводів

Надземні трубопроводи монтують укрупненими блоками або секціями.

Монтаж міжцехових трубопроводів окремими трубами допускається тільки в тих випадках, коли при установці додаткових ліній на діючих естакадах, розширенні або реконструкції промислових об'єктів.

По виду укрупнення блоки можуть бути з будівельних конструкцій, трубопровідні та комбіновані.

Вибір виду блоку і ступеня його укрупнення визначається в залежності від конструктивних рішень естакад, кількості та розташування трубопроводів, їх діаметрів, наявності вантажопідйомних механізмів і транспортних засобів, а також місцевих умов виконання робіт.

Зазвичай монтаж проводять трубопровідними і комбінованими блоками. Укрупнювальну збірку блоків проводять на складальних майданчиках стаціонарних або мобільних, які розташовують у зоні дії монтажного крана.

Майданчики для збирання трубопровідних блоків довжиною до 60 м, прокладаються по металевій фермовій естакаді. Трубопровідні блоки збирають в та-

кій послідовності: вантажать, транспортують і розвантажують арматуру, деталі, вузли та секції; встановлюють стелажі або стенди, підготовляють кромки секцій під зварювання; стропують секції, піднімають і укладають секції на стелажі; збирають і зварюють стики, контролюють якість зварних з'єднань; розмічають місця встановлення опор і закріплюють опори; контролюють якість, маркують і приймають блоки. В окремих випадках забарвлюють блоки і теплоізоляцію із захисним покриттям (якщо це передбачено проектом).

Комбіновані блоки металевих фермових естакад збирають наступним чином: вантажать, транспортують і розвантажують укрупнені елементи будівельних конструкцій і трубопроводів; збирають трубопровідні блоки; розкладають і фіксують нижні балки; встановлюють ферми і верхні стійки, кріплять «ялинки»; укладають і тимчасово закріплюють трубопровідні блоки, що розміщуються усередині контуру поперечного перерізу; встановлюють верхні балки, напівбалки і зв'язку верхнього поясу; укладають і тимчасово закріплюють температурні блоки, що розміщуються поза контуром поперечного перерізу, влаштовують інвентарні навісні риштування; підготовляють блоки до транспортування, встановлюють елементи жорсткості, маркують і приймають блоки.

До монтажних робіт з прокладання надземних міжцехових трубопроводів на окремо стоячих опорах або естакадах приступають тільки після отримання від будівельної організації актів про повну відповідність опорних конструкцій проекту та технічним умовам, а також перевірки фактичного виконання цих робіт представниками монтажних організацій.

Необхідно перевірити готовність будівельних конструкцій стійок естакад і прогонових будов (для трубопровідних блоків) під монтаж і скласти виконавчу схему, що враховує відхилення відміток і положення в плані опорних конструкцій естакади.

При прокладці трубопроводів, розташованих всередині контуру поперечного перерізу естакади, трубопровідні блоки в залежності від типів естакад можна монтувати декількома методами:

- шляхи попереднього укладання блоків всередину контуру поперечного перерізу естакади до установки конструкцій верхнього ярусу (для збірних залізобетонних двоярусних естакад балкового типу);
- заведенням трубопровідних блоків у відкритий торець естакади (для всіх типів естакад);
- заведенням блоків всередину контуру через спеціально передбачений для цього отвір в площині верхнього пояса естакади (для металевих естакад фермово-

го типу).

Монтаж конструкцій прогонових будов естакади починають від нерухомої (анкерної) стійки і ведуть в обидва боки від неї.

На двоярусних естакадах траверси і зв'язку по верхньому поясу встановлюють після монтажу трубопроводів на нижньому поясі естакади та укладання на ньому трубопроводів, що підвішуються до верхнього поясу, якщо це допускається конструкцією естакади.

Додаткові лінії трубопроводів на діючих естакадах зазвичай прокладають окремими трубами. Труби піднімають краном і з допомогою трактора або лебідок і відвідних блоків протягують всередину естакади.

Монтаж міжцехових трубопроводів блоками та секціями дозволяє механізувати 80-85% заготівельних, складально-зварювальних, ізоляційних і монтажних робіт і значно підвищити якість і продуктивність праці.

Вибір і обґрунтування методів виконання робіт, типів машин, механізмів, пристосувань і конструкцій

Трубопроводами називаються пристрої, які використовуються для транспортування рідких, газоподібних і сипучих речовин. Трубопроводи складаються з щільно з'єднаних між собою прямих ділянок труб, деталей, запірно-регулюючої арматури, контрольно-вимірювальних приладів, засобів автоматики, опор і підвісок, кріплення, прокладок і ущільнень, а також матеріалів, застосовуваних для теплової і антикорозійної ізоляції.

До технологічних трубопроводах відносяться всі трубопроводи промислових підприємств, за якими транспортуються: сировина, напівфабрикати та готові продукти; пар, вода, паливо, реагенти; відходи виробництва та ін.

Технологічні трубопроводи працюють у складних умовах. У процесі роботи окремі частини трубопроводу знаходяться під тиском продукту, що транспортується, яке може бути від 0,01 до 2500 кгс/см² і вище, під впливом температур в межах від -170 до +700 °С і більше, під постійним навантаженням від маси труб і деталей, навантажень теплового подовження, вібраційних, вітрових та тиску ґрунту.

Крім того, в елементах трубопроводу можуть виникати періодичні навантаження від нерівномірного нагріву, заземлення рухомих опор і надмірного тертя в них.

Складність виготовлення та монтажу технологічних трубопроводів визначається:

– характером і ступенем агресивності продуктів, що транспортуються (вода, нафта, пар, газ, спирти, кислоти, луги та ін.);

– конфігурацією об'язки апаратів та обладнання, великою кількістю роз'ємних та нероз'ємних з'єднань, трубопроводів, компенсаторів, контрольно-вимірювальних приладів, засобів автоматики і опорних конструкцій;

– розташуванням трубопроводів у траншеях, каналах, лотках, на стійках, естакадах, етажерках, на технологічному обладнанні, а також на різних висотах і часто в умовах, незручних для виробництва робіт.

За територіальною ознакою технологічні трубопроводи поділяють на внутрішньоцехові, що з'єднують окремі апарати і машини в межах однієї технологічної установки або цеху і розміщені всередині будинку або на відкритому майданчику, міжцехові, що з'єднують окремі технологічні установки і цехи.

Успішне і якісне виконання монтажних робіт залежить від своєчасної підготовки виробництва. При монтажі трубопроводів необхідно суворо дотримуватися технічних умов і правил провадження робіт, деталей і вузлів трубопроводів, арматури та інших матеріалів.

Труби, деталі, конструкції та обладнання завозяться централізовано автомашиною «ТОНАР 45252». Оскільки загальна вага усіх деталей становить 42,189 т, то доставка деталей та обладнання до місця монтажу проводиться за 3 рази. Технічні характеристики автомашини наведені в таблиці Г.3.

Таблиця Г.3 – Технічні характеристики ТОНАР 45252

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Повна маса	кг	63000
Вантажопідйомність	кг	40000
Габарити: Довжина Ширина Висота	м	9,74 3,95 3,7
Двигун		QSK19 - C600

Витрата пального для доставки матеріалів та виробів:

- відстань 300 (км);
- кількість ходок $n=3$;
- витрата пального $Q=39$ (л/100км).

Необхідна кількість пального для доставки труб визначається за формулою

$$Q_{\text{п}}=Q \cdot 2 \cdot n \cdot l, \quad (\text{Г.3})$$

$$Q_{\text{п}} = 0,39 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 300 = 702 \text{ л.}$$

Для встановлення обладнання використовуємо автокран КАМАЗ КС-5572 технічна характеристика якого наведена в таблиці Г.4.

Таблиця Г.4 – Технічна характеристика автокрана КАМАЗ КС-5572

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Вантажопідйомність	т	32
Виліт стріли	м	27
Коля коліс: передніх задніх	м	2,5 1,95
Маса	т	20

Для зварювання стиків трубопроводу використовується зварювальний апарат інверторного типу IGBT DNIPRO-M SAB-258TS. Його характеристики вказані в таблиці Г.5.

Таблиця Г.5 – Технічні характеристики зварювального апарату інверторного типу IGBT DNIPRO-M SAB-258TS

Величина	Одиниця виміру	Значення
Номінальна напруга мережі	В	230
Номінальний зварювальний струм	А	20-250
Діаметр зварювальної проволочки	мм	1,6-4,0
Споживана потужність	кВт	5,5
Маса	кг	2,7

В зв'язку з тим, що ми отримаємо фасонні частини трубопроводів в готовому вигляді, то ми маємо потребу тільки в монтажних інструментах.

Таблиця Г.6 – Набір інструментів та пристосувань для монтажників системи трубопроводів

Найменування	ГОСТ, марка	Кількість, шт.	Загальна маса, кг
1	2	3	4
Ключ гайковий двохсторонній М17х19мм, М19х22 мм	ГОСТ2839-80	6	0,9
Плоскогубці комбіновані	ГОСТ 5547-75	6	1,6
Викрутки	ГОСТ 5423 - 79	6	0,31
Молоток слюсарний	ГОСТ 2310-77	6	1,8
Зубило слюсарне довжиною 0,2 м	ГОСТ 7211-72	6	2,1
Стрічка вимірювальна, 20 м	ГОСТ 7502 - 61	6	0,12
Молоток гумовий		6	1,9
Рівень металевий	ГОСТ 7948-80	2	0,22
Висок	ГОСТ 7948-80	2	0,2
Ящик переносний для інструменту		12	3,2
Всього:			11,75

Витрати допоміжних матеріалів зводимо в таблицю Г.7.

Таблиця Г.7 – Витрати допоміжних матеріалів на монтаж теплотехнічної частини

Допоміжні матеріали	Одиниця виміру	Витрати матеріалів		
		Шифр	Вага	Об'єм
Прокладки гумові	кг	111-1746	5,45	-
Прокладка з пароніта, ПМБТ,	шт/кг		15/0,04	-
				Σ=6,05

Загальна маса всіх інструментів і пристосувань складає:

$$\Sigma_{\text{інст.}} = 2,7 + 11,75 + 6,05 = 20,5 \text{ (кг).}$$

Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

Трудомісткість монтажних робіт визначається за формулою

$$Q = \frac{V \cdot H_{\text{ч}}}{B} \text{ [люд/дні]}, \quad (\text{Г.4})$$

де V – об'єм робіт;

$H_{\text{ч}}$ – норма часу на одиницю виміру, люд/год;

B – кількість годин в зміні, год.

Тривалість монтажних робіт визначається за формулою

$$T = \frac{Q}{n} \text{ [дні]}, \quad (\text{Г.5})$$

де Q – трудомісткість монтажних робіт, люд/дні

n – кількість робітників, люд

Результати розрахунку наведені в таблиці Г.8.

Таблиця Г.8 – Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

№ роботи	Найменування робіт	Одиниця виміру	Об'єми робіт	Норма часу	Трудомісткість, люд/год	Тривалість днів	Виконавці	
							Кількість	Професійний склад
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Доставка деталей до місця монтажу	т	42,189	3	15,82	2,64	6	роотник 4р.-2 3р.-2 2 воля
2	Розмітка місць прокладання трубопроводів	100 м	1,0	1,3	0,16	0,04	4	Монтажн. 5р.-2, 3р.-2
3	Монтаж теплового насосу НТ-1000	шт	1	1319,5	164,9	16,49	10	Монтажники 3р- 4, 4р-4, 7р-2
4	Монтаж двигуна-генератора ГДГА500	т	17,5	53,2	116,4	11,64	10	Монтажники 3р- 4, 4р-4, 7р-2
5	Монтаж КТАН-утилізатора	т	1,458	78,4	14,29	4,76	3	Монтажники 5р-1,4р-1, 3р.-1
6	Прокладання труб сталевих електрозварних прямошовні діаметром 159 мм	т	1,906	176	41,93	4,66	9	ел.зв. 6р.-1, 5р.-1, сл.-сантехнік 4 р.-1.

Продовження таблиці Г.8 – Трудомісткість виконання монтажних робіт

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Монтаж циркуляційного насоса	шт	3	37,8	14,17	3,54	4	Монтажники 3р-2, 4р-2
8	Встановлення запірної арматури, фільтрів Ø 159 мм	10 шт	1,4	96	16,8	5,6	3	Монтажники 5р-1, 4р-1, 3р-1
9	Випробування трубопроводів	100 м	1,0	8,22	1,03	0,21	6	Монтажники. 5р, 4р, 3р-2
10	Ізоляція трубопроводів діаметром 195 мм	10 м	10	16,8	21	4,2	5	Слюсар 4, 2 розряд
11	Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію	100 м	1	2,4	0,3	0,1	3	Слюсар-сантехнік 3,5

Організаційна частина

Визначення складу бригад і підбір монтажних інструментів

Склад бригад та середній розряд робітників для виконання монтажних робіт визначається згідно нормативних документів.

Доставка деталей до місць монтажу та їх складування. Четверо робітників, два водія.

Розмітка місць прокладання трубопроводу. Четверо монтажників 5 розряду і 3 розряду.

Монтаж теплового насосу НТ-1000. Десять монтажників 7, 4, 3 розряду.

Монтаж двигуна-генератора ГДГА500. Чотири монтажника 7, 3 розряду.

Монтаж КТАН-утилізатора. Три монтажника 5, 4, 3 розряду.

Прокладання труб сталевих електрозварних прямошовні діаметром 159 мм. Двоє електрозварників 6, 5 розряду, один слюсар-сантехнік 4 розряду.

Встановлення запірної арматури Ø 159 мм. Три монтажника 5, 4, 3 розряду.

Випробування трубопроводів. Шість монтажників 5, 4, 3 розряду.

Ізоляція трубопроводів діаметром 159 мм. Два слюсара 4, 2 розряду.

Монтаж циркуляційного насоса. Чотири монтажника 4, 3 розряду.

Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію. Четверо слюсарів-сантехніків 5 розряду.

Організація робочих місць та побутових приміщень

До початку монтажно-збірних робіт встановлюється готовність будівлі до монтажу трубопроводів, приладів та обладнання.

Приймання об'єктів під монтаж відбувається актом встановленої форми, який підписує представник генпідрядника, який виконує будівельні роботи (майстер або виконроб).

Перед тим як розпочати монтажні роботи на об'єкті, виконати наступні роботи, які фіксуються актом:

- пробити отвори в стінах і в перекриттях підготувати борозди і канали для прокладки трубопроводів;
- оштукатурити інші ділянки стін в місцях окладки трубопроводів;
- підготувати монтажні пройми для переміщення крупно габаритного обладнання, що підлягає монтажу;

- нанести на стінах фарбою відмітки чистої підлоги;
- підвести електросилові лінії для підключення механізмів і інструментів;
- забезпечити освітленість роботи місць доступ до них робітників і можливість доставки матеріалів і виробів монтажного обладнання;
- виділити місце для складування матеріалів і обладнання.

Монтажне регулювання і здача системи в експлуатацію

Послідовність технологічних операцій при виконанні монтажних робіт.

Монтаж теплонасосної установки виконати в такій послідовності: розмітити місця установки стояків; розмітити місця установки кріплень. Монтаж трубопроводів виконати в такій послідовності: розмітити вісі магістралей та установити підвіски і кронштейни; прокласти труби, вузли і заготовки по наміченим вісям; зібрати магістралі та приєднати до них монтажні вузли; вивірити та установити задані уклони; закріпити магістралі на опорах та підвісках.

Після виконання всіх монтажних робіт систему піддають випробуванням на справність водорозбірної і запірної арматури, змивних та інших пристроїв обладнання і на герметичність. Випробування на герметичність виконують до закладення трубопроводів у стінах (при прихованій прокладці) і до накладення ізоляції і забарвлення. Випробовують трубопроводи гідравлічним способом відповідно до ГОСТ 3845-82 тиском, що перевищує робоче на 0,5 МПа, але не більше 1 МПа протягом 10 хв.; зниження тиску при цьому допускається не більше ніж на 0,1 МПа.

Випробування системи оформляють актом. Для приймання системи в експлуатацію пред'являють основні документи:

- акти, креслення і документи погоджень на додаткові роботи і зміни, допущені при монтажних роботах;
- акти на приховані роботи;
- акти випробувань окремих елементів (монтажних вузлів, пристроїв, обладнання) з доданням усіх паспортів;

– акти випробувань на герметичність мережі та на ефективність роботи обладнання (насосів, баків, пожежних кранів і т. п.).

Під час приймання перевіряють відповідність монтажу затвердженим проектом і міцність кріплень, наявність ухилів для спорожнення труб, відсутність витоків води в арматурі, з'єднаннях, обладнанні, ефективність включення і виключення, роботу автоматики.

В актах приймання вказують усі зазначені дефекти і неполадки, відступи від затвердженого проекту, результати випробування устаткування і системи в цілому, якість виконаних робіт, наявність недоробок, термін для їх усунення.

Спеціалізовані експлуатаційні організації, спеціалізовані ремонтні цехи, забезпечені необхідними матеріалами, запасними деталями, обладнанням для потреб поточного ремонту внутрішніх санітарно-технічних систем, значно підвищують рівень технічної експлуатації будівель.

Висновок

Здійснено розрахунок діаметрів трубопроводів для підведення і відведення теплоносіїв до ТНУ. Було виконано компоновку обладнання, схеми прокладення трубопроводів, враховані відомості по виконанню робіт, визначена трудоемкість монтажних робіт. Визначено необхідну кількість виробів та матеріалів для монтажу системи теплонасосної установки, потребу в допоміжних матеріалах, підібрані машин, механізми та пристосування для виконання монтажних робіт.

Так, загальна маса всіх вантажів становить $\Sigma M_{\text{заг}} = 42,189$ (кг), а загальна маса теплонасосних установок, що встановлюються на котельні, становить $M_{\text{ТНУ}} = 15000$ кг.

Після проведення необхідних розрахунків розроблені календарний графік монтажу тепло насосної установки, графік руху робітників та графік руху машин та механізмів.

Додаток Д (довідковий)

Таблиця Д.1 - Локальний кошторис на будівельні роботи №

Основа:
креслення (специфікації) №

Кошторисна вартість
Кошторисна трудом
Кошторисна заробіт
Середній розряд ро

Складений в поточних цінах станом на "21.11" 2021 р.

№ п/п	Обґрунтування (шифр норми)	Найменування робіт і витрат	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці, грн.		Загалом
					Всього	експлуатації машин	
					заробітної плати	в тому числі заробітної плати	Всього
1	2	3	4	5	6	7	8
1	M7-232-1	Монтаж теплового насосу марки НТ-1000	комплект	1	<u>9123,19</u>	<u>647,77</u>	9123
					4793,84	166,58	
2	& C131-1-Н варіант 9	насос марки НТ-1000	шт	1	<u>1867455,</u>	-	1867456
					73	-	
					-	-	
3	M6-407-10	Монтаж газопоршневого двигун-генератора марки ГДГА500	т	32	<u>2309,32</u>	<u>589,05</u>	73898
					722,40	194,41	
4	& C130-1-Н варіант 4	Газопошневий двигун марки ГДГА500	шт	1	<u>2577884,</u>	-	2577884
					06	-	
					-	-	
5	M7-232-1	Монтаж насосів фірми GLONG марки GHE-75-80 з подачею 70 м3/год., напором 0,15 МПа	комплект	3	<u>9123,19</u>	<u>647,77</u>	27370
					4793,84	166,58	
6	& C131-1-Н варіант 10	Насос марки GHE- 75-80	шт	3	<u>1020855,</u>	-	3062567
					73	-	
					-	-	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	M18-152-1	Монтаж КТАН-утилізатора марки КТАН-0, 8УГ	шт	1	37503,76 10663,18	11908,58 3676,67	37504	10663	11909 3677	548,8 174,8522	548,8 174,85
8 & C132-1-N варіант 4		КТАН-утилізатора марки КТАН-0, 8УГ	шт	1	3759884, 54 -	- -	3759885	-	- -	- -	- -
Разом прями витрати по кошторису							11415687	52956	33350 10565		2503,2 504,66
Разом будівельні роботи, грн.							11415687				
в тому числі:											
вартість матеріалів, виробів та конструкцій, грн.							11329381				
всього заробітна плата, грн.							63521				
Загальновиробничі витрати, грн.							42297				
трудоємність в загальновиробничих витратах, люд.год.							237,63				
заробітна плата в загальновиробничих витратах, грн.							7683				
Всього будівельні роботи, грн.							11457984				

-											
Всього по кошторису							11457984				
Кошторисна трудоємність, люд.год.							3245				
Кошторисна заробітна плата, грн.							71204				

Склав

[посада, підпис (ініціали, прізвище)]

Перевірив

[посада, підпис (ініціали, прізвище)]