

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет електроенергетики та електромеханіки

(повне найменування інституту)

Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного

(повна назва кафедри)

менеджменту

**Пояснювальна записка
до магістерської кваліфікаційної роботи**

Магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ АВТОНОМНИХ ДЖЕРЕЛ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА КОТЕЛЬНІ КОМУНАЛЬНОГО ПІДПРИЄМСТВА
ВІННИЦЬКОЇ МІСЬКОЇ РАДИ «ВІННИЦЯМІСЬКТЕПЛОЕНЕРГО» ПО
ВУЛИЦІ ОЛЕКСАНДРА КОШИЦЯ

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕМ-18м

Спеціальність 141 - «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва)

Освітня програма «Енергетичний менеджмент»

(назва)

Нечуя В. С.

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доц. Кравець О. М.

(прізвище та ініціали)

Рецензент _____

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2019

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту
Освітньо-кваліфікаційний рівень – магістр
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма – Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСЕЕМ
д.т.н., проф., Бурбело М.Й.

« ____ » _____ 2019р.

**ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Нечуї Владиславу Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз енергоефективності автономних джерел електроенергії на котельні Комунального підприємства Вінницької міської ради «Вінницяміськтеплоенерго» по вулиці Олександра Кошиця
керівник роботи Кравець Олександр Миколайович, к.т.н., доцент.
затверджені наказом по ВНТУ від «02» 10 2019 року, № 254
2. Строк подання студентом роботи «03» 12 2019 року.
3. Вихідні дані: генплан підприємства; відомості про електричні навантаження підприємства; відомості про джерела живлення, їх віддаленість (Додаток Б).
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки
АНОТАЦІЯ
ВСТУП
1 ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ ОБ'ЄКТУ ДОСЛІДЖЕННЯ
2 АВТОНОМНІ ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ ПІДПРИЄМСТВА ПЕРЕТВОРЕННЯМ ЇЇ В КОГЕНЕРАЦІЙНУ УСТАНОВКУ
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА РОБОТИ
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ
ВИСНОВКИ
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ
ДОДАТКИ
5. Перелік графічного матеріалу: матеріали роботи.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спеціальна частина	Кравець О.М., к.т.н., доцент, каф. ЕСЕЕМ		
Теплова частина	Головченко О.М., к.т.н., доцент, каф. ВЕТЕСК		
Економічна частина	Шулле Ю. А., к.т.н., доцент, каф. ЕСЕЕМ		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В., д.пед.н., професор		
Норми контролю	Войтюк Ю. П., к.т.н., ст. викл., каф. ЕСЕЕМ		

7. Дата видачі завдання « 03 » 09 2019 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Енергетичний аудит об'єкту дослідження	11.10.19	виконав
2	Автономні джерела електроенергії	18.10.19	виконав
3	Підвищення ефективності водогрійної котельні підприємства перетворенням її в когенераційну установку	04.11.19	виконав
4	Економічна частина роботи	22.11.19	виконав
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.11.19	виконав

Студент

(підпис)

Керівник магістерської
кваліфікаційної роботи

(підпис)

Нечуя В.С.

(прізвище та ініціали)

Кравець О.М.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Нечуя В. С. Аналіз енергоефективності автономних джерел електроенергії на котельні Комунального підприємства Вінницької міської ради «Вінницяміськтеплоенерго» по вулиці Олександра Кошиця. Магістерська кваліфікаційна робота. Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Вінниця: ВНТУ, ФЕЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2019. – 142 с.

В даній роботі було проведено енергетичний аудит котельні по вул. О. Кошиця, 18 КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго», розроблено заходи з енергозбереження: шляхом заміни ламп освітлення, використання конденсаторних установок та автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії. Розглянуто поняття когенерації, також види когенераційних установок, їх схеми та будову. Проведено розрахунок теплової схеми та розроблені шляхи енергозбереження за допомогою впровадження фреонового турбогенератора та газопоршневого двигуна. Виконано розрахунки з економіки та розроблені норми з охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: енергетичний аудит, когенераційні установки, енергозбереження, конденсаторні установки, освітлення, електропостачання, опалення.

ABSTRACT

Nechuia V.S. Energy Efficiency Analysis of Autonomous Electricity Sources at the Boiler House of the Municipal Enterprise of Vinnytsia City Council "Vinnytsyamiskteploenergo" on Alexander Koshitsa Street. Master's qualification work. Specialty 141 - Electricity, electrical engineering and electromechanics. - Vinnytsia: VNTU, FEEM, Department of ECEM, 2019. - 142p.

In this work, an energy audit of the boiler room on the street. O. Koshitsa, 18 ME VCC "Vinnitsyamiskteploenergo", energy saving measures were developed: by replacement of light bulbs, use of condenser units and automated system of commercial accounting of electricity. The concept of cogeneration as well as types of cogeneration units, their schemes and structure are considered. The thermal scheme has been calculated and the ways of energy saving have been developed with the help of the introduction of a freon turbogenerator and a gas piston engine. Economics calculations have been made, and occupational health and safety standards have been developed.

Keywords: energy audit, cogeneration units, energy saving, condenser units, lighting, power supply, heating.

Drawings – 16

Tables – 38

Bibliographies – 35

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ ОБ’ЄКТУ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	10
1.1 Попереднє отримання інформації про об’єкт енергетичного аудиту.....	10
1.2 Аналіз попередньо отриманої інформації	16
1.3 Оброблення інформації про використання ПЕР	21
1.3.1 Інформація, яка потрібна для перевірки ефективності вибору системи КРП на КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго»	21
1.3.2 Інформація, яка потрібна для перевірки ефективності вибору системи опалення та водопостачання на котельні.....	22
1.3.3 Інформація, яка потрібна для перевірки ефективності вибору системи освітлення на котельні	23
1.3.4 Побудова та аналіз характеристик режимів споживання ПЕР.....	23
1.3.5 Складання та аналіз паливно-енергетичних балансів	24
1.3.6 Визначення питомих норм споживання ПЕР.....	26
1.4 Розроблення і обґрунтування рекомендацій щодо підвищення ефективності використання ПЕР на КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго»	27
1.4.1 Техніко-економічний аналіз заходів з підвищення економії ПЕР	27
1.4.2 Перевірка ефективності системи освітлення.....	34
1.4.3 Підвищення ефективності системи інфрачервоного опалення приміщень підприємства	38
1.5 Висновки до розділу 1	40
РОЗДІЛ 2 АВТОНОМНІ ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	41
2.1 Поняття «когенерація» і когенераційні установки (Міні-ТЕЦ)	41
2.1.1 Схема когенераційних установок	41
2.1.2 Складові частини когенераційних установок	42
2.2 Різновиди когенераційних установок	45
2.2.1 Когенераційна установка на базі поршневого двигуна.....	45

2.2.2 Когенераційна установка на базі фреонової турбіни	47
2.3 Висновки до розділу 2	50
РОЗДІЛ 3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНІ ПІДПРИЄМСТВА ПЕРЕТВОРЕННЯМ ЇЇ В КОГЕНЕРАЦІЙНУ УСТАНОВКУ	51
3.1 Розрахунок існуючої теплової схеми котельні	51
3.2 Основне та допоміжне обладнання	59
3.2.1 Насоси.....	59
3.2.2 Вентилятори і димососи	60
3.3 Розрахунок техніко-економічних показників котельні.....	63
3.4 Перетворення водогрійної котельні в когенераційну установку	66
3.5 Системний аналіз варіантів енергопостачання КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго»	67
3.6 Розрахунок теплової схеми і техніко-економічних показників модернізованого варіанта котельні шляхом встановлення фреонової турбіни.....	70
3.6.1 Визначення потужності фреонової турбіни	72
3.6.2 Витрати на турбіну.....	75
3.7 Котельня з газопоршневими двигунами і водогрійними котлами.....	77
3.7.1 Розрахунок річних затрат на паливо для двигуна	77
3.7.2 Розрахунок річної вартості теплоти від двигуна, проданої споживачам	78
3.7.3 Розрахунок річної вартості електроенергії виробленої ГПД.....	80
3.7.4 Розрахунок капіталовкладень та відрахувань на ГПД	80
3.8 Розрахунок показників ефективності інвестицій.....	83
3.9 Висновки до розділу 3	88
РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА РОБОТИ	90
4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання.....	90
4.2 Розрахунок поточних витрат.....	93
4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі	93
4.2.2 Планування вартості матеріалів, що витрачаються.....	101
4.2.3 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат.....	105
4.3 Розрахунок собівартості електроенергії	106

4.3.1 Розрахунок річного споживання і втрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію	106
4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії	110
4.4 Висновки до розділу 4	112
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	114
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту.....	115
5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочого місця	115
5.1.2 Електробезпека.....	117
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	120
5.2.1 Мікроклімат	120
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	121
5.2.3 Виробниче освітлення	122
5.2.4 Виробничий шум.....	125
5.2.5 Виробничі вібрації	126
5.2.6 Психофізіологічні фактори	127
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи автономного джерела електроенергії в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	129
5.3.1 Дослідження безпеки роботи автономного джерела електроенергії в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	130
5.3.2 Дослідження безпеки роботи автономного джерела електроенергії в умовах дії електромагнітного імпульсу	132
5.4 Висновки до розділу 5	134
ВИСНОВКИ.....	135
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	138
ДОДАТКИ.....	142

ВСТУП

Актуальність теми. Тема магістерської кваліфікаційної роботи є актуальною тому, що всі підприємства нашої держави так і інших країн світу, рухаються в сторону зменшення витрат на паливно-енергетичні ресурси при тій самій виробленій продукції.

Одним з найбільш перспективних рішень ситуації, що склалася є розвиток малої енергетики. Великим потенціалом тут має процес спільного вироблення електричної та теплової енергії – когенерація, яка крім усього іншого дає можливість для розвитку економіки країни.

Мета і задачі дослідження. Метою даної роботи є зменшення витрат на виробництво теплової енергії у формі гарячої води теплових мереж та гарячого водопостачання за рахунок впровадження автономних джерел електроенергії, що дозволяє виробляти електроенергію і тепло одночасно, що призводить до збільшення ефективності використання палива завдяки більш високому ККД та забезпечення власних потреб котельні в електроенергії.

Для досягнення поставленої мети необхідне рішення наступних завдань:

1. Вивчити основні елементи когенераційної установки;
2. Вивчити різновиди когенераційних установок;
3. Показати порівняльні характеристики різних типів когенераційних установок;
4. Показати економічні та екологічні вигоди.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є котельня та технологічне обладнання, яке входить до її складу.

Предметом дослідження є методи і засоби енергозбереження за допомогою когенераційних установок.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використані закони електро та теплотехніки. Математична модель будується за методикою системного аналізу.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень вирішена наукова задача доцільності використання когенераційних установок.

Особистий внесок здобувача. Розроблений метод для вирішення задачі, а також отримані результати, які становлять основний зміст магістерської кваліфікаційної роботи, отримані автором самостійно.

Апробація роботи. Основні положення роботи та її результати доповідались і обговорювались на XLVIII науковотехнічній конференції факультету електроенергетики та електромеханіки.

Публікації. Результати опубліковані в збірнику праць XLVIII науковотехнічної конференції факультету електроенергетики та електромеханіки.

Структура та обсяг роботи. Робота складається зі вступу, п'яти розділів, списку літератури з 35 найменувань. Основний зміст викладено на 135 сторінках друкованого тексту, містить 16 рисунків, 38 таблиць. Загальний обсяг роботи – 142 сторінок.

РОЗДІЛ 1

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ ОБ'ЄКТУ ДОСЛІДЖЕННЯ

В сучасних умовах енергоємність продукції є одним із показників конкурентоспроможності промислових підприємств. Оскільки у світі постійно підвищуються ціни на енергоносії, то немає іншої альтернативи, як раціональне використання енергоносіїв і підвищення енергоефективності існуючого обладнання. Тому від технічного стану електричного обладнання залежить ефективність використання паливно-енергетичних ресурсів при його роботі. Справний стан електричного обладнання забезпечується якісною технічною експлуатацією його персоналом [6].

Сформуємо послідовність проведення дослідження енергоаудитора.

1.1 Попереднє отримання інформації про об'єкт енергетичного аудиту

Після попереднього обстеження отримана наступна інформація:

1. КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» спеціалізується на експлуатації джерел тепlopостачання.

2. Юридична адреса замовника та контактна інформація

вул. О. Кошиці, 18

м. Вінниця,

Україна, 21011,

т. +38 (0432) 56-40-27

3. Форма власності підприємства

Підприємство є Комунальним підприємством Вінницької міської ради.

4. Короткі відомості про підприємство

КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» введено в експлуатацію в 1970-му році. Станом на сьогоднішній день у власності Комунального підприємства "Вінницяміськтеплоенерго" знаходиться 39 газових котелень та одна ТЕЦ. З них, дев'ятнадцять котельень тепловою потужністю до 3 Гкал/год, десять котельень

потужністю від 3 до 20 Гкал/год, чотири котельні потужністю від 20 до 100 Гкал/год, три котельні та одна ТЕЦ потужністю більше 100 Гкал/год [13].

Станом на 2019 рік, КП ВМР "Вінницяміськтеплоенерго" експлуатує 39 джерел тепlopостачання. Гуртова встановлена потужність котелень складає близько 686,1 Гкал. Підприємство використовує котельні, які працюють на газу, багато з яких застарілі і мають відносно низький ККД [13].

Температурний графік найбільш потужних котелень становить 110/70°C, решти котелень – 95/70°C.

5. Загальна характеристика систем підприємства, які використовують ПЕР

На підприємстві діють наступні системи, а саме, система електропостачання, система тепlopостачання, система водопостачання та каналізації, система освітлення.

Система електропостачання:

До системи електропостачання належать повітряні і кабельні лінії електропередач. На підприємстві відсутні система контролю за використанням встановленої потужності, а також відсутня система компенсації реактивної потужності.

На рисунку 1.1 представлено план розташування будівель і споруд підприємства. В таблиці 1.1 наведено значення встановлених потужностей об'єктів електроспоживання підприємства.

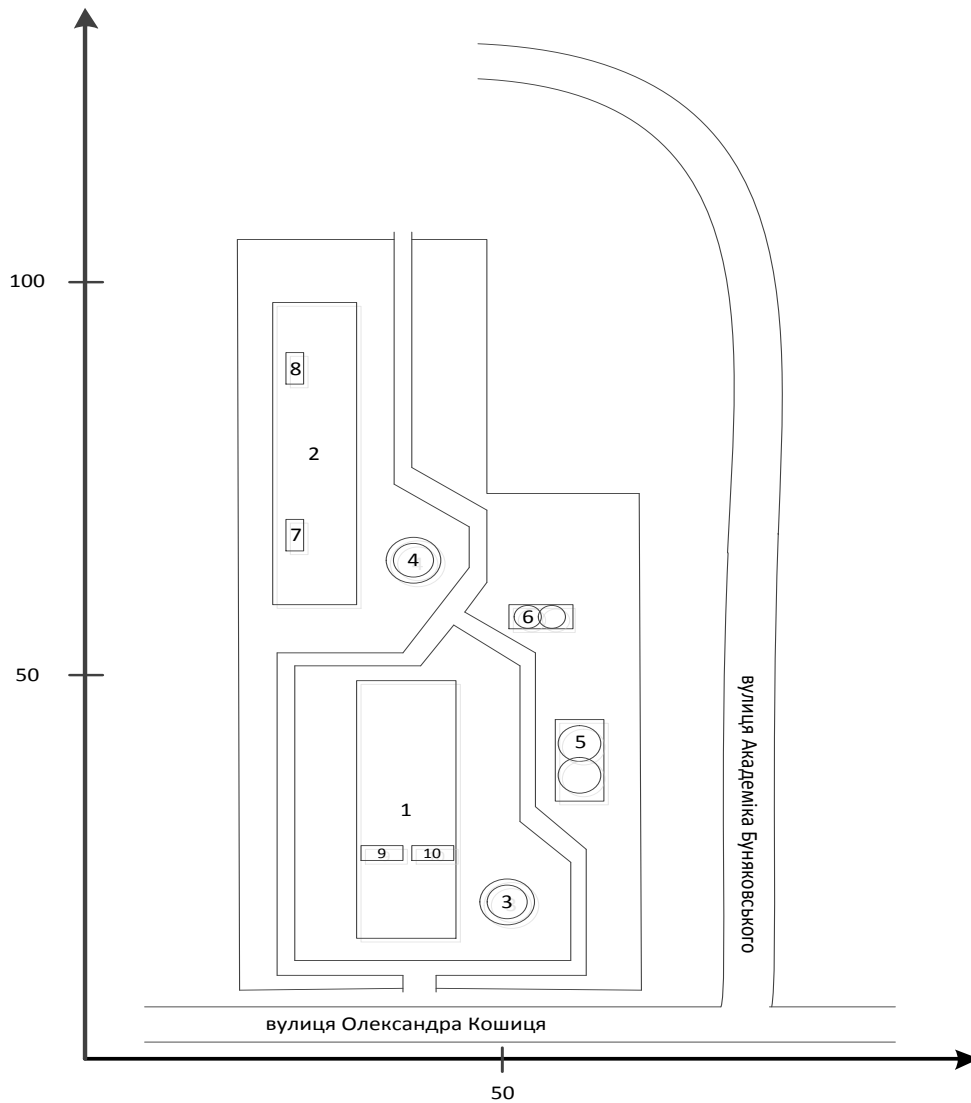


Рисунок 1.1 – Генеральний план підприємства

Таблиця 1.1 – Встановлені потужності об'єктів електроспоживання підприємства

№	Найменування	P_n , кВт
1	Котельня 1	405
2	Котельня 2	380
7	Насосна	125
8	Компресорна	160
6	Субспоживач	63
9,10	Мережний насос	150

В табл. 1.2 наведено опис основних електричних навантажень цеху.

Таблиця 1.2 – Електроприймачі підприємства

№ пп	Назва об'єкта	Назва електроприймача
1	Котельня 1	Освітлення, сольовий насос, рециркуляційний насос, підживлювальний насос, насос промивки фільтрів, кран, перекачувальний насос, зварювальний пост, підвищувальний насос, пальник, димосос.
2	Котельня 2	Освітлення, сольовий насос, рециркуляційний насос, підживлювальний насос, насос промивки фільтрів, кран, перекачувальний насос, зварювальний пост, підвищувальний насос, пальник, димосос.
3	Насосна	Освітлення, насоси.
4	Компресорна	Освітлення, насоси.
5	Субспоживач	Освітлення, вентилятори.
6	Мережний насос	Насоси.

Система тепlopостачання (опалення):

Система тепlopостачання являє собою водогрійну котельню для виробництва теплової енергії.

Система освітлення:

Система освітлення приміщень характеризується великою кількістю ламп типу ДРЛ.

Система водопостачання:

На підприємство подається вода від міської водопровідної мережі.

6. Режим роботи підприємства

3 зміни по 8 годин

Неділя: вихідний

Кількість робочих днів в рік – 300.

7. Фінансовий стан підприємства

КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» не має заборгованості по зарплаті та за енергоносії.

8. Кількість працівників

Середньоспискова чисельність працівників – 10 осіб.

9. Щорічне споживання ПЕР об'єктом та його структурними підрозділами

На КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» використовується: електроенергія, природний газ та вода. Дані про споживання вищевказаних паливно-енергетичних ресурсів наведено в таблицях 1.3 та 1.4 [13].

Таблиця 1.3 – Загальне споживання енергоносіїв та їх вартість за даними на 2017 р.

Енергоносій	Річне споживання	Річні витрати, грн.
Активна електроенергія	3146 тис. кВт·год.	7865000
Реактивна електроенергія	2257,7 квар·год.	112885
Природний газ	18,93 млн. м ³	146802150
Вода	136559 м ³	1132074

Таблиця 1.4 – Дані про щомісячне споживання електроенергії та природного газу підприємством за 2017 р.

Місяць	Споживання активної електроенергії, кВт·год.	Споживання реактивної електроенергії, квар·год.	Споживання газу, млн. м ³
Січень	331201	276720	4,54
Лютий	355358	333759	3,38

Продовження таблиці 1.4

Березень	341701	263020	1,93
Квітень	338416	261049	0,77
Травень	274397	238638	0,68
Червень	274100	252460	0,48
Липень	206072	95643	0,87
Серпень	201663	80997	0,58
Вересень	242990	223794	0,39
Жовтень	370896	284537	0,58
Листопад	370420	294252	1,84
Грудень	378786	262827	2,90
Разом	3146000	2257700	18,93

10. Система тарифів на енергоносії, які використовує підприємство, та існуючі обмеження на споживання енергії

КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» сплачує за водопостачання – 8,28 грн. за 1 куб.м, на водовідведення – 3,91 грн. за 1 куб.м.

Роздрібний тариф на електроенергію, складає 2,5 грн./кВт·год.

11. Наявність і характеристика систем обліку та контролю енергоспоживання

На підприємстві встановлено систему комерційного обліку електроенергії, яка представлена електронним 3-х фазним лічильником обліку активної та реактивної енергії, який включається через трансформатори струму та напруги до шин ЦРП підприємства з напругою 10 кВ. Подібні лічильники приєднані до шин РП високої сторони двох заводських трансформаторних підстанцій для здійснення технічного обліку [6].

1.2 Аналіз попередньо отриманої інформації

1. На підприємстві виготовляється теплова енергія, яка подається у формі гарячої води теплових мереж та гарячого водопостачання, що дає можливість розрахувати норми використання ПЕР, а також визначити можливість покращення норм після реалізації енергоощадних заходів [13].

2. Система комерційного обліку та контролю електроенергії. На підприємстві встановлено лічильники активної та реактивної енергії, які приєднані на ввіді ЦРП. Також присутні лічильники технічного обліку. Отже, у впровадженні додаткових засобів контролю та обліку потреби нема.

3. Впровадження системи енергетичного менеджменту на підприємстві, оскільки на даний момент вона відсутня на підприємстві. Оскільки існуючі лічильники обліку активної та реактивної енергії є аналоговими, то виникає потреба в дослідженні впливу їх точності на витрати підприємства на електроенергію.

4. Перевірка доцільності впровадження на підприємстві приладового контролю з метою досягнення економії паливно-енергетичних ресурсів, оскільки відсутній контроль за ефективністю використання встановлених потужностей обладнання.

5. Аналіз систем з споживання паливно-енергетичних ресурсів.

На котельні можна виділити такі основні системи (розміщуючи від найбільш до найменш енергоємних): електропостачання, опалення, освітлення [4].

Поділ систем на підсистеми (з зазначенням результатів аналізу).

Система електропостачання:

- Підсистема вироблення електроенергії: генератор (зменшення втрат електроенергії за умови впровадження системи КРП).
- Підсистема розподілу, перетворення і передачі енергії: трансформатор (зниження втрат в лініях після впровадження системи КРП).

- Підсистема навантаження: електроприводи виробничого обладнання (зниження споживання реактивної енергії внаслідок впровадження системи КРП, визначення коефіцієнтів використання та оптимізація електроприводів).

Система опалення:

- Підсистема вироблення теплової енергії: водогрійний котел (утилізація мазуту, та інших відходів що дасть змогу економити кошти та ресурси).
- Підсистема розподілу, перетворення і передачі енергії: трубопроводи (термоізоляція трубопроводів).
- Підсистема навантаження: радіатори (перевірка ефективності заміни водяної системи опалення приміщень, особливо з великими площами, на інші системи, наприклад інфрачервоні обігрівачі).

Система освітлення:

- Підсистема вироблення енергії: трансформатор (зниження втрат електроенергії за умови впровадження системи КРП).
- Підсистема розподілу, перетворення і передачі енергії: лінії електропередач (рівномірне розподілення світильників між фазами).
- Підсистема навантаження: світильники з лампами розжарювання (в цеху котельні, в складському приміщенні та деяких інших місцях), лампи типу ДРЛ (в системі зовнішнього електроосвітлення).
- Перевірка ефективності реалізації систем освітлення з іншими типами ламп (світлодіодні лампи).

Потенційні заходи з енергозбереження

За результатом аналізу попередньої інформації підприємства, було запропоновано:

- 1.Перевірити ефективність застосування нижчевикладених заходів з енергозбереження.
- 2.Перевірка ефективності впровадження системи КРП.

3.Перевірка ефективності заміни ламп типу ДРЛ на світлодіодні лампи.

4. Перевірка ефективності системи опалення в цехах котельні, встановлення системи інфрачервоного опалення в кожній кімнаті.

5.Перевірка ефективності встановлення перетворювачів частоти для електропостачання двигунів та насосів котельні.

Попередній аналіз запропонованих заходів з енергозбереження:

Підприємство споживає реактивну енергію обсягом $W_p = 2257700$ квар·год., за яку сплачує $C = 112885$ грн.

Беручи до уваги те, що експериментально отримане значення максимальної реактивної потужності підприємства складає 2257 квар, то, за необхідності максимального значення системи КРП, доцільно буде встановити конденсаторну установку аналогічної потужності [9]. Приблизна вартість конденсаторної установки, потужністю 2257 квар, враховуючи витрати на введення в експлуатацію, складає $B_{кв} = 400$ тис.грн. В такому випадку, термін окупності конденсаторної установки:

$$T = \frac{B_{кв}}{C} ; \quad (1.1)$$

$$T = \frac{400000}{112885} = 3,44 \text{ (року).}$$

Оскільки облік електричної енергії відбувається на сторони високої напруги ЦРП то при використанні системи КРП знижується оплата не тільки за спожиту з енергосистеми реактивну енергію, а також і за втрати активної енергії в ЛЕП та трансформаторах [8]. Тоді термін окупності конденсаторної установки повинен бути ще нижчим.

Компенсація реактивної потужності на підприємстві є актуальною, тому проведення її техніко-економічного обґрунтування є доцільним.

- Результат техніко-економічних розрахунків аргументує ефективність впровадження світлодіодних ламп замість ламп типу ДРЛ. Тому необхідно провести техніко-економічне обґрунтування системи освітлення, а саме, перевірити ефективність заміни ламп типу ДРЛ цеху котельні.
- В приміщеннях з великою площею і невеликою кількістю персоналу, велика площа обігривається неефективно системою водяного теплопостачання. Доцільно в такому випадку встановити системи локального обігріву, наприклад інфрачервоні обігрівачі [10].
- Статистика доказує, що встановлення перетворювачів частоти для регулювання швидкості електродвигунів насосів системи опалення в порівнянні з використанням засувки призводить до значної економії електроенергії на 10-30%.

Попередній звіт

Комунальне підприємство «Вінницяміськтеплоенерго» працює в галузі теплопостачання і має велику кількість споживачів, тому має надійні ринки збуту. Виробничі потужності споживають електричну енергію, газ, воду. Потужними споживачами електроенергії є двигуни, насоси, димососи, освітлювальні установки [6].

Споживачами великої кількості активної та реактивної енергії є асинхронні двигуни. Так як вартість 1 кВт·год. активної енергії становить 2,5 грн., а котельня споживає близько 3146000 кВт·год. активної та 2257700 кВАр·год. реактивної енергії за рік, затрачаючи на це кілька мільйонів гривень, тому насущним буде перевірити ефективність встановлення засобів компенсації реактивної потужності. За результатами попередніх розрахунків стало очевидно, що впровадження системи КРП буде щороку економити підприємству понад 100000 грн., причому компенсаційні установки окупаються в термін до 3,5 років.

Система освітлення має значну питому потужність на підприємстві. Оскільки в цехах котельні використовуються лампи типу ДРЛ та лампи розжарювання, то сучасні тенденції в сфері енергозбереження відзначають значну користь для

підприємства, у випадку заміни цих ламп на світлодіодні. Користь полягає в значному зменшенні витрат за спожиту електроенергію в системі освітлення.

Також важливою енергоощадною системою є модернізація водяної системи опалення цехів. Це пояснюється тим, що на даний момент стіни приміщення не утеплені і велика кількість теплової енергії втрачається на непотрібний обігрів зовнішнього простору [7].

В системі тепlopостачання широко використовуються насосні установки, регулювання продуктивності яких відбувається за допомогою перетворювачів частоти буде більш економічним, ніж регулювання засувками. Світовий досвід наочно демонструє ефективність використання перетворювачів частоти, які здійснюють плавне й економічне регулювання швидкості двигунів – приводів насосів. Досвід впровадження перетворювачів частоти показує, що при цьому досягається економія електроенергії до 30% .

Отже, енергоаудиторська перевірка на підприємстві з метою визначення міри ефективності вказаних заходів з енергозбереження є актуальною. Протягом перевірки можуть бути запропоновані ряд додаткових заходів, які можна реалізувати [5].

План проведення енергетичного аудиту КП ВМР «Вінницьяміськтеплоенерго»

Отже, досліджуватись будуть наступні системи:

- система електропостачання
 - споживання активної та реактивної потужності об'єктами котельні;
 - споживання активної та реактивної енергії;
- системи водопостачання та опалення цехів
 - використання води;
 - використання теплової енергії та газу (для опалення);
- система освітлення
 - використання електроенергії (для живлення освітлювальних установок виробничих приміщень, зовнішнього освітлення).

1.3 Оброблення інформації про використання ПЕР

1.3.1 Інформація, яка потрібна для перевірки ефективності вибору системи КРП на КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго»

Реальні середні потужності (табл. 1.6), які одержані на основі аналізу їх режиму роботи:

Таблиця 1.6 – Середні значення потужності та річний обсяг спожитої активної та реактивної енергії цехами підприємства

№	Назва об'єкта	P_c , кВт	W_a , кВт·год.	Q_c , квар	W_p , квар·год.
1	Котельня 1	405	2430000	358	2148000
2	Котельня 2	380	2280000	302	1812000
3	Насосна	125	750000	97	582000
4	Компресорна	160	960000	111	666000
5	Субспоживач	63	378000	55	330000
6	Мережний насос	150	900000	97	582000
7	Всього	1283	7698000	1020	6120000

В табл. 1.6 наведено такі величини:

де W_a , W_p – розмір використаних за рік активної та реактивної електроенергії;

P_c , Q_c – середня активна та реактивна потужності об'єктів котельні за рік, які розраховуються:

$$P_c = \frac{W_a}{T_p} \text{ (кВт);} \quad (1.2)$$

$$Q_c = \frac{W_p}{T_p} \text{ (кВАр),} \quad (1.3)$$

де T_p – час роботи підприємства за рік (6500 год.).

- Середній тариф за електроенергію – 2,5 грн./(кВт·год.);
- Параметри трансформаторів – на підприємстві встановлено дві підстанції потужністю 2×630 кВА, які заживлюються кабельними лініями від ЦРП 10 кВ;
- Параметри існуючих ЛЕП (табл. 1.7);

Таблиця 1.7 – Існуючі ЛЕП котельні

Лінія	Провідник	Довжина, м
ДЖ-ЦРП	АСБ 3x35	2000
ЦРП - ТП1	АСБ 3x35	700

1.3.2 Інформація, яка потрібна для перевірки ефективності вибору системи опалення та водопостачання на котельні

Обсяг річного споживання теплової енергії та води структурними підрозділами підприємства, які отримані на основі показів відповідних лічильників на кожному підрозділі підприємства, наведено в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Річного споживання теплової енергії та води підприємством

№	Найменування об'єкта	Теплова енергія, Гкал	Вода, м ³
1	Котельня 1	270	64280
2	Котельня 2	310	69703
3	Насосна	0	0
4	Компресорна	0	2576
5	Субспоживач	0	0
6	Мережний насос	0	0
7	Всього	580	136559

Проаналізувавши таблицю 1.8 очевидно, що сума показів лічильників води не відповідає показу лічильника води на вході підприємства. Отже, необхідно виконати перевірку точності роботи лічильників води на підприємстві, і також обстежити трубопроводи на предмет неефективних витрат води.

1.3.3 Інформація, яка потрібна для перевірки ефективності вибору системи освітлення на котельні

Середній річний час роботи системи освітлення складає $T_p = 3000$ год. Тариф на активну електроенергію $V_w = 2,5$ грн./(кВт·год.).

В одному цеху котельні, площею 400 м^2 , використовується 50 люмінесцентних ламп, потужністю 60 Вт кожна.

1.3.4 Побудова та аналіз характеристик режимів споживання ПЕР

На КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» споживається досить багато газу, що засвідчує необхідність дослідження характеристик його споживання. На рисунку 1.2 показана діаграма споживання газу протягом року. Аналіз зазначає, що споживання газу в зимовий період майже в шість разів перевищує літнє споживання.

Як видно з діаграми річного споживання газу, необхідно провести перевірку ефективності системи опалення.

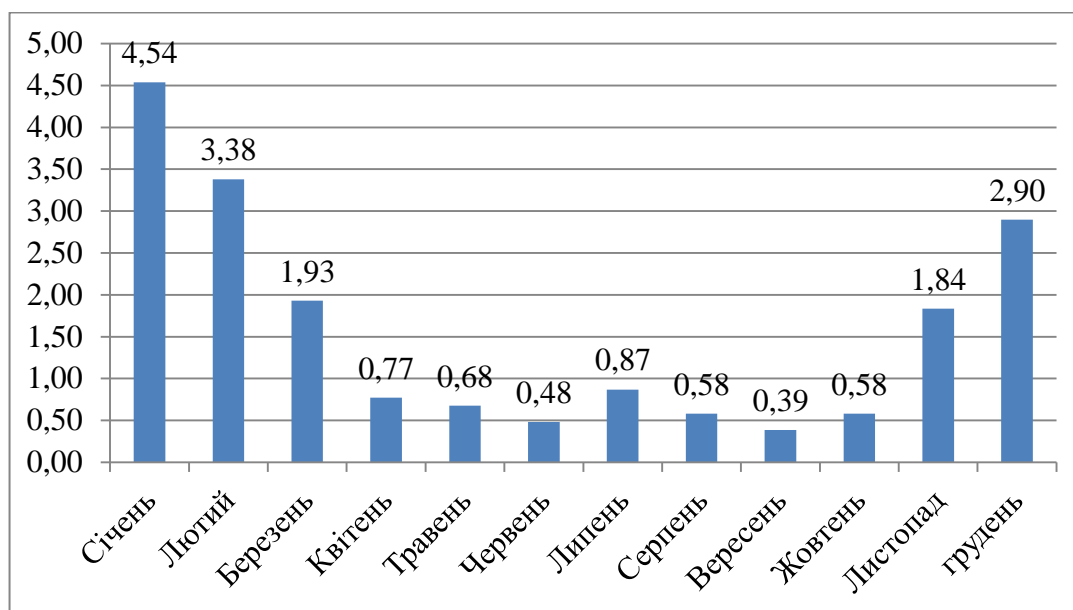


Рисунок 1.2 – Річне споживання газу підприємством за 2017 рік

1.3.5 Складання та аналіз паливно-енергетичних балансів

Опираючись на дані про споживання ПЕР на підприємстві за 2017 рік (див. табл. 1.6, 1.8) було побудовано ПЕБ, які показують розподіл паливно-енергетичних ресурсів по цехах, а також показують величину втрат.

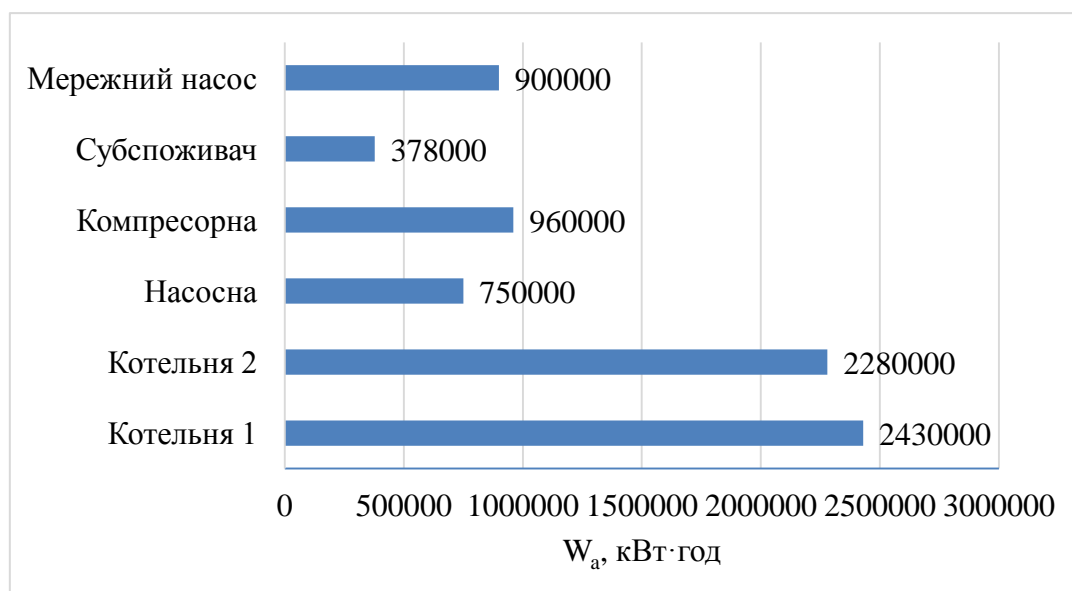


Рисунок 1.3 – Баланс використання електроенергії на КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго»

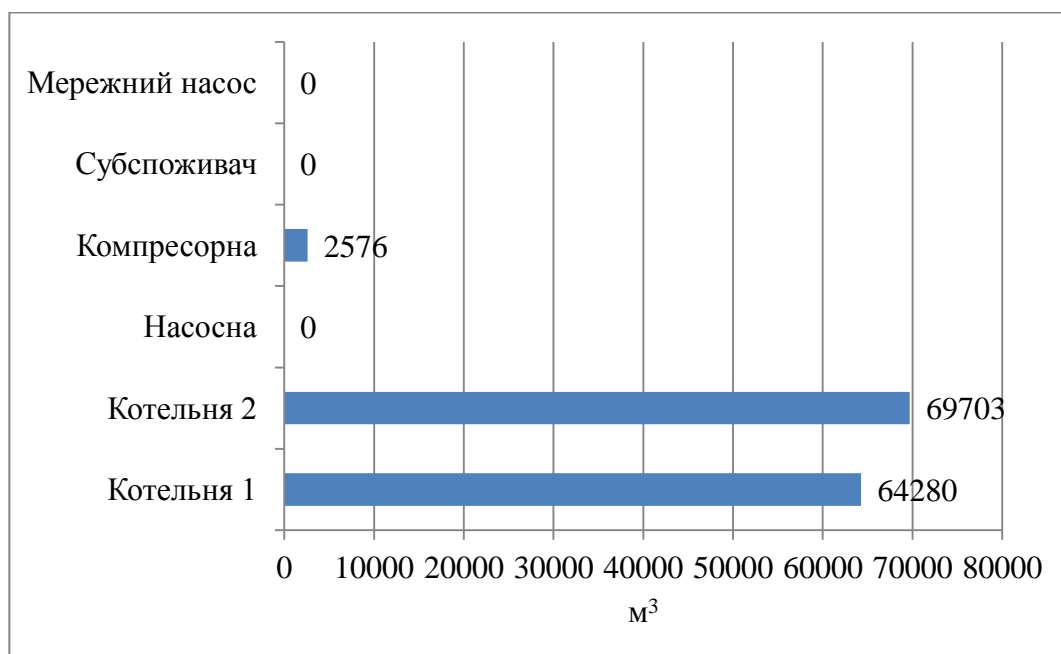


Рисунок 1.4 – Баланс використання води на КП ВМР
«Вінницяміськтеплоенерго»

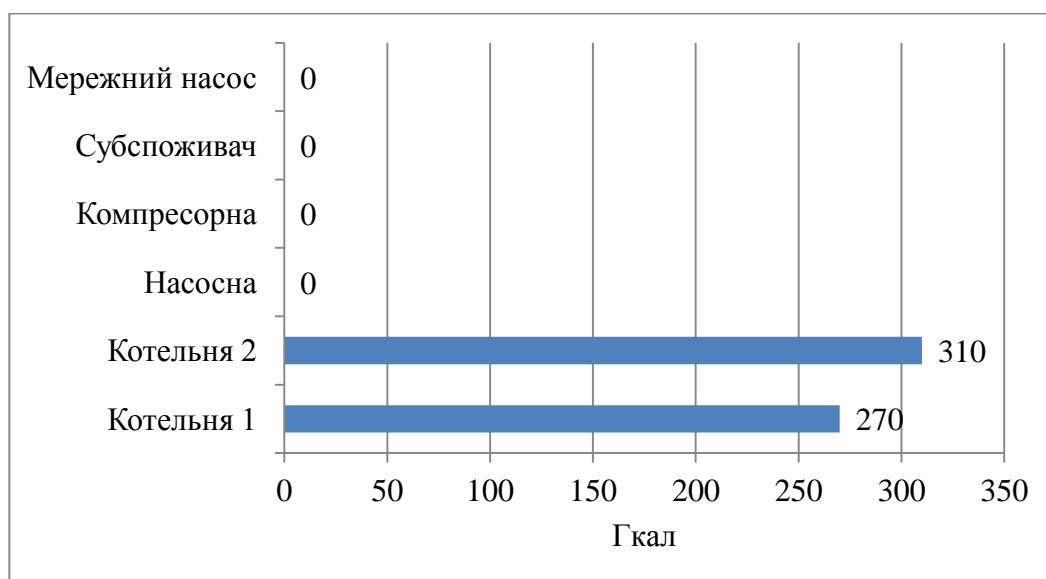


Рисунок 1.5 – Баланс використання теплової енергії на КП ВМР
«Вінницяміськтеплоенерго»

1.3.6 Визначення питомих норм споживання ПЕР

З інформацією про обсяги та використання ПЕР на КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» отримано, що сумарна вартість за 2017 р. випущеної продукції склала $B_{\Sigma} = 52,3$ млн. грн. Обсяги річного використання ПЕР:

- електроенергія: $W = 7698000$ кВт·год.;
- газ: $V = 18930240$ м³;
- вода: $V = 136559$ м³;

Загальновиробничі норми споживання ПЕР:

$$H = \frac{\text{ПЕР}}{B_{\Sigma}}, \text{ (од. ПЕР/грн. прод.)} \quad (1.4)$$

Загальновиробнича норма споживання електроенергії за 2017р.:

$$H = \frac{7698000}{52300000} = 0,15 \text{ (кВт · год/грн. прод.)}.$$

Загальновиробнича норма споживання газу за 2017 р.:

$$H = \frac{18930240}{52300000} = 0,361 \text{ (м}^3\text{/грн. прод.)}.$$

Загальновиробнича норма споживання води за 2017 р.:

$$H = \frac{136559}{52300000} = 0,0026 \text{ (м}^3\text{/грн. прод.)}.$$

1.4 Розроблення і обґрунтування рекомендацій щодо підвищення ефективності використання ПЕР на КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго»

1.4.1 Техніко-економічний аналіз заходів з підвищення економії ПЕР

Досить поширеною задачею є перевірка ефективності встановлення засобів компенсації реактивної потужності (КРП).

Для виконання перевірки потрібно за однолінійною схемою системи електропостачання скласти електричну схему заміщення.

На рисунку 1.6 показано однолінійну схему системи електропостачання підприємства.

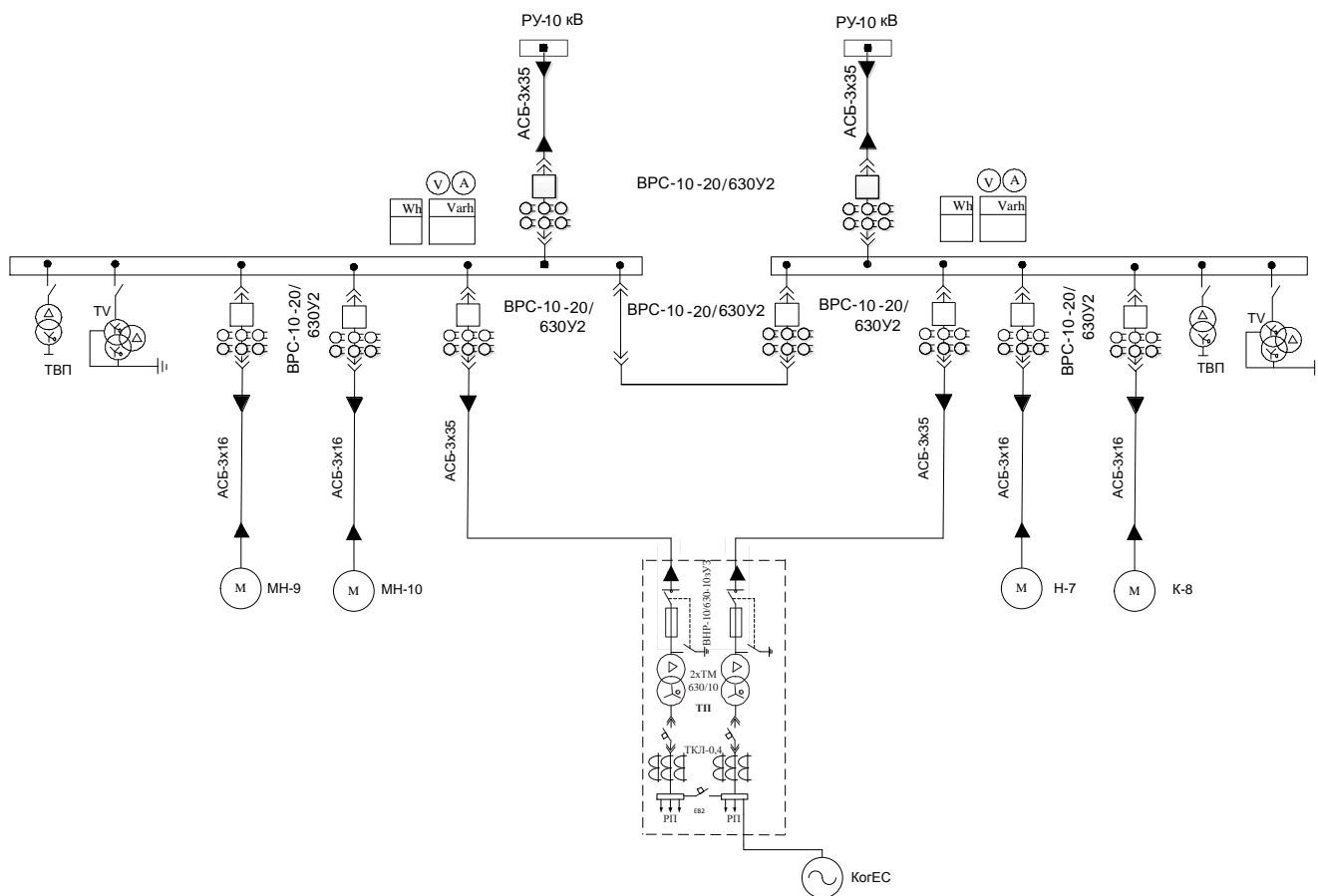


Рисунок 1.6 – Однолінійна схема системи електропостачання підприємства

Алгоритм аудиторської перевірки:

1. Критерій ефективності використання системи компенсації реактивної потужності на підприємстві:

$$T = \frac{K}{E}, \quad (1.5)$$

де T – термін окупності системи КРП, років;

E – економія коштів за рахунок встановлення системи КРП, грн.

K – капіталовкладення в систему КРП, грн.;

2. Розрахунок економії коштів внаслідок встановлення системи КРП.

Економія коштів – це різниця між витратами, що пов'язані з протіканням реактивної потужності по мережах підприємства до встановлення установок КРП ($B^{\text{до}}$) і після їх встановлення ($B^{\text{після}}$) [9]:

$$E = B^{\text{до}} - B^{\text{після}}. \quad (1.6)$$

Витрати до та після використання конденсаторних установок:

$$B^{\text{до}} = B_{\text{втр}}^{\text{до}} + B_{\text{Wp}}^{\text{до}}, \quad (\text{грн}); \quad (1.7)$$

$$B^{\text{після}} = B_{\text{втр}}^{\text{після}} + B_{\text{Wp}}^{\text{після}} + B_{\text{втр}}^{\text{БК}}, \quad (\text{грн}), \quad (1.8)$$

де $B_{\text{втр}}^{\text{до}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_i^{\text{до}} \cdot C_{\text{Wa}}$, $B_{\text{втр}}^{\text{після}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_i^{\text{після}} \cdot C_{\text{Wa}}$ – розцінка на втрати активної енергії

в n елементах системи електропостачання (СЕП) (лініях і трансформаторах), тут $\Delta W_i^{\text{до}}$, $\Delta W_i^{\text{після}}$ – втрати активної енергії в i -му елементі СЕП,

C_{Wa} – тариф на електроенергію, грн./($\text{kВт} \cdot \text{год.}$);

$B_{\text{втр}}^{\text{БК}} = \sum_{j=1}^m \Delta W_j^{\text{БК}} \cdot C_{\text{Wa}}$ – розцінка на втрати активної енергії в батареях статичних

конденсаторів;

$B_{\text{Wp}}^{\text{до}}$, $B_{\text{Wp}}^{\text{після}}$ – розцінка на перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та споживачем.

$$B_{\text{Wp}} = B_1 + B_2 - B_3 \text{ (грн)}. \quad (1.9)$$

Складові виразу (9) розраховуються, як:

$$B_1 = (W_p^{\text{сп}} + K \cdot W_p^{\text{ген}}) \cdot D \cdot C_{\text{Wa}} \text{ (грн)}, \quad (1.10)$$

де $W_p^{\text{сп}}$ – спожита реактивна енергія у вузлі обліку, квар·год.;

$W_p^{\text{ген}}$ – генерована реактивна енергія у вузлі обліку, квар·год.;

$K = 3$ – коефіцієнт, що враховує збитки енергопостачальної організації від генерації реактивної потужності;

D – економічний еквівалент реактивної потужності, що визначає ефект від перетоку реактивної потужності у вузлі обліку на втрати активної потужності в розрахунковому режимі, кВт/квар [6];

$$B_2 = B_1 \cdot C_{\text{БАЗ}} \cdot (K_{\phi} - 1) \text{ (грн)}, \quad (1.11)$$

де B_2 – надбавка за недостатнє обладнання системи електропостачання споживача модулями компенсації реактивної потужності, яка нараховується, якщо коефіцієнт реактивної потужності споживача в середньому за розрахунковий період $\text{tg}\phi > 0,25$ – для промислових споживачів і $\text{tg}\phi > 0,75$ – для не промислових споживачів;

$C_{\text{БАЗ}} = 1,3$ – базове значення коефіцієнта стимулювання капіталовкладень у

систему КРП в електричних мережах споживача;

K_φ – коефіцієнт, що визначається за формулами:

$$K_\varphi = (\operatorname{tg} \varphi - 0,25)^2 + 1 - \text{для промислових споживачів}; \quad (1.12)$$

$$K_\varphi = (\operatorname{tg} \varphi - 0,75)^2 + 1 - \text{для непромислових споживачів}. \quad (1.13)$$

Коефіцієнт реактивної потужності споживача за розрахунковий період:

$$\operatorname{tg} \varphi = W_p^{\text{сн}} / W_a^{\text{сн}}. \quad (1.14)$$

Для визначення складових виразу (1.8) необхідно розрахувати втрати енергії в елементах системи електропередачі.

Відповідно до [4], втрати електроенергії в електричній мережі визначаються з використанням коефіцієнта форми графіка навантаження за струмом, який враховує нерівномірність графіка навантаження.

$$\Delta W = 3 \cdot k_{\phi I}^2 \cdot I_c^2 \cdot R \cdot T \cdot 10^{-3} \text{ (кВт}\cdot\text{год)}, \quad (1.15)$$

де $k_{\phi I} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot t_i / \sum_{i=1}^n t_i}}{\sum_{i=1}^n I_i \cdot t_i / \sum_{i=1}^n t_i}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження за струмом, тут

I_i – середній струм навантаження в i -му періоді вимірювання:

$$I_c = \frac{\sqrt{P_c^2 + Q_c^2}}{\sqrt{3} \cdot U} \text{ (А)}, \quad (1.16)$$

де P_c , Q_c – середні активна та реактивна потужності навантаження;

U – напруга елемента ЛЕП, кВ.

I_c – середній струм, який може визначатись за виразом (1.16) або

$$I_c = \frac{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot T} \text{ (A)}. \quad (1.17)$$

Річні втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{xx}} T_{\text{тр}} + \beta^2 \Delta P_{\text{кз}} T_{\text{н}}, \quad (1.18)$$

де ΔP_{xx} – втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

$T_{\text{тр}}$ – час, протягом якого трансформатор приєднано до мережі, год.;

$T_{\text{н}}$ – час, протягом якого трансформатор працює під навантаженням, год.;

β – коефіцієнт завантаження трансформатора, квадрат якого за умов змінного навантаження визначається:

$$\beta^2 = \frac{k_{\text{фа}}^2 P_c^2 + k_{\text{фр}}^2 Q_c^2}{S_{\text{н}}^2}, \quad (1.19)$$

де $k_{\text{фа}}$ – коефіцієнт форми графіка активної потужності;

$k_{\text{фр}}$ – коефіцієнт форми графіка реактивної потужності;

P_c – середнє значення активної потужності за розрахунковий період;

Q_c – середнє значення реактивної потужності.

Значення P_c та Q_c розраховуються для кожної лінії, як сума середніх потужностей цехів, що живляться від трансформатора.

Розрахунок виконано за допомогою електронних таблиць Excel (табл. 1.9 – 1.11). Під час розрахунку прийняті коефіцієнти форми графіків струму, активної та реактивної потужності, розраховані за формулами:

$$k_{\phi I} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot t_i / \sum_{i=1}^n t_i}}{\sum_{i=1}^n I_i \cdot t_i / \sum_{i=1}^n t_i}; \quad (1.20)$$

$$k_{\phi a} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n P_{ci}^2 \cdot t_i / \sum_{i=1}^n t_i}}{\sum_{i=1}^n P_{ci} \cdot t_i / \sum_{i=1}^n t_i}; \quad (1.21)$$

$$k_{\phi p} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n Q_{ci}^2 \cdot t_i / \sum_{i=1}^n t_i}}{\sum_{i=1}^n Q_{ci} \cdot t_i / \sum_{i=1}^n t_i}, \quad (1.22)$$

де P_c , Q_c – значення середніх потужностей на i -му інтервалі вимірювання.

Щоб збільшити точність розрахунків потрібно підібрати такі інтервали вимірювання, протягом яких значення середніх потужностей наближаються до діючих.

Протягом інтервалу вимірювання в одну годину ці потужності рівні значенню спожитої електроенергії. Того їх можна отримати із використанням лічильників активної та реактивної енергії.

В таблиці 1.9 зведено розрахунок зниження вартості втрат електроенергії в трансформаторах, за умови повної компенсації реактивної потужності ($Q_c = 0$), за допомогою електронних таблиць Excel, а також формули, що використовувались.

Таблиця 1.9 – Визначення вартості зниження втрат електроенергії в трансформаторах підприємства

Еле-мент	dP_{xx} , кВт	$dP_{кз}$, кВт	S_n , кВА	P_c , кВт	Q_c , квар	T , год	$k_{фа}$	$k_{фр}$	C , грн/кВ т*год	$V_{втр.до}$, грн	$V_{втр.після}$, грн	Еконо-мія, грн
Тр-р №1	1,3	7,6	630	622	510	8760	1,3	1,28	2,5	464278,3	285573,2	178705
Тр-р №2	1,3	7,6	630	622	510	8760	1,3	1,28	2,5	464278,3	285573,2	178705
Сума												357410

В таблиці 1.10 показано розрахунок зменшення вартості втрат електроенергії в кабельних лініях за умови повної компенсації реактивної потужності ($Q_c = 0$).

Таблиця 1.10 – Визначення вартості зниження втрат електроенергії в кабельних лініях підприємства

Еле-мент	$k_{ф}$ до	$k_{ф}$ після	P_c , кВт	Q_c , квар	T , год	U , кВ	I , км	R_0 Ом /км	C , грн/кВ т*год	$V_{втр.до}$, грн	$V_{втр.п.}$, грн	Економ., грн
Кл 1	1,28	1,27	622	510	8760	10	0,35	1,1	2,5	100100,5	59858,1	40242,33
Кл 1	1,28	1,27	622	510	8760	10	0,35	1,1	2,5	100100,5	59858,1	40242,33

В таблицю 1.11 зведено розрахунок оплати за спожиту реактивну енергію підприємством. За умови повної компенсації ця величина дорівнюватиме економії підприємства, що пов'язана зі зниженням споживання реактивної енергії.

Таблиця 1.11 – Визначення величини зниження оплати за електроенергію підприємством внаслідок КРП

$W_{асп}$, кВт*год	$W_{рсп}$, кВт*год	$tg\phi$	D , кВт/квар	C , грн/кВт*год	$C_{баз}$	B_1 , грн	B_2 , грн	BW_p , грн
7698000	6120000	0,75	0,05	2,5	1,3	306000	99450	405450

Узагальнюючи результати розрахунків, що наведені в табл. 1.9 – 1.11, одержуємо прогнозоване значення повної економії підприємства внаслідок встановлення системи КРП, і складає 843344,66 грн.

Термін окупності компенсуючої установки складатиме:

$$T = \frac{B_{\text{КУ}}}{C}; \quad (1.23)$$

$$T = \frac{400000}{843344,66} = 0,524 \text{ (року)}.$$

1.4.2 Перевірка ефективності системи освітлення

Система освітлення – це спеціальні електроосвітлювальні установки - світильники. Енергозбереження можливе шляхом оптимізації розрахунку системи освітлення, за рахунок використання більш ефективних джерел світла, систем керування освітленням, організаційних заходів та ін [6].

Актуальність проведення енергетичного аудиту в системі освітлення зумовлена великою часткою освітлювального навантаження.

Хід побудови математичної моделі перевірки ефективності заходу з енергозбереження наведено нижче [4].

Пропонується показник ефективності – значення приведеної річної економії коштів, що визначається [4]:

$$E_p = \frac{B^{Л1} - B^{Л2}}{T_{\text{роз}}} \rightarrow \max, \quad (1.24)$$

де $B^{Л1}$, $B^{Л2}$ – витрати, які пов'язані з використанням відповідно працюючої і альтернативної ламп за розрахунковий період, грн.;

$T_{\text{роз}}$ – розрахунковий період, років.

$$T_{\text{роз}} = \frac{T_{\text{макс}}}{T_p}, \quad (1.25)$$

де $T_{\text{макс}}$ – найбільший термін служби порівнюваних ламп, год.;

T_p – річний час роботи системи освітлення, год./рік.

Витрати на діючу систему освітлення за розрахунковий період:

$$B^{\text{Л1}} = \left(\text{Окр} > \left\{ \frac{T_{\text{макс}} - T_{\text{зал}}}{T_{\text{Л}}} \right\} K_{\text{Л}} + P_{\text{Лн}} \cdot T_{\text{макс}} \cdot B_{\text{W}} \right) \cdot n, \quad (1.26)$$

де $\text{Окр} >$ – параметр, що означає округлення результату у фігурних дужках до більшого цілого;

$T_{\text{Л}}$ – номінальний термін служби ламп, система освітлення з використанням яких аналізується, год.;

$T_{\text{зал}}$ – залишковий термін роботи діючої лампи до її заміни, год.;

$K_{\text{Л}}$ – вартість лампи, грн.;

$P_{\text{Лн}}$ – номінальна потужність лампи, кВт.;

B_{W} – тариф на електроенергію, грн./кВт·год.;

n – кількість ламп даного типу в системі освітлення.

Витрати на альтернативну систему освітлення за розрахунковий період:

$$B^{\text{Л2}} = \left(\frac{T_{\text{макс}}}{T_{\text{Л}}} K_{\text{Л}} + P_{\text{Лн}} \cdot T_{\text{макс}} \cdot B_{\text{W}} \right) \cdot n - K_{\text{ЛКВ}}, \quad (1.27)$$

де $K_{\text{ЛКВ}}$ – ліквідна вартість ламп діючої системи освітлення.

Система зовнішнього освітлення на КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» складається з 18 ламп типу ДРЛ, кожна потужністю 125 Вт. Середній річний час

роботи системи освітлення - $T_p = 3500$ год. Тариф на активну електроенергію - $B_w = 2,5$ грн./кВт·год.

Пропонується замінити лампи типу ДРЛ на світлодіодні лампи. Світлова віддача світлодіодних ламп майже в 2 рази вища, ніж у ламп типу ДРЛ.

Характеристики обох видів ламп наведені в табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Порівняльні характеристики ламп типу ДРЛ і світлодіодних ламп

Лампа	Потужність, Вт	Світловий потік, лм	Термін служби, год.	Ціна, грн.
ДРЛ	125	4400	6000	80
Світлодіодна	50	4500	50000	1000

Серед двох типів ламп, які досліджуються, найбільший строк служби має світлодіодна лампа. Тому $T_{\text{макс}} = 50000$ год.

Лампи типу ДРЛ вже працювали 2 000 год., тому залишковий термін роботи до їх заміни приймаємо $T_{\text{зал}} = 6000 - 2000 = 4000$ (год).

Витрати на систему освітлення з лампами типу ДРЛ за розрахунковий період, згідно з (1.26):

$$B_{\text{ДРЛ}} = \left(O_{\text{кр}} > \left\{ \frac{50000 - 4000}{6000} \right\} \cdot 80 + 125 \cdot 10^{-3} \cdot 50000 \cdot 1 \right) \cdot 18 = 123540 \text{ (грн.)},$$

А з світлодіодними лампами, згідно з (1.27):

$$B_{\text{НЛ}} = \left(\frac{50000}{50000} \cdot 1000 + 50 \cdot 10^{-3} \cdot 50000 \cdot 1 \right) \cdot 18 = 63000 \text{ (грн.)}.$$

Розрахунковий період визначення витрат в системі освітлення:

$$T_{\text{роз}} = \frac{50000}{6000} = 8,3 \text{ (року)}.$$

Отже, витрати, розраховані за формулами (1.26) і (1.27), розраховані за період в 8,3 років. Це справедливо якщо, всі лампи працюють повністю визначений термін роботи. Розрахунки за таким методом є наближеними, тому що реальні показники роботи можуть відрізнятись.

За формулою (1.24) визначимо зведену до 1 року економію коштів за допомогою заміни в системі ламп типу ДРЛ на світлодіодні.

$$E_p = \frac{123540 - 63000}{8,3} = 7294 \text{ (грн.)}.$$

Простий термін окупності модернізованої системи освітлення

$$T = \frac{K_{\text{нл}} \cdot n}{E_p}; \quad (1.28)$$

$$T = \frac{1000 \cdot 18}{7294} = 2,5 \text{ (року)}.$$

Отже, оскільки річна економія коштів внаслідок модернізації системи освітлення складає близько 7,3 тис. грн., а термін окупності капіталовкладень 2,5 року, то модернізація системи освітлення шляхом заміни ламп типу ДРЛ на світлодіодні є досить ефективною.

1.4.3 Підвищення ефективності системи інфрачервоного опалення приміщень підприємства

Необхідно встановити в цехах, над робочими місцями котельні, систему інфрачервоного опалення, замість існуючої системи опалення. Запропонована система має ряд переваг порівняно з традиційними системами:

- в першу чергу обігрівають персонал і устаткування;
- прогрівають необхідні ділянки в цеху;
- використовується в місцях, де необхідний тимчасовий обігрів;
- зігрівають персонал у відкритих приміщеннях;
- обігрівають важкодоступні місця;
- тепло можна подавати направлено;
- прості в експлуатації;
- забезпечують економію ПЕР;
- дозволяють організацію чергового опалення в неробочий час і вихідні дні.

За даними, станом на 2017 рік, підприємством на потреби опалення та вентиляції в цехах було витрачено $V_2 = 2078$ тис. м³ природного газу.

Пропонується над робочою зоною цеху встановити 20 промислових інфрачервоних обігрівачів IR 3000 компанії Frisco потужністю 3 кВт і вартістю $V_n = 11000$ грн. кожний. В черговому режимі такий обігрівач може мати мінімальну потужність 1 кВт.

З врахуванням чергового режиму, для якого необхідно 30% витрат електроенергії від основного, споживання електроенергії в опалювальний період:

$$W = n \cdot (P_1 \cdot t_1 \cdot 100 + P_2 \cdot t_2 \cdot 100 + P_2 \cdot 24 \cdot 50), \text{ кВт}\cdot\text{год.} \quad (1.29)$$

де n – кількість обігрівачів;

P_1, P_2 – потужність обігрівача в основному та черговому режимі відповідно;

$t_1, t_2, 24$ – час роботи опалювальної системи відповідно в основному,

черговому режимі в робочі дні і черговому режимі у вихідні дні, годин;
 100, 50 – кількість робочих і вихідних днів в опалювальному періоді;

$$W = 20 \cdot (3 \cdot 16 \cdot 100 + 1 \cdot 8 \cdot 100 + 1 \cdot 24 \cdot 50) = 136000, \text{ (кВт}\cdot\text{год.)}.$$

Річна економія витрат, грн.

$$E = V_r \cdot \Pi_r - W \cdot \Pi_w, \quad (1.30)$$

де Π_r , Π_w – тарифи на газ та електроенергію, відповідно грн./тис. м³ та грн./(кВт·год.).

$$E = 100 \cdot 6600 - 136000 \cdot 2,5 = 320000 \text{ (грн.)}.$$

Вартість обігрівачів:

$$V_y = n \cdot V_n = 20 \cdot 11000 = 220000 \text{ (грн.)}.$$

Витрати на введення в експлуатацію приймаємо $V_{\text{пр.м.}} = 100000$ грн.

Загальні витрати:

$$K = V_y + V_{\text{пр.м.}}; \quad (1.31)$$

$$K = 220000 + 100000 = 320000 \text{ (грн.)}.$$

Оцінка простої окупності:

$$T = \frac{K}{E_{\text{витр}}}; \quad (1.32)$$

$$T = \frac{320000}{320000} = 1 \text{ (рік)}.$$

Отже, оскільки термін окупності невеликий, то встановлення інфрачервоних обігрівачів є ефективним методом економії ПЕР, і давати економію коштів підприємству приблизно 320 тис. гривень щороку.

1.5 Висновки до розділу 1

Під час перевірки на КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» було встановлено, що основним продуктом підприємства є тепла енергія у формі гарячої води теплових мереж та гарячого водопостачання [13]. Виробниче обладнання споживає електричну енергію, газ та воду. Система освітлення, опалення та виробниче обладнання з асинхронними двигунами є потужними споживачами електричної енергії.

В ході аналізу використання паливно-енергетичних ресурсів на підприємстві було сформовано такі рекомендації по енергозбереженню:

- встановлення засобів КРП, через наявність великої кількості асинхронних двигунів, які є споживачами великої кількості активної та реактивної потужності на підприємстві та високої вартості активної електроенергії;
- заміна ламп типу ДРЛ на світлодіодні, а також ламп розжарення на більш економні, що зумовлено значною питомою потужністю системи освітлення, а також тривалістю роботи;
- модернізація водяної системи опалення цехів підприємства зі значними площами і невеликою кількістю виробничого персоналу на систему опалення з використанням інфрачервоних обігрівачів.

РОЗДІЛ 2

АВТОНОМНІ ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

2.1 Поняття «когенерація» і когенераційні установки (міні-ТЕЦ)

2.1.1 Схема когенераційних установок

Когенерація – процес спільного вироблення електричної і теплової енергії.

Когенерацією називається термодинамічне виробництво двох або більше форм корисної енергії з єдиного первинного джерела енергії.



Рисунок 2.1 – Порівняння енергетичних потоків при роздільному і комбінованому виробленні енергії (когенерація), (дані наведені в умовних одиницях палива)

Когенераційні установки – це обладнання, що дозволяє одночасно виробляти електроенергію і тепло.

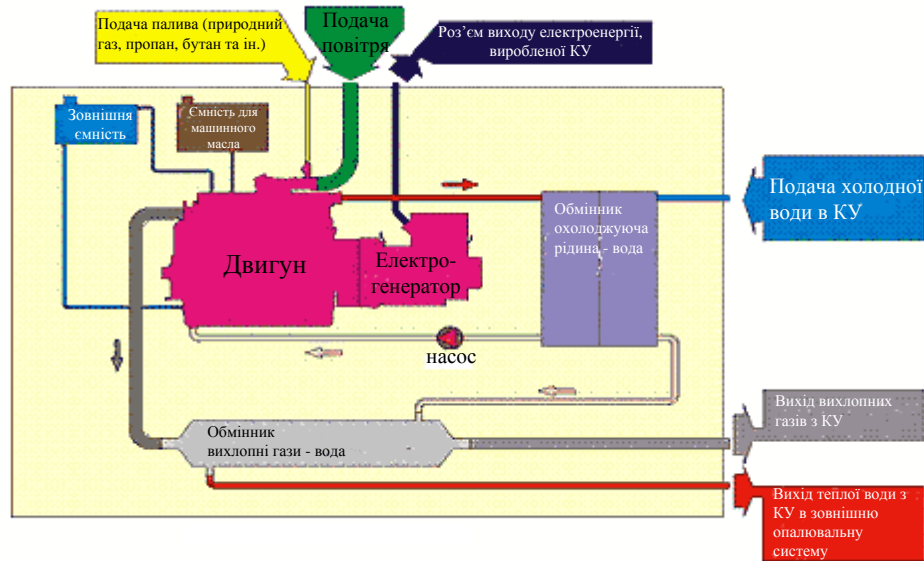


Рисунок 2.2 – Схема роботи когенераційної установки

До основних переваг когенераційних установок відносяться [15]:

- завдяки більшому ККД - збільшується ефективність використання палива;
- зменшення шкідливих викидів в атмосферу;
- зменшення витрат на передачу електроенергії, тому що когенераційні установки розміщуються в місцях споживання теплової та електричної енергії, втрати в мережах практично відсутні;
- можливість працювати на біопаливі і на інших видах топлива;
- безшумність і екологічність обладнання;
- забезпечення котельні в електроенергії.

2.1.2 Складові частини когенераційних установок

Когенераційна установка складається з чотирьох основних частин:

- Первинний двигун;
- Електрогенератор;
- Система утилізації тепла;
- Система контролю і управління;

Первинні двигуни

В залежності від існуючих вимог, в ролі первинного двигуна може використовуватись:

- Поршневий двигун;
- Фреонова турбіна;
- Парова турбіна;
- Газова турбіна;

Електрогенератор

Генератори перетворюють механічну енергію обертового вала двигуна в електричну енергію (див. рис. 2.3).

Існує два типи генераторів: синхронні та асинхронні. Асинхронний генератор може працювати тільки паралельно з мережею, в той час коли синхронний генератор може працювати як в автономному режимі так і паралельно з мережею. Якщо стався обрив фазного провідника або інша поломка в мережі, то асинхронний генератор припиняє свою роботу. Тому, для забезпечення гнучкості застосування розподілених когенераційних енергосистем частіше використовуються синхронні генератори [14].

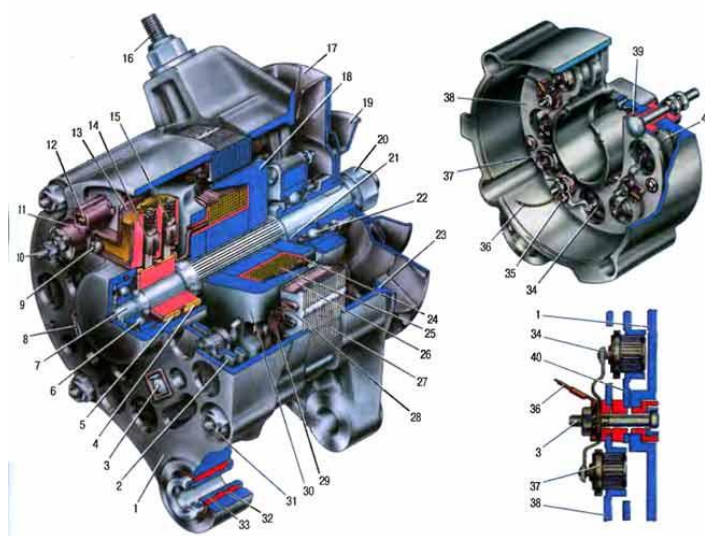


Рисунок 2.3 – Конструкція генератора

Система утилізації тепла

Теплоутилізатор (див. рис. 2.4) являється основною частиною будь-якої когенераційної системи. Принцип його роботи заснований на використанні енергії відхідних гарячих газів двигуна електрогенератора (турбіни або поршневого двигуна) [19].

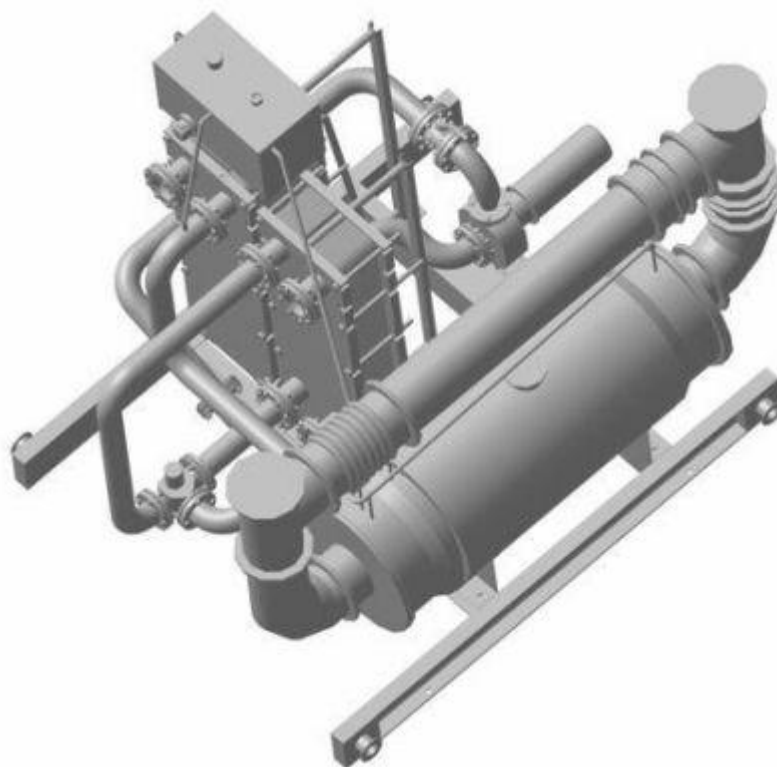


Рисунок 2.4 – Загальний вигляд блоку утилізації теплоти

Найпростіша схема роботи утилізатора теплоти

Гази проходять через теплообмінник, де вони передавають теплову енергію рідинному теплоносію (вода, гліколь), після цього охолоджені газы скидуються в атмосферу, при чому їх хімічний і кількісний склад не змінюється. Крім того, в атмосферу поступає значна частина невикористаної теплової енергії [16].

Використання додаткової енергії (прихованої теплоти водяної пари, що містяться в вихлопних газах) можливо тільки шляхом зниження температури газів, що відходять до рівня нижче 100°C , коли водяні пари переходять в рідку форму.

Отже, в якості утилізатора теплоти в когенераційній установці важко використовувати готове теплоенергетичне обладнання. Утилізатор теплоти проектується з врахуванням параметрів і характеристик вихідного потоку газів для кожної моделі поршневого двигуна або турбогенератора і типу застосовуваного палива [16].

Для підвищення ефективності теплової частини когенераційної установки утилізатор теплоти може доповнюватися економайзером.

Економайзер – це теплообмінник, який забезпечує попередній підігрів теплоносія відходящого з теплоутилізатора газами, до його подачі в основний теплообмінник, де нагрів теплоносія забезпечується вже теплом підходящих газів двигуна [17].

2.2 Різновиди когенераційних установок

2.2.1 Когенераційна установка на базі поршневого двигуна

Поршневі двигуни (див. рис. 2.5), які використовуються в енергосистемах, мають, з одного боку, порівнянну з турбогенераторами ефективність в плані генерації електричної енергії. З другого боку, створення когенераційних установок на основі поршневих двигунів ускладнене розсіюванням теплової енергії, частина якої відводиться системою охолодження двигуна (двигун і масло, яке використовується в системі змащення, повинні постійно охолоджуватися), а також пульсуючим характером потоку газів, що відходять (з температурою на рівні 400°C).



Рисунок 2.5 – Когенераційна установка на базі поршневого двигуна

На практиці використовуються два типи поршневих двигунів:

- З запалюванням від стиснення, які можуть працювати на дизельному паливі або природному газі (з додаванням 5% дизельного палива для забезпечення займання паливної суміші). Не зважаючи на тенденцію використовувати газ (щонайменш з екологічних причин), в деяких випадках (відсутність газопроводу, ціна будівництва, час роботи) економічно оправдано використовувати дизельне паливо.

- З іскровим запалюванням. Вихідна електрична потужність двигунів даного типу на 15-20% менше, ніж у дизелів (обмежується навмисне для унеможливлення детонації). Їх теплова потужність також нижче, ніж у дизелів. Двигуни з іскровим запалюванням можуть працювати на чистому газі (природний газ, біо та ін.) [18].

Найбільш часто зустрічаються установки використовують теплову енергію підходящих газів поршневих двигунів включають виробництво пара, гарячої води або пряме використання тепла відхідних газів. Крім газів, що відходять можна використовувати воду з системи охолодження двигуна, але вона має низьку енергетичну здатність (температура 80°C - 90°C).

Отже, перевагами поршневого двигуна є:

- високий ККД;
- порівняно низький рівень первісних інвестицій;
- великий діапазон моделей;
- автономність роботи;
- швидкий запуск;
- універсальність до вибору палива.

Недоліками поршневого двигуна є:

- дороге обслуговування;
- велика кількість шкідливих речовин;
- високий рівень шуму;
- низька теплова ефективність;
- менший ресурс роботи, ніж у турбін.

2.2.2 Когенераційна установка на базі фреонової турбіни

Перетворення теплової енергії НВЕР 7 (див. рис. 2.6) в ОРС контурі в механічну і далі в електричну відбувається з використанням органічного робочого тіла в замкнутому контурі, який включає: турбіну 1 з електрогенератором 2, конденсатор 3, ресивер 4, конденсаційний насос 5, парогенератор на НРТ 6 з теплообмінними зонами: а - підігріву, б - кипіння, в - перегріву. Згідно зі схемою на рис. 2.6 після парогенератора органічного контуру 6 НВЕР 7 можуть бути використані для теплофікації 8. На рис. 2.6 t_0 , P_0 і $G_{\Sigma\text{ВЕР}}$ позначені температура, тиск і витрата первинного теплоносія, $t_{1\text{вих}}$, $P_{1\text{вих}}$, $t_{2\text{вих}}$, $P_{2\text{вих}}$ - температура і тиск води, що повертається [12].

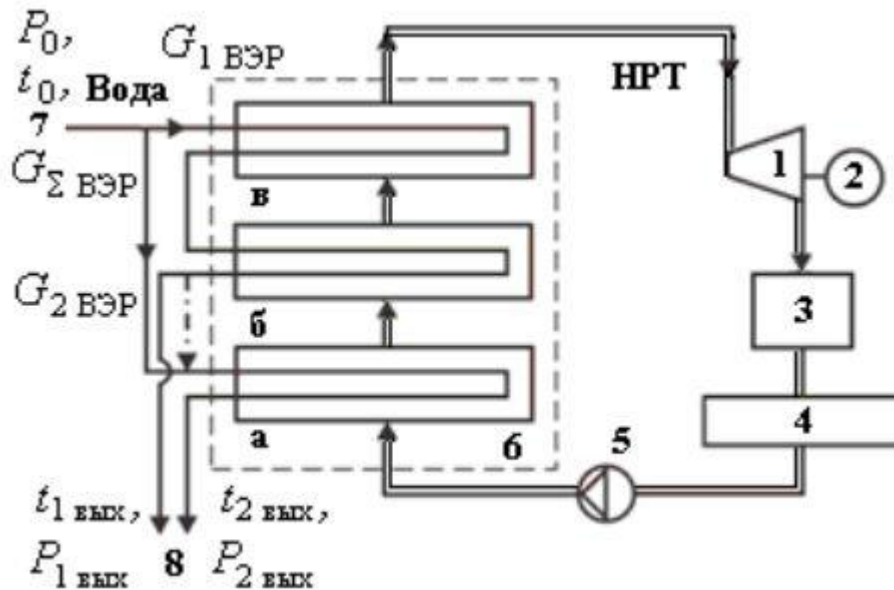


Рисунок 2.6 – Принципова теплова схема когенераційної установки з ORC контуром для утилізації НВЕР

Енергоустановки на НРТ проектуються на певну температуру нагрівуючого середовища, починаючи з 80°C , зміна останньої більш ніж на $20\text{-}30^{\circ}\text{C}$ призводить до значного зниження ККД і економічних показників.

Переваги та недоліки турбін, що функціонують по ORC циклу

Використання НРТ в турбінах забезпечує цілий ряд переваг, зокрема:

1. Дозволяє створити компактну малогабаритну турбіну зі звичайних матеріалів (низький рівень температур, мінімальні окружні швидкості і напруги) без редуктора. Об'ємна витрата теплоносія через останню сходинку, наприклад, в разі використання бутану замість водяної пари зменшується в двічі [14]: при температурі конденсації 30°C , питомий обсяг водяної пари становить $32,89 \text{ м}^3/\text{кг}$ при тиску $0,0425 \text{ бар}$, в той час як у бутану $0,141 \text{ м}^3/\text{кг}$ при тиску $2,81 \text{ бар}$. В результаті в бутановому контурі відсутня вакуумна система видалення повітря з конденсатора з усіма її експлуатаційними проблемами [19].

Для пропуску в конденсатор 30 т/год водяної пари при зазначених параметрах довжина робочої лопатки останнього ступеня складе $\sim 350 \text{ мм}$, а для пропуску рівного по тепловій потужності масової витрати бутанового пара необхідна лопатка довжиною менше 50 мм [17].

2. Турбіни на НРТ мають більш високий внутрішній ККД ($\eta_{oi} = 0,85$) в порівнянні з паровими потужністю менше 1,5 МВт ($\eta_{oi} = 0,75$ [12]).

3. При використанні низьких температур конденсації пари в ORC циклі удається більше знімати енергії, збільшуючи електричну потужність турбіни в середньому на 10-14% (до 30%).

4. Відсутність стояночної корозії і ерозійного зносу лопаток крапельної вологою при використанні НРТ призводить до створення більш надійних турбомашин, як наслідок до більшого який гарантується терміну роботи без ремонту 50 тис.ч [16].

5. Висока щільність органічного робочого тіла дозволяє забезпечити відносно невеликі габарити конденсатора, застосувати повітряний конденсатор.

6. Немає потреби в водопідготовці, немає втрат при дегазації води, що подається, демінералізації.

7. Турбіна на НРТ ефективно працює в більшому (до 10% номінального навантаження), ніж парова турбіна, діапазоні часткових навантажень практично без зниження ККД [14].

8. Середньорічна напруженість турбіни на НРТ протягом перших 5 років експлуатації досягає 98% [18].

9. Робота турбіни на НРТ повністю автоматизована; машина проста в обслуговуванні, витрати на яке (3-5 годин на тиждень) протягом перших 5 років експлуатації складають ~ 570 USD / міс.

Недоліком органічного робочого тіла для турбоустановки (бутану, пентану і ін. фреонів) є його вибухонебезпечність при сполученні з киснем.

При використанні фреонів необхідно враховувати їх вплив на парниковий ефект, небезпека руйнування озонового шару Землі.

Незважаючи на невеликі габарити, застосування звичайних сталей при створенні органічних турбін поки не вдається забезпечити питому вартість турбоустановки на рівні машин на водяній парі, оскільки турбіни ORC циклу для утилізації НВЕР в СНД серійно не випускаються [12].

2.3 Висновки до розділу 2

В даному розділі було розглянуто два варіанта модернізації котельні шляхом встановлення газопоршневого двигуна та фреонової турбіни. Газопоршневий двигун являє собою когенераційну установку, яка споживає природній газ, кінцевим продуктом якої є електрична енергія. Також дана установка частково підігріває енергоносії перед водогрійним котлом, що збільшує його ККД. Другим варіантом є когенераційна установка на базі фреонового турбогенератора, який для перетворення теплової енергії НВЕР в ОРС контурі в механічну і далі в електричну відбувається з використанням органічного робочого тіла в замкнутому контурі.

РОЗДІЛ 3

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ ПІДПРИЄМСТВА
ПЕРЕТВОРЕННЯМ ЇЇ В КОГЕНЕНРАЦІЙНУ УСТАНОВКУ

3.1 Розрахунок існуючої теплової схеми котельні

На рисунку 3.1 наведена принципова тепла схема водогрійної котельні.

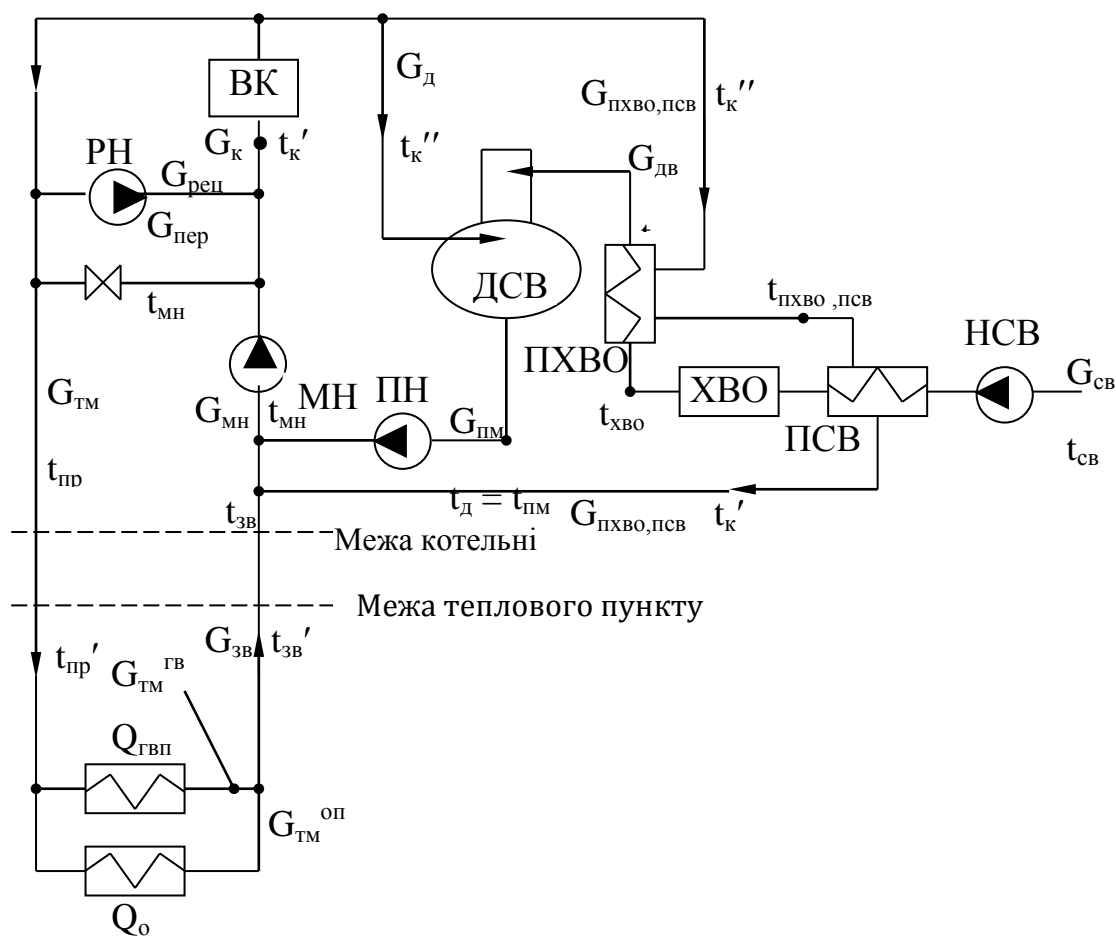


Рисунок 3.1 – Принципова тепла схема водогрійної котельні

Вода з котла по прямому трубопроводу надходить в теплову мережу і далі до теплового пункту споживача. Там паралельно встановлені підігрівники опалення та гарячого водопостачання. Графік температур в прямому і зворотному трубопроводах в котельні $t_{\text{пр}} / t_{\text{зв}}$, а теплового пункті $t_{\text{пр}}' / t_{\text{зв}}'$. Втрати мережної води покриваються за рахунок додаткової води, яка спершу підігрівається в

підігрівнику сирої води (ПСВ) від температури $t_{св}$ до $t_{хво}$, прокачується через хімводоочистку (ХВО), а далі повністю догрівається в підігрівнику ПХВО до температури $t_{дв}$ і прибуває в деаератор. З деаератора підготовлена вода підживлювальним насосом ПН з температурою t_d надходить в зворотний трубопровід. Деаератор та підігрівники ПСВ та ПХВО підігріваються водою із котла з температурою t_k'' , притому останні заживлюються послідовно. Спершу грійна вода охолоджується в ПХВО до температури $t_{пхво,псв}$, а далі – в ПСВ до температури t_k' . Після змішування в зворотному трубопроводі мережної води після теплового пункту з температурою $t_{зв}$, підживлювальної води з деаератора з температурою t_d та грійної води після ПСВ і ПХВО з температурою t_k' мережна вода прибуває в мережний насос з температурою $t_{мн}$. По лінії перепуску частка мережної води з температурою $t_{мн}$ переходить із зворотного в прямий трубопровід для зниження там температури від t_k'' до $t_{пр}$. По лінії рециркуляції за допомогою насоса РН частина мережної води з температурою t_k'' переходить з прямого в зворотний трубопровід для підігріву води, який приходить в котел від температури $t_{мн}$ до t_k' [20].

Система опалення потужністю 20 МВт та система гарячого водопостачання (ГВП) потужністю 2 МВт підключені до водогрійної котельні, що працює на природному газі з теплотою згорання $Q_n^c = 33,7 \text{ МДж/м}^3$. Система тепlopостачання замкнута. Підігрівники ГВП підключені паралельно. В схемі котельні встановлений вакуумний деаератор. Підігрівники сирої та хімочищеної води заживлені послідовно. Температура сирої води $5 \text{ }^\circ\text{C}$. Втрати мережної води 2%. Температурний графік роботи теплової мережі котельні $100/80 \text{ }^\circ\text{C}$. Охолодження води в прямому та зворотному трубопроводах тепломережі складають по 10°C . Визначити показники роботи водогрійної котельні, якщо: ККД котлів $\eta_k = 0,92$; ККД теплообмінників $\eta_{то} = 0,98$.

Опалювальний режим

Температури потоків теплоносіїв, $^\circ\text{C}$.

Температура води після котла $t_k'' = 150$, температура води в прямому трубопроводі котельні $t_{пр} = 110$, температура води в зворотному трубопроводі котельні $t_{зв} = 70$, температура води на вході в котел (паливо – природний газ) $t_k' = 70$, температура підживлювальної води з деаератора $t_d = 70$, температура додаткової води на вході в деаератор (вакуумний) $t_{дв} = 68$, температура води для підживлення теплової мережі $t_{пм} = t_d = 70$.

Температура води в прямому трубопроводі теплової мережі в тепловому пункті, $^{\circ}\text{C}$ [20].

$$\begin{aligned} t_{пр}' &= t_{пр} - 10, \\ t_{пр}' &= 110 - 10 = 100 (^{\circ}\text{C}). \end{aligned} \quad (3.1)$$

Температура води в зворотному трубопроводі в тепловому пункті, $^{\circ}\text{C}$

$$\begin{aligned} t_{зв}' &= t_{зв} + 10, \\ t_{зв}' &= 70 + 10 = 80 (^{\circ}\text{C}). \end{aligned} \quad (3.2)$$

Максимально зимовий опалювальний режим

$$\begin{aligned} Q_{гвп} &= 2 \cdot 10^3 \text{ кВт} \\ Q_{оп} &= 20 \cdot 10^3 \text{ кВт} \end{aligned}$$

Витрата мережної води через підігрівник ГВП, кг/с

$$\begin{aligned} G_{гвп} &= Q_{гвп} / [c_v \cdot (t_{пр}' - t_{зв}') \cdot \eta_{то}], \\ G_{гвп} &= 2 \cdot 10^3 / [4,19 \cdot (100 - 80) \cdot 0,98] = 24,35 \text{ (кг/с)}. \end{aligned} \quad (3.3)$$

Витрата мережної води через підігрівник опалення, кг/с

$$G_{\text{TM}}^{\text{оп}} = Q_{\text{оп}} / [c_{\text{в}} \cdot (t_{\text{пр}}' - t_{\text{зв}}') \cdot \eta_{\text{то}}], \quad (3.4)$$

$$G_{\text{TM}}^{\text{оп}} = 20 \cdot 10^3 / [4,19 \cdot (100 - 80) \cdot 0,98] = 243,53 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води, кг/с

$$G_{\text{TM}} = G_{\text{TM}}^{\text{оп}} + G_{\text{TM}}^{\text{гВП}}, \quad (3.5)$$

$$G_{\text{TM}} = 243,53 + 24,35 = 267,88 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата додаткової води, кг/с

$$G_{\text{дв}} = G_{\text{TM}} \cdot \alpha_{\text{втр}}, \quad (3.6)$$

$$G_{\text{дв}} = 267,88 \cdot 0,02 = 5,357 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата води з котла на живлення деаератора, кг/с

$$G_{\text{д}} = G_{\text{дв}} \cdot (t_{\text{д}} - t_{\text{дв}}) / (t_{\text{к}}'' - t_{\text{д}}) \quad (3.7)$$

$$G_{\text{д}} = 5,357 \cdot (70 - 68) / (150 - 70) = 0,133 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата підживлювальної води, кг/с

$$G_{\text{пм}} = G_{\text{д}} + G_{\text{дв}}, \quad (3.8)$$

$$G_{\text{пм}} = 5,357 + 0,133 = 5,49 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата сирої води, кг/с

$$G_{\text{св}} = G_{\text{дв}} \cdot 1,2, \quad (3.9)$$

$$G_{\text{св}} = 5,357 \cdot 1,2 = 6,42 \text{ (кг/с)}.$$

Потужність підігрівника після хімводоочистки ПХВО, кВт

$$Q_{\text{ПХВО}} = G_{\text{ДВ}} \cdot c_{\text{В}} \cdot (t_{\text{ДВ}} - t_{\text{ХВО}}), \quad (3.10)$$

$$Q_{\text{ПХВО}} = 5,357 \cdot 4,19 \cdot (68 - 20) = 1077,4 \text{ (кВт)}.$$

Потужність підігрівника сирої води ПСВ, кВт

$$Q_{\text{ПСВ}} = G_{\text{СВ}} \cdot c_{\text{В}} \cdot (t_{\text{ХВО}} - t_{\text{СВ}}), \quad (3.11)$$

$$Q_{\text{ПСВ}} = 6,42 \cdot 4,19 \cdot (20 - 5) = 403,5 \text{ (кВт)}.$$

Витрата грієної води через послідовно підключені підігрівники ПХВО та ПСВ, кг/с

$$G_{\text{ПХВО,ПСВ}} = (Q_{\text{ПХВО}} + Q_{\text{ПСВ}}) / [c_{\text{В}} \cdot (t_{\text{К}}'' - t_{\text{К}}') \cdot \eta_{\text{ТО}}], \quad (3.12)$$

$$G_{\text{ПХВО,ПСВ}} = (1077,4 + 403,5) / [4,19 \cdot (150 - 70) \cdot 0,98] = 4,5 \text{ (кг/с)}.$$

Температура грієної води після підігрівника ПХВО, °С

$$t_{\text{ПХВО,ПСВ}} = t_{\text{К}}'' - Q_{\text{ПХВО}} \cdot \eta_{\text{ТО}} / (c_{\text{В}} \cdot G_{\text{ПХВО,ПСВ}}), \quad (3.13)$$

$$t_{\text{ПХВО,ПСВ}} = 150 - 1077,4 \cdot 0,98 / (4,19 \cdot 4,5) = 94 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Витрата мережної води перед мережним насосом МН, кг/с

$$G_{\text{МН}} = G_{\text{ТМ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{ВТР}}) + G_{\text{ПМ}} + G_{\text{ПХВО,ПСВ}}, \quad (3.14)$$

$$G_{\text{МН}} = 267,88 \cdot (1 - 0,02) + 5,49 + 4,5 = 272,51 \text{ (кг/с)}.$$

Температура води перед мережним насосом, °С

$$t_{\text{МН}} = [G_{\text{ТМ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{ВТР}}) \cdot t_{\text{ЗВ}} + G_{\text{ПМ}} \cdot t_{\text{ПМ}} + G_{\text{ПХВО,ПСВ}} \cdot t_{\text{К}}'] / G_{\text{МН}}, \quad (3.15)$$

$$t_{\text{МН}} = [267,88 \cdot (1 - 0,02) \cdot 70 + 5,49 \cdot 70 + 4,5 \cdot 70] / 272,51 = 70 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Визначаємо витрату води в лінії перепуску, кг/с

$$G_{\text{пер}} = G_{\text{тм}} \cdot (t_{\text{к}}'' - t_{\text{пр}}) / (t_{\text{к}}'' - t_{\text{мн}}), \quad (3.16)$$

$$G_{\text{пер}} = 267,88 \cdot (150 - 120) / (150 - 70) = 133,9 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата води в лінії рециркуляції, кг/с

$$G_{\text{рец}} = (G_{\text{мн}} - G_{\text{пер}}) \cdot (t_{\text{к}}' - t_{\text{мн}}) / (t_{\text{к}}'' - t_{\text{к}}'), \quad (3.17)$$

$$G_{\text{рец}} = (272,51 - 100,45) \cdot (70 - 70) / (150 - 70) = 0 \text{ (кг/с)}.$$

Якщо $G_{\text{рец}} \leq 0$, то рециркуляції мережної води непотрібно і $t_{\text{к}}' = t_{\text{мн}}$. В нашому випадку $t_{\text{к}}' = t_{\text{мн}} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Витрата мережної води в котлі, кг/с

$$G_{\text{к}} = G_{\text{мн}} - G_{\text{пер}} + G_{\text{рец}}, \quad (3.18)$$

$$G_{\text{к}} = 272,51 - 100,45 + 0 = 138,6 \text{ (кг/с)}.$$

Теплова потужність котельні, МВт

$$Q_{\text{к}} = G_{\text{к}} \cdot c_{\text{в}} \cdot (t_{\text{к}}'' - t_{\text{к}}') \cdot 10^{-3}, \quad (3.19)$$

$$Q_{\text{к}} = 138,6 \cdot 4,19 \cdot (150 - 70) \cdot 10^{-3} = 22,29 \text{ (МВт)}.$$

Витрата умовного та робочого палива в котлі(газа), кг/с і м³/с

$$V_{\text{у}} = Q_{\text{к}} / (Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta), \quad (3.20)$$

$$V_{\text{у}} = 22,29 / (29,3 \cdot 0,92) = 1,723 \text{ (кг/с)}.$$

$$V_{\text{р}} = Q_{\text{к}} / (Q_{\text{н}}^{\text{с}} \cdot \eta), \quad (3.21)$$

$$V_{\text{р}} = 22,29 / (33,7 \cdot 0,92) = 1,498 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

ККД котельні

$$\eta_{\text{кот}} = (Q_{\text{оп}} + Q_{\text{ГВП}}) / (B_{\text{у}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}}), \quad (3.22)$$

$$\eta_{\text{кот}} = (20 + 2) / (1,723 \cdot 29,3) = 0,92$$

Витрата газу за час режиму, м³

$$B_{\text{г}} = B_{\text{р}} \cdot \tau_{\text{оп}}, \quad (3.23)$$

$$B_{\text{г}} = 1,498 \cdot 3600 \cdot 560 = 3020666 \text{ (м}^3\text{)}$$

де $\tau_{\text{оп}}$ – час максимально-опалювального режиму

Затрати на газ режиму, млн. грн.

$$Z_{\text{гм}} = B_{\text{г}} \cdot C_{\text{г}}, \quad (3.24)$$

$$Z_{\text{гм}} = 3020666 \cdot 12,2 = 36,852$$

де $C_{\text{пал}}$ – вартість палива за м³ з врахуванням витрат на транспортування.

Результати розрахунків для інших режимів зведемо в таблицю 3.1

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків опалювальних режимів котельні

Параметр	Максимально-опалювальний режим	Середньо-опалювальний режим	Літній режим
Витрата мережної води через підігрівник ГВП, кг/с	24,35	24,35	24,35
Витрата мережної води через підігрівник опалення, кг/с	243,53	194,82	0
Витрата мережної води, кг/с	267,88	219,18	24,35
Витрата додаткової води, кг/с	5,357	4,38	0,48

Продовження таблиці 3.1

Витрата води з котла на живлення деаератора, кг/с	0,133	0,11	0,01
Витрата підживлювальної води, кг/с	5,49	4,49	0,49
Витрата сирі води, кг/с	6,42	5,26	0,58
Потужність підігрівника після хімоводоочистки ПХВО, кВт	1077,4	881,6	97,9
Потужність підігрівника сирі води ПСВ, кВт	403,5	330,6	36,73
Витрата грійної води через послідовно підключені підігрівники ПХВО та ПСВ, кг/с	4,5	3,7	0,41
Температура грійної води після підігрівника ПХВО, °С	94	94	94
Витрата мережної води перед мережним насосом МН, кг/с	272,5	222,9	24,77
Температура води перед мережним насосом, °С	70	70	70
Визначаємо витрату води в лінії перепуску, кг/с	133,9	109,6	12,2
Витрата води в лінії рециркуляції, кг/с	0	0	0
Витрата мережної води в котлі, кг/с	138,6	113,4	12,6
Теплова потужність котельні, МВт	22,29	18,56	2,13
Витрата умовного палива(газа) в котлі, кг/с	1,723	1,41	0,156
Витрата робочого палива(газа) в котлі, м ³ /с	1,498	1,226	0,136
ККД котельні	0,92	0,92	0,92

Продовження таблиці 3.1

Витрата газу за час режиму, м ³	3020666	16329250	1098424
Затрати на газ режиму, млн. грн.	36,852	199,217	13,4
Річні затрати на газ, млн.грн.	249,469		

3.2 Основне та допоміжне обладнання

3.2.1 Насоси

В залежності від їх призначення, на котельнях встановлюються наступні насоси: живильні; мережні; рециркуляційні; підживлювальні; насоси сирової води; насоси вакуумних деаераторів; насоси–дозатори станцій хімводоочистки та інші.

Вибір насосів виконують за їх технічними характеристиками, але необхідно враховувати необхідні параметри подачі та напору. Переважно на котельнях використовуються відцентрові насоси з електроприводом, а також поршневі з приводом від парових турбін [20].

Мережні насоси

$$V_{\text{МН}} = (1,1 \dots 1,2) \cdot G_{\text{МН}} \cdot 3600 / \rho_{\text{МН}}, \quad (3.25)$$

$$V_{\text{МН}} = 1,1 \cdot 267,88 \cdot 3600 / 997 = 1064 \text{ (м}^3\text{/год)}.$$

де $G_{\text{МН}}$ – масова витрата мережної води, кг/с;

$\rho_{\text{МН}}$ – густина мережної води на вході в мережний насос, кг/м³.

Приведемо існуючі два насоси СЭ 1250-45-11 з подачею 1250 м³/год, напором 0,44 МПа і ККД 0,70, один – робочий, один – резервний.

Підживлювальні насоси

$$V_{\text{ПН}} = (1,1 \dots 1,2) \cdot (2 \cdot G_{\text{ВТР}}) \cdot 3600 / \rho_{\text{МН}}, \quad (3.26)$$

$$V_{\text{пн}} = 1,1 \cdot (2 \cdot 5,357) \cdot 3600 / 997 = 42,5 \text{ (м}^3\text{/год)}.$$

Приведемо існуючі два насоси ЗК–45–30 з подачею 45 м³/год, напором 0,31 МПа і ККД 0,71, один – робочий, один – резервний.

Живильні насоси

$$V_{\text{жн}} = 1,1 \cdot G_{\text{жв}} \cdot 3600 / \rho_{\text{жв}}, \quad (3.27)$$

$$V_{\text{жн}} = 1,1 \cdot 5,49 \cdot 3600 / 997 = 21,8 \text{ (м}^3\text{/год)}.$$

Приведемо існуючі два живильних насоси ЦНСГ38–154 з подачею 38 м³/год, напором 1,54 МПа, ККД приймаємо 0,65, один – робочий, один – резервний.

Насоси сирої води

$$V_{\text{нсв}} = 1,1 \cdot G_{\text{св}} / \rho_{\text{св}} \cdot 3600, \quad (3.28)$$

$$V_{\text{нсв}} = 1,1 \cdot 6,42 / 997 \cdot 3600 = 25,5 \text{ (м}^3\text{/год)}.$$

Приведемо існуючий насос сирої води 2КМ–20–30 з подачею 30 м³/год, напором 0,24 Мпа і ККД 0,635.

3.2.2 Вентилятори і димососи

Будь-який котлоагрегат укомплектовується не менше ніж з одним вентилятором і одним димососом. Однак, при проектуванні котелень з котлами продуктивністю менше ніж 1,163 МВт (1 Гкал/год) дозволяється використання групових тягодуттьових установок. Тягодуттьові установки складаються з двох вентиляторів і двох димососів (для всіх котлів). Від звичних відцентрових вентиляторів, димососи характеризуються значно вищою температурою робочої речовини, тому вони мають більш міцні лопатки з охолодженням підшипників.

Підбір тягодуттьових установок відбувається за допомогою характеристик котельні, які характеризують залежність напору, який розвиває машина, від

подачі. Густина речовини, що транспортується, повинна відповідати температурі в 100...200°C для димососа, 20°C для вентилятора і атмосферному тиску в 101,325 кПа [20].

Розрахункова подача вентилятора та димососа, м³/год

$$Q_v = k \cdot V_{pk} \cdot V^0 \cdot \alpha_v \cdot 3,6, \quad (3.29)$$

$$Q_v = 1,1 \cdot 1,041 \cdot 10,1 \cdot 1,05 \cdot 3,6 = 43,71 \text{ (м}^3\text{/год)}.$$

$$Q_d = k \cdot V_{pk} \cdot [V_r^0 + (\alpha_d - 1) \cdot V^0] \cdot (t_d + 273) / 273 \cdot 3,6, \quad (3.30)$$

$$Q_d = 1,1 \cdot 1,041 \cdot [11,3 + (1,35 - 1) \cdot 10,1] \cdot (130 + 273) / 273 \cdot 3,6 = 90,27 \text{ (м}^3\text{/год)}.$$

де k – коефіцієнт запасу, що дорівнює 1,1;

V_{pk} – розрахункова витрата палива, кг/с (м³/с);

V^0 – теоретична кількість повітря, необхідна для згорання 1 кг твердого і рідкого палива або 1 м³ газоподібного палива, м³/кг (м³/м³);

V_r^0 – теоретичний об'єм продуктів згорання палива, м³/кг (м³/м³);

α_v і α_d – коефіцієнти надлишку повітря перед вентилятором і димососом, відповідно;

t_v , t_d – температури повітря перед вентилятором і димових газів перед димососом, відповідно.

Розрахункова потужність вентилятора, кВт

$$N_b = 0,277 \cdot Q_v \cdot H_b / (\eta_v \cdot \eta_{em}), \quad (3.31)$$

$$N_b = 0,277 \cdot 43,71 \cdot 2,7 / (0,7 \cdot 0,96) = 48,64 \text{ (кВт)}.$$

де Q_v – розрахункова подача вентилятора, м³/год ;

η – ККД машини в розрахунковому режимі ($\eta = 0,55...0,75$).

Приведемо існуючий вентилятор ВД–13,5 з подачею в 45 тис.м³/год, напором 2,87 кПа, ККД 0,7 та електрична потужність 50 кВт.

Розрахункова потужність димососа, кВт

$$N_d = 0,277 \cdot Q_d \cdot H_d / (\eta_d \cdot \eta_{ем}), \quad (3.32)$$

$$N_d = 0,277 \cdot 90,29 \cdot 2,9 / (0,7 \cdot 0,96) = 107,93 \text{ (кВт)} .$$

де Q_d – розрахункова подача вентилятора, м³/год ;

η – ККД машини в розрахунковому режимі ($\eta = 0,55...0,75$).

Приведемо існуючий димосос Д-18 з подачею 105 тис. м³/год, напором 3,14 кПа і ККД 0,7, електрична потужність 138 кВт.

Сумарна потужність двигунів, кВт

$$\Sigma N_p = N_{мн} + N_{пн} + N_{жн} + N_{нсв} + N_b + N_d, \quad (3.33)$$

$$\Sigma N_p = 200 + 7,5 + 30 + 4 + 50 + 138 = 429,5 \text{ (кВт)}.$$

Затрати на електроенергію по періодам режимів, грн

Максимально-опалювальний режим

$$Z_{ем} = \Sigma N_p \cdot C_e \cdot \tau_{оп}, \quad (3.34)$$

$$Z_{ем} = 429,5 \cdot 2,8 \cdot 560 = 673456 \text{ (грн.)}$$

де C_e – вартість електроенергії за 1 кВт·год

$\tau_{оп}$ – час режиму

Середньо-опалювальний режим

$$Z_{ем} = 429,5 \cdot 2,8 \cdot 3700 = 4449620 \text{ (грн.)}$$

Літній режим

$$Z_{ем} = 429,5 \cdot 2,8 \cdot 2240 = 2693824 \text{ (грн.)}$$

Тоді затрати на електроенергію за рік складатимуть, грн.

$$\Sigma Z_{em} = 673456 + 4449620 + 2693824 = 7816900 \text{ (грн.)}$$

Частина експлуатаційних затрат на газ та електроенергію, млн.грн.

$$Z_{екс} = \Sigma Z_{em} + \Sigma Z_{газ} , \quad (3.35)$$

$$Z_{екс} = 7,817 + 249,469 = 257,285 \text{ (млн.грн.)}$$

3.3 Розрахунок техніко-економічних показників котельні

Для порівняння різних варіантів рішень при проектуванні котельні, оцінки ефективності проекту та міри його досконалості, визначаються техніко-економічні показники котельні.

До основних техніко-економічних показників спорудження і експлуатації котельні належать: річне вироблення теплоти, питома витрата умовного палива на одиницю виробленої енергії та відпущеної теплоти, загальні та питомі капітальні вкладення в котельню, собівартість виробленої теплової енергії [20].

Капітальні вкладення

Капітальні вкладення включають одночасні витрати на будівництво і обладнання котельні, а також виконання монтажних - налагоджувальних робіт.

Експлуатаційні затрати

Експлуатаційні затрати знайдемо як суму затрат на паливо, електроенергію, воду, на поточний ремонт, на амортизацію та заробітну плату

Затрати на паливо та електроенергію, розраховані вище, і складають 257,285 млн.грн.

Витрати на воду

Ці витрати встановлюються за витратою води та її ціною.

Річна витрата сирової води, м³/рік:

$$C_{\text{річн.}} = G_{\text{св}} \cdot 3600 \cdot \tau_p, \quad (3.36)$$

$$C_{\text{річн.}} = (6,42/999,8 \cdot 3600 \cdot 650) + (5,26/999,8 \cdot 3600 \cdot 3700) + \\ + (0,58/999,8 \cdot 3600 \cdot 2240) = 85103,02.$$

Річні витрати на воду [20], млн.грн/рік:

$$C_{\text{в}} = C_{\text{річ}} \cdot \Pi_{\text{в}}; \quad (3.37)$$

$$C_{\text{річн.}} = 85103,02 \cdot 10^{-6} \cdot 12,2 = 1,038.$$

де $\Pi_{\text{в}}$ – ціна води, ($\Pi_{\text{в}} = 12,2$ грн/м³).

Витрати на амортизацію

Вони визначаються за капітальними вкладеннями K і нормами амортизаційних відрахувань.

Витрати на амортизацію за рік [20], грн/рік:

$$C_{\text{ам}} = K \cdot H_{\text{ам}}; \quad (3.38)$$

$$C_{\text{ам}} = 20 \cdot 10^6 \cdot 0,085 = 1700000.$$

де $H_{\text{а}}$ – норма амортизаційних відрахувань.

Витрати на поточний ремонт

Ці витрати можуть бути прийняті такими, що дорівнюють 20% для закритих і 30% для відкритих котелень відносно витрат на амортизацію.

Витрати на поточний ремонт за рік, грн/рік:

$$C_{\text{пр}} = 0,2 \cdot C_{\text{ам}}; \quad (3.39)$$

$$C_{\text{ам}} = 0,2 \cdot 1700000 = 340000.$$

Витрати на заробітну плату

Їх розрахунок виконується з урахуванням основної та додаткової заробітних плат, а також відрахувань на соціальне страхування.

Затрати на заробітну плату, грн/рік:

$$C_{з.п} = N_{пр} \cdot \Phi_{з.п}, \quad (3.40)$$

де $\Phi_{з.п}$ – середній річний фонд заробітної плати;

Кількість працівників розраховується за штатним коефіцієнтом

$$K_{шт} = \frac{N_{прац}}{Q_k}, \quad (3.41)$$

$$C_{з.п} = Q_k \cdot K_{шт} \cdot \Phi_{з.п}; \quad (3.42)$$

$$C_{з.п} = 10 \cdot 1,33 \cdot 60000 = 798000 \text{ (грн/рік)}.$$

Інші витрати

Сюди належать витрати на охорону праці, техніку безпеки, пожежну охорону і т.д. Значення цих витрат у процентах суми всіх попередніх витрат дорівнює 6%., млн.грн/рік:

$$C_i = 0,06 \cdot (C_{п} + z_e + C_{в} + C_{ам} + C_{п.р} + C_{з.п}); \quad (3.43)$$

$$C_i = 0,06 \cdot (257,285 + 1,038 + 1,7 + 0,34 + 0,798) = 15,668.$$

Експлуатаційні витрати за рік, млн.грн/рік:

$$C_{річ} = C_{п} + z_e + C_{в} + C_{ам} + C_{п.р} + C_{з.п} + C_i; \quad (3.44)$$

$$C_{річ} = 276,802.$$

Собівартість вироблення теплової енергії, грн/МДж:

$$C_B = \frac{C_{\text{річ}}}{Q_{\text{річ}}}; \quad (3.45)$$

$$C_B = \frac{276802648}{309332160} = 0,864.$$

де $Q_{\text{річ}}$ – річна витрата теплоти [20], МДж/рік:

$$Q_{\text{річ}} = Q_K \cdot 3600 \cdot \tau_p; \quad (3.46)$$

$$Q_{\text{річ}} = (22,29 \cdot 3600 \cdot 650) + (18,56 \cdot 3600 \cdot 3700) + (2,13 \cdot 3600 \cdot 2240) = 309332160.$$

3.4 Перетворення водогрійної котельні в когенераційну установку

Когенерація - процес спільного вироблення електричної і теплової енергії.

Когенераційні установки - це обладнання, що дозволяє виробляти електроенергію і тепло одночасно.

До основних переваг когенераційних установок відносяться:

- збільшення ефективності використання палива завдяки більш високому ККД;
- зниження шкідливих викидів в атмосферу в порівнянні з роздільним виробництвом тепла та електроенергії;
- зменшення витрат на передачу електроенергії, тому що когенераційні установки розміщуються в місцях споживання теплової та електричної енергії, втрати в мережах практично відсутні;
- можливість роботи на біопаливі і на ін. альтернативних видах палива;
- безшумність і екологічність обладнання;
- забезпечення власних потреб котельні в електроенергії.

Когенерація, за оцінками фахівців, пропонує чудовий механізм економічного стимулювання:

1. Високі витрати на енергію можуть бути зменшені в кілька разів.
2. Зменшення частки енергії в собівартості продукції дозволяє істотно збільшити конкурентоспроможність продукту.
3. Когенерація дозволяє утриматися від непотрібних і економічно неефективних витрат на засоби передачі енергії, до того ж виключаються втрати при транспортуванні енергії, так як енергогенеруюче обладнання встановлено в безпосередній близькості від споживача.
4. Когенерація є практично найоптимальнішим варіантом забезпечення надійності постачання електричної енергії.

3.5 Системний аналіз варіантів енергопостачання КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго»

Термін служби системи теплоенергопостачання (СТЕП) складає 20 і більше років. Він включає етапи вибору конфігурації, проектування і модернізацію вибраної конфігурації СТЕП в процесі експлуатації. Кожний етап має свої задачі і міру невизначеності початкової інформації, відповідно яким розробляються методи досліджень і оптимізації СТЕП. Задача вибору конфігурації СТЕП сформульована як задача визначення потужності джерел теплоенергопостачання різних типів при заданій загальній потужності системи. Критерієм якості варіанта системи ТЕП є числове значення комплексного критерію, складовими якого є частинні критерії оцінок екологічних, медичних, економічних та соціологічних показників. Математична модель будується за методикою системного аналізу. В цьому методі міра невизначеності вхідної інформації знижується експертом в діалозі з ПК [20].

Метод системного аналізу дозволяє порівнювати СТЕП з різними джерелами теплової та електричної енергії (котельні, газопоршневі двигуни, сонячні колектори, теплові насоси та ін.) в умовах, коли точні дані з техніко-економічних показників джерел невідомі.

Можливі джерела теплової енергії прийняті наступними:

- водяний котел;
- водяний котел з газопоршневим двигуном (ВК + ГПД);
- водяний котел з фреоновою турбіною (ВК+ФТ);
- водяний котел з теплонасосною установкою (ВК + ТНУ);
- водяний котел з газотурбіною установкою (ВК+ГТУ);

Можливі джерела електричної енергії прийняті наступними:

- газопоршневий двигун (ГПД);
- водяний котел з фреоновою турбіною;

Прийняті критерії оцінки варіантів конфігурації СТЕП та їх рівні наведені в таблиці 3.2

Таблиця 3.2 – Критерії оцінки варіантів конфігурації СТЕП та їх рівні

Критерії оцінки варіантів конфігурації СТЕП	Кращий рівень	Гірший рівень
X1 - Виручк від продажу електричної енергії, %	100	0
X2 - Затрати на електроенергію від зовнішнього джерела, %	0	100
X3 - Затрати на паливо, %	0	100
X4 - Капіталовкладення, %	0	100
X5 - Затрати на будівництво, %	0	100
X6 - Ймовірність відмов, %	0	100
X7 - Затрати на ремонт, %	0	100
X8 - Викиди CO ₂ SO ₂ NO ₂ , %	0	100
X9 - Залежність від зовнішніх джерел ел. енергії, %	0	100
X10 - Затрати на воду, %	0	100
X11 - Зарплата, %	100	0
X12 - Ймовірність пожеж та вибухів, %	0	100
X13 - Рівень негативного впливу на персонал, %	0	100
X14 - Ймовірність нещасних випадків, %	0	100

Розглядалися 5 варіантів:

Варіант 1. Існуючий (ВК)

Варіант 2. ВК+ ГПД

Варіант 3. ВК+ФТ

Варіант 4. ВК + ТНУ

Варіант 5. ВК+ГТУ

Результати проведених розрахунків наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунків можливих варіантів системи енергопостачання

Критерії	Існ	ВК+ ГПД	ВК+ ТНУ	ВК+ ГТУ	ВК+ ФТ
Виручка від продажу електричної енергії, %	100	100	100	100	100
Затрати на електроенергію від зовнішніх джерел, %	80	50	70	75	60
Затрати на паливо, %	80	60	85	100	75
Капіталовкладення, %	65	75	90	100	5
Затрати на будівництво, %	80	85	100	100	30
Ймовірність відмов, %	70	50	80	80	80
Затрати на ремонт, %	70	60	80	60	60
Викиди CO ₂ ,SO ₂ ,NO ₂ , %	50	35	50	60	20
Залежність від зовнішніх джерел ел. енергії, %	90	70	90	90	40
Затрати на воду, %	100	90	90	90	90
Зарплата, %	90	90	90	90	90
Ймовірність пожеж та вибухів, %	30	25	30	30	25

Продовження таблиці 3.3

Рівень негативного впливу на персонал, %	50	40	80	75	20
Ймовірність нещасних випадків, %	50	40	70	70	30
Функція «корисності»	0,3	0,67	0,47	0,4	0,75

Проаналізувавши таблицю 3.3, можемо зробити висновок, що найкращим є варіант з фреоною турбіною. Його сумарна функція корисності найбільша і становить 0,75. Іншим варіантом модернізації є використання газопоршневого двигуна, його функція корисності 0,67.

3.6 Розрахунок теплової схеми і техніко-економічних показників модернізованого варіанта котельні шляхом встановлення фреоною турбіни

На сьогоднішній день активно розвивається напрямок утилізації низькопотенційних вторинних енергетичних ресурсів (НВЕР) для вироблення електроенергії з використанням екологічно чистих турбоустановок на низькокиплячих робочих тілах (НРТ). Застосування фреонів в якості робочих тіл парових турбін в складі парогазових установок може бути ефективним. Тому виникає необхідність в детальному опрацюванні фреонових турбоагрегатів з визначенням основних конструктивних і газодинамічних параметрів [20].

Як робоче тіло фреоною турбіни використовується хладон R134a.

Модернізована схема з фреоною турбіною показана на рисунку 3.2.

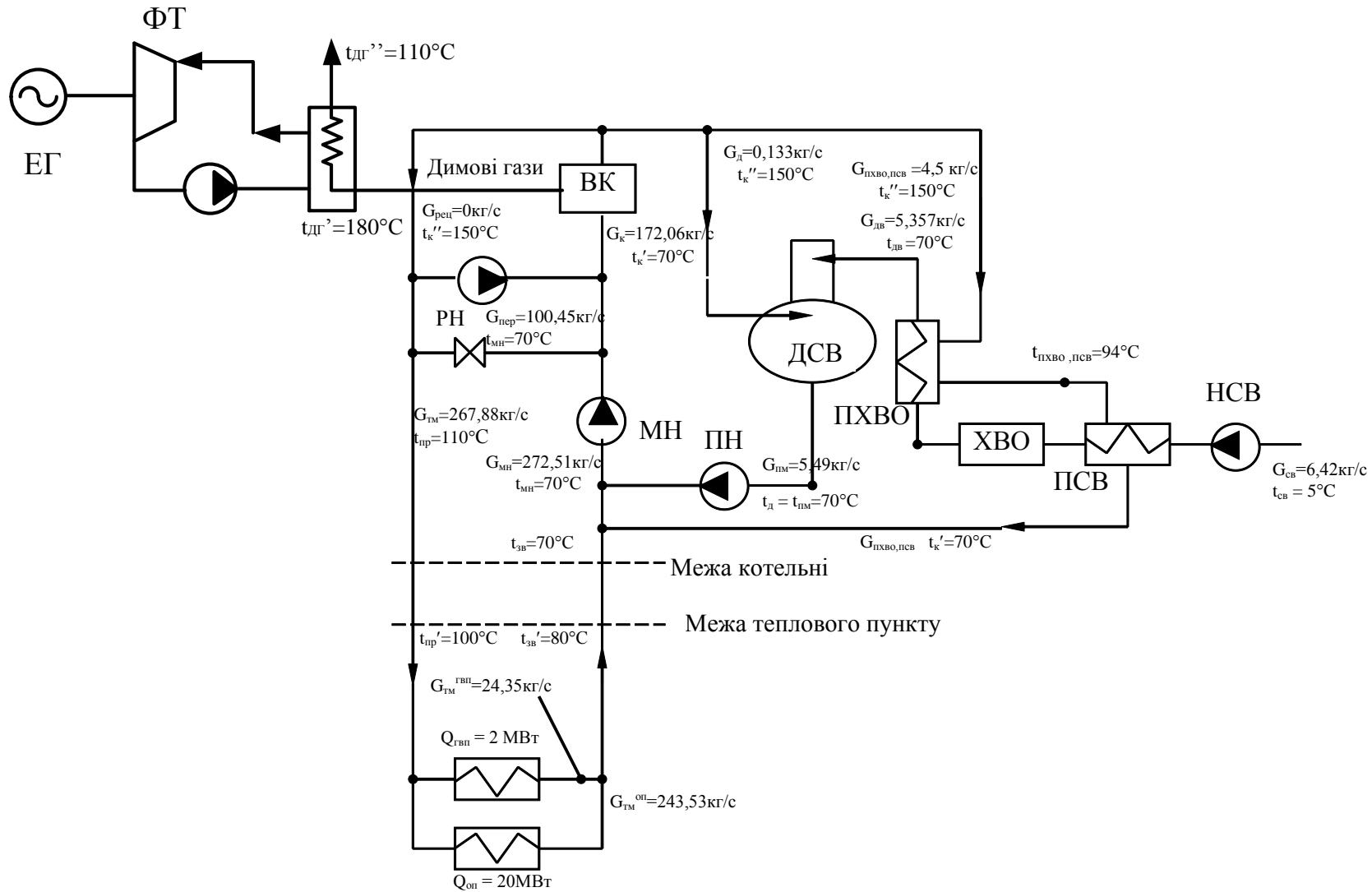


Рисунок 3.2 – Принципова тепла схема водогрійної котельні з фреоновою турбіною

ЕГ – електрогенератор; ФТ – фреонова турбіна; ВК – водогрійний котел; РН – рециркуляційний насос; МН – мережний насос; ПН – підживлювальний насос; ДСВ – деаератор сирі води; ПСВ – підігрівач сирі води; НСВ – насос сирі води; ХВО – хімводоочистка; ПХВО – підігрівник хімводоочистки.

3.6.1 Визначення потужності фреонової турбіни

Визначимо потужність Q яку можна відвести від димових газів котельні при її охолодженні від 180 до 110 градусів:

$$Q = C_{\text{дг}} \cdot m_{\text{дг}} \cdot \Delta t \quad (3.47)$$

де $C_{\text{дг}}$, кДж/кг·град – масова теплоємність димових газів ($C_{\text{дг}} = 1$);

$m_{\text{дг}}$, кг/с – масова витрата димових газів котла;

Δt – теплоперепад димових газів ($\Delta t = 70^\circ\text{C}$).

Масова витрата димових газів котла, кг/с

$$m_{\text{дг}} = V_{\text{дг}} / \rho, \quad (3.48)$$

де $V_{\text{дг}}$ - об'ємна витрата відпрацьованих в котлі газів, м³/с

ρ - густина відпрацьованих в котлі газів ($\rho = 0,7$), кг/м³

$$V_{\text{дг}} = V_{\text{г}}^0 \cdot \alpha \cdot V_{\text{котла}}, \quad (3.49)$$

де $V_{\text{г}}^0$ - об'єм димових газів при спаленні 1 м³ газу;

α - коефіцієнт надлишку повітря, $\alpha=1,1$;

$V_{\text{котла}}$ - витрата газу котлом, м³/с.

Для максимально-опалювального режиму

$$V_{\text{дг}} = 10,7 \cdot 1,1 \cdot 1,498 = 17,63 \text{ (м}^3\text{/с)}$$

Для середньо-опалювального режиму

$$V_{\text{дг}} = 10,7 \cdot 1,1 \cdot 1,226 = 14,43 \text{ (м}^3\text{/с)}$$

Для літнього режиму

$$V_{\text{дг}} = 10,7 \cdot 1,1 \cdot 0,136 = 1,6 \text{ (м}^3\text{/с)}$$

Масова витрата димових газів котла, кг/с

Для максимально-опалювального режиму

$$m_{\text{дг}} = 17,63 / 0,7 = 25,18 \text{ (кг/с)}$$

Для середньо-опалювального режиму

$$m_{\text{дг}} = 14,43 / 0,7 = 20,61 \text{ (кг/с)}$$

Для літнього режиму

$$m_{\text{дг}} = 1,6 / 0,7 = 2,28 \text{ (кг/с)}$$

Визначимо потужність Q яку можна відвести від димових газів котельні при її охолодженні від 180 до 110 градусів:

Для максимально-опалювального режиму

$$Q = 1 \cdot 25,18 \cdot 70 = 1762,6 \text{ (кВт)}$$

Для середньо-опалювального режиму

$$Q = 1 \cdot 20,61 \cdot 70 = 1442,7 \text{ (кВт)}$$

Для літнього періоду

$$Q = 1 \cdot 2,28 \cdot 70 = 159,6 \text{ (кВт)}$$

Відомо, що ККД перетворення теплової енергії димових газів в електричну енергію фреонового турбогенератора складає $\eta = 10\%$

Отже, електрична потужність фреонового турбогенератора

Для максимально-опалювального режиму

$$N_{\text{ег}} = 0,1 \cdot Q, \tag{3.50}$$

$$N_{\text{ег}} = 0,1 \cdot 1762,6 = 176,2 \text{ (кВт)}.$$

Для середньо-опалювального режиму

$$N_{\text{ег}} = 0,1 \cdot 1442,7 = 144,2 \text{ (кВт)}.$$

Для літнього періоду

$$N_{\text{ег}} = 0,1 \cdot 159,6 = 15,9 \text{ (кВт)}.$$

Вироблена фреоновим турбогенератором електрична енергія

Для максимально-опалювального режиму

$$E = N_{\text{ег}} \cdot \tau_{\text{оп}}, \tag{3.51}$$

$$E = 176,2 \cdot 560 = 98705,6 \text{ (кВт·год)}.$$

Для середньо-опалювального режиму

$$E = 144,2 \cdot 3700 = 533540 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

Для літнього режиму

$$E = 15,9 \cdot 2240 = 35616 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

Вироблена фреоновим турбогенератором електрична енергія за рік

$$EE_{\text{річн}} = 98705,6 + 533540 + 35616 = 667861,6 \text{ (кВт}\cdot\text{год/рік)}$$

Річна вартість виробленої фреоновим турбогенератором електричної енергії,
млн. грн:

$$\begin{aligned} BE_{\text{річн}} &= EE_{\text{річн}} \cdot C_e \cdot 10^{-6}, \\ BE_{\text{річн}} &= 667861,6 \cdot 2,8 \cdot 10^{-6} = 1,870. \end{aligned} \quad (3.52)$$

де C_e – середнє значення тарифу на електричну енергію, грн/кВт·год.

Тобто річна економія складе 1,870 млн. грн.

3.6.2 Витрати на турбіну

Капіталовкладення на фреонову турбіну, (грн) [22]:

$$K_T = 4800000.$$

Капітальні витрати на транспортування турбіни, (грн):

$$K_T^{\text{TP}} = K_{\text{TP}} \cdot K_T, \quad (3.53)$$

де K_{TP} – коефіцієнт, що враховує витрати на транспортування.

$$K_T^{TP} = 0,12 \cdot 4800000 = 576000.$$

Капітальні витрати на монтаж, (грн):

$$K_T^M = K_M \cdot K_T, \quad (3.54)$$

$$K_T^M = 0,1 \cdot 4800000 = 480000.$$

Загальні капіталовкладення, (грн):

$$K_T^{3ar} = K_T + K_T^{TP} + K_T^M, \quad (3.55)$$

$$K_T^{3ar} = 4800000 + 576000 + 480000 = 5856000.$$

Загальні капіталовкладення на встановлення турбіни, (грн):

$$K_T^{3.B} = K_T^{3ar} + K_T^{Доп}, \quad (3.56)$$

де $K_T^{Доп} = 100000$ – капіталовкладення на допоміжне устаткування, (грн).

$$K_T^{3.B} = 5856000 + 100000 = 5956000.$$

Норма амортизаційних відрахувань:

$$K_{CA} = 0,15.$$

Тоді річна сума амортизаційних відрахувань, (грн):

$$S_A = K_{CA} \cdot K_T^{3.B}, \quad (3.57)$$

$$S_A = 0,15 \cdot 5956000 = 878400.$$

Річні витрати коштів на поточний ремонт устаткування, (грн):

$$S_{\text{ПР}} = 0,2 \cdot S_A, \quad (3.58)$$

$$S_{\text{ПР}} = 0,2 \cdot 878400 = 175680.$$

Інші витрати:

$$S_{\text{ІНШ}} = 0,4 \cdot (S_A + S_{\text{ПР}}), \quad (3.59)$$

$$S_{\text{ІНШ}} = 0,4 \cdot (878400 + 175680) = 421632.$$

Сумарні капіталовкладення в турбіну з урахуванням амортизаційних відрахувань, коштів на поточний ремонт та інших витрат, (грн):

$$K_{\text{Сум}} = K_T^{3.B} + S_A + S_{\text{ПР}} + S_{\text{ІНШ}}, \quad (3.60)$$

$$K_{\text{Сум}} = 5956000 + 878400 + 175680 + 421632 = 7431712.$$

Термін окупності капіталовкладень, роки

$$T_{\text{ОК}} = K_{\text{Сум}} / E_{\text{ф}}, \quad (3.61)$$

$$T_{\text{ОК}} = 7431712 / 1870013 = 3,97.$$

3.7 Котельня з газопоршневими двигунами і водогрійними котлами

Ставимо двигун ГПД заводу «Первомайскдизельмаш» ДвГА-315 з електричною потужністю 315 кВт, тепловою потужністю 450 кВт, ККД електричний 38,6%. Річний час роботи двигуна 6000 годин [21].

3.7.1 Розрахунок річних затрат на паливо для двигуна

Питома витрата палива на газопоршневий двигун, кг/(кВт·год)

$$b_y^{дв} = 0,123 / \eta_{дв} ; \quad (3.62)$$

$$b_y^{дв} = 0,123 / 0,386 = 0,319 .$$

Витрата умовного палива на ГПД, кг/с

$$B_y^{дв} = b_y \cdot N_y / 3,6 ; \quad (3.63)$$

$$B_y^{дв} = 0,319 \cdot 0,315 / 3,6 = 0,027 .$$

Витрата газу на ГПД, м³/с

$$B_p^{дв} = B_y \cdot Q_{н\ y}^p / Q_{н\ y}^c ; \quad (3.64)$$

$$B_p^{дв} = 0,027 \cdot 29,3 / 33,7 = 0,024 .$$

Річна витрата газу на ГПД, м³/с

$$B_{p,p}^{дв} = B_p^{дв} \cdot 3600 \cdot 6000 ; \quad (3.65)$$

$$B_{p,p}^{дв} = 0,024 \cdot 3600 \cdot 6000 = 518400 .$$

Вартість газу за рік, млн.грн/рік

$$Z_{пал} = B_{мо} \cdot Ц_{п} \cdot 10^{-6} ; \quad (3.66)$$

$$Z_{пал} = 518400 \cdot 12,2 \cdot 10^{-6} = 6,324 .$$

3.7.2 Розрахунок річної вартості теплоти від двигуна, проданої споживачам

Об'ємна витрата відпрацьованих в ГПД газів, м³/с

$$V_{г\ дв} = V_{г}^0 \cdot \alpha \cdot B_{дв} ;$$

$$V_{г\ дв} = 10,7 \cdot 1,9 \cdot 0,024 = 0,49 .$$

Потужність відпрацьованих газів з двигуна, МВт

$$Q_{\text{ГДВ}} = V_{\text{ГДВ}} \cdot C'_p \cdot t_{\text{ВГ}} \cdot 10^{-3}; \quad (3.67)$$

$$Q_{\text{ГДВ}} = 0,49 \cdot 1,404 \cdot 380 \cdot 10^{-3} = 0,26 .$$

Коефіцієнт утилізації теплоти відхідних газів

$$\psi = \frac{t_{\text{ВГ}} - t_{\text{КУ}}}{t_{\text{ВГ}} - t_{\text{НС}}}; \quad (3.68)$$

$$\psi = \frac{380 - 130}{380 - 20} = 0,69.$$

Потужність утилізованої теплоти, МВт

$$N_{\text{ТЕПЛ}} = 0,69 \cdot 0,26 = 0,18$$

Кількість теплоти, виробленої двигуном, МВт/рік

$$Q_{\text{ТЕПЛ}} = N_{\text{ТЕПЛ}} \cdot \tau_{\text{ДВ}}; \quad (3.69)$$

$$Q_{\text{ТЕПЛ}} = 0,18 \cdot 6500 = 1170$$

Переведемо МВт в Гкал/час, тоді $Q_{\text{ТЕПЛ}} = 1006$.

Річна вартість проданої теплоти двигуна, млн.грн.

$$ВТ = Q_{\text{ТЕПЛ}} \cdot C_{\text{ТЕПЛ}}; \quad (3.70)$$

$$ВТ = 1006 \cdot 1800 \cdot 10^{-6} = 1,810$$

3.7.3 Розрахунок річної вартості електроенергії виробленої ГПД

Витрата електричної енергії на власні потреби котельні та підприємства з електромережі, МВт·год

$$E_{MO} = N_K \cdot \tau_{MO}; \quad (3.71)$$

$$E_{MO} = (0,405 - 0,315) \cdot 6500 = 585.$$

Витрати коштів на електроенергію, млн. грн.

$$Z_e^{MO} = E_{MO} \cdot C_e \cdot 10^{-3}; \quad (3.72)$$

$$Z_e^{MO} = 585 \cdot 2,8 \cdot 10^{-3} = 1,638 .$$

Вартість річної електроенергії виробленої на ГПД, млн.грн.

$$BE = N_{ГПД} \cdot \tau_{ГПД} \cdot C_{пит.е}; \quad (3.73)$$

$$BE = 315 \cdot 6500 \cdot 2,8 \cdot 10^{-6} = 5,733.$$

Витрата коштів на енергоносії, млн. грн.

$$Z_{MO} = Z_{П}^{MO} + Z_e^{MO}; \quad (3.74)$$

$$Z_{MO} = 6,324 + 1,638 = 7,962 .$$

3.7.4 Розрахунок капіталовкладень та відрахувань на ГПД

Капіталовкладення на придбання газопоршневого двигуна «Первомайскдизельмаш» ДвГА-315 за цінами виробника, (грн) [21]:

$$K_{ГПД} = 2200000.$$

Капітальні витрати на транспортування ГПД, (грн):

$$K_{\text{ГПД}}^{\text{ТР}} = K_{\text{ТР}} \cdot K_{\text{ГПД}}, \quad (3.75)$$

де $K_{\text{ТР}} = 0,12$ - коефіцієнт, що враховує витрати на транспортування;
 $K_{\text{ГПД}}$ - капіталовкладення на ГПД.

$$K_{\text{ГПД}}^{\text{ТР}} = 0,12 \cdot 2200000 = 264000.$$

Капіталовкладення на монтаж газопоршневого двигуна, (грн):

$$K_{\text{ГПД}}^{\text{М}} = K_{\text{М}} \cdot K_{\text{ГПД}}, \quad (3.76)$$

де $K_{\text{М}}$ - коефіцієнт, що враховує витрати на монтаж.

$$K_{\text{ГПД}}^{\text{М}} = 0,1 \cdot 2200000 = 220000.$$

Загальні капіталовкладення, (грн):

$$K_{\text{ГПД}}^{\text{заг}} = K_{\text{ГПД}} + K_{\text{ГПД}}^{\text{ТР}} + K_{\text{ГПД}}^{\text{М}}, \quad (3.77)$$

$$K_{\text{ГПД}}^{\text{заг}} = 2200000 + 264000 + 220000 = 2684000.$$

Загальні капіталовкладення на встановлення газопоршневого двигуна, (грн):

$$K_{\text{ГПД}}^{\text{заг1}} = K_{\text{ГПД}}^{\text{заг}} + K_{\text{ГПД}}^{\text{доп}} \quad (3.78)$$

де $K_{\text{ГПД}}^{\text{доп}} = 50000$ – капіталовкладення на допоміжне устаткування, (грн).

$$K_{\text{ГПД}}^{\text{заг1}} = 2684000 + 50000 = 2734000$$

Норма амортизаційних відрахувань:

$$K_{CA} = 0,15.$$

Тоді річна сума амортизаційних відрахувань, (грн):

$$S_A = K_{CA} \cdot K_T^{3ar1}, \quad (3.79)$$

$$S_A = 0,15 \cdot 2734000 = 410100.$$

Річні витрати коштів на поточний ремонт устаткування, (грн):

$$S_{IP} = 0,2 \cdot S_A, \quad (3.80)$$

$$S_{IP} = 0,2 \cdot 410100 = 82020.$$

Інші витрати:

$$S_{IHSH} = 0,4 \cdot (S_A + S_{IP}), \quad (3.81)$$

$$S_{IHSH} = 0,4 \cdot (410100 + 82020) = 196848.$$

Сумарні капіталовкладення в ГПД з урахуванням амортизаційних відрахувань, коштів на поточний ремонт та інших витрат, (грн):

$$K_{CUM} = K_T^{3ar1} + S_A + S_{IP} + S_{IHSH}, \quad (3.82)$$

$$K_{CUM} = 2734000 + 410100 + 82020 + 196848 = 3422968.$$

На ГПД можливе отримання двох видів енергії, (тепла і електроенергії) цей процес називається «когенерація». Розрахуємо термін окупності такої установки.

Термін окупності, (років):

$$T_{ок} = K_{Сум} / ((BE + BT) - Z_{пал}), \quad (3.83)$$

$$T_{ок} = 3,422 / (5,733 + 1,810) - 6,324) = 2,8.$$

3.8 Розрахунок показників ефективності інвестицій

Визначимо ефективність інвестицій в проект. В таблиці 3.4 наведено початкові дані для розрахунку ефективності інвестицій в проект з фреоновим турбогенератором.

Таблиця 3.4 – Початкові дані

Показники	Позначення	Значення показника
Капіталовкладення	К	4800000
Річна норма амортизації основних засобів, %	Н _А	12,5
Норма відрахувань на тепло обслуговування і ремонт	Н _р	7,0
Ціна електричної енергії для підприємства, грн./кВт·год	Ц _W	2,8
Ставка податку на прибуток, %	С _{НП}	30,0
Норма дисконту, %	Е	10,0

Потенціал енергозбереження, приріст прибутку та дохід від інвестицій (в розрахунку на рік).

Вартість зекономленої електричної енергії:

$$\Delta E = C_Q \cdot \Delta Q, \quad (3.84)$$

$$\Delta E = 2,8 \cdot 667861,6 = 1870012,5 \text{ грн.}$$

Амортизація основних засобів:

$$A = 0,01 \cdot H_A \cdot K, \quad (3.85)$$

$$A = 0,01 \cdot 12,5 \cdot 4800000 = 600000 \text{ грн.}$$

Витрати на техобслуговування та ремонт:

$$P = 0,01 \cdot H_P \cdot K, \quad (3.86)$$

$$P = 0,01 \cdot 7,0 \cdot 4800000 = 336000 \text{ грн.}$$

Економія поточних витрат (приріст прибутку):

$$\Delta C = \Delta E - (A + P), \quad (3.87)$$

$$\Delta C = 1870012,5 - (600000 + 336000) = 934012,5 \text{ грн.}$$

Приріст чистого прибутку підприємства:

$$\text{ЧП} = \Delta C (1 - 0,01 C_{\text{НП}}), \quad (3.88)$$

$$\text{ЧП} = 934012,5 \cdot (1 - 0,01 \cdot 30) = 653808,8 \text{ грн.}$$

Річний дохід інвестиційного проекту:

$$D_t = \text{ЧП} + A, \quad (3.89)$$

$$D_t = 653808,8 + 600000 = 1253808,8 \text{ грн.}$$

Аналіз ефективності капіталовкладень в проект.

Критерії ефективності інвестицій визначаємо за спрощеною методикою, оскільки за умовами прикладу річний дохід постійний ($D_t = D = \text{const}$).

Розрахунок виконуємо в наступній послідовності.

Розрахунковий період приймаємо рівним нормативному терміну служби енергозберігаючого обладнання:

$$T = \frac{100}{H_A}, \quad (3.90)$$

$$T = \frac{100}{12,5} = 8 \text{ років.}$$

Знаходимо значення дисконтую чого множника з додатку за відомими значеннями E та T [35]:

$$\alpha_{(8;0,1)} = 5,335 \text{ років.}$$

Чистий дисконтований дохід проекту визначається за формулою:

$$\text{ЧДД} = D_t \cdot \alpha_T - K_H, \quad (3.91)$$

$$\text{ЧДД} = 1253808,8 \cdot 5,335 - 4800000 = 1889069,95 \text{ грн.}$$

Індекс прибутковості проекту визначаємо за формулою:

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{K_H} + 1, \quad (3.92)$$

$$\text{ИД} = \frac{1889069,95}{4800000} + 1 = 1,39$$

Розрахунок внутрішньої норми доходу здійснюємо в два етапи.

На першому етапі знаходимо граничне (мінімальне) значення дисконтую чого множника, за якого проект не збитковий:

$$\alpha_{T(\text{ПР})} = \frac{K}{D}, \quad (3.93)$$

$$\alpha_{T(\text{ПР})} = \frac{4800000}{1253808,8} = 3,83 \text{ року.}$$

Із Додатку 7.1 при $T=8$ років і $\alpha_{T(\text{ПР})} = 3,83$ року знаходимо, що шукане значення ВНД рівне 0,2% [35].

Розрахунок терміну окупності.

Статичний термін окупності визначаємо за формулою:

$$T_{O(\text{СТ})} = \frac{K}{D}, \quad (3.94)$$

$$T_{O(\text{СТ})} = \frac{4800000}{1253808,8} = 3,83 \text{ року.}$$

Динамічний термін окупності знаходимо за $\alpha_{T(\text{ПР})} = 3,83$ року і нормі дисконту $E=0,1$ з Додатку 7.1 [35]. Шукане значення потрапляє в інтервал 3-4 роки. Знаходимо величину терміну окупності:

$$T_O = T_{\text{MIN}} + (T_{\text{MAX}} - T_{\text{MIN}}) \frac{\alpha_{T(\text{ПР})} - \alpha_{\text{MIN}}}{\alpha_{\text{MAX}} - \alpha_{\text{MIN}}}, \quad (3.95)$$

$$T_O = 3 + (4 - 3) \cdot \frac{3,83 - 2,94}{3,90 - 2,94} = 3,7 \text{ року.}$$

Граничні капіталовкладення в проект:

$$K_{\text{ПР}} = K + \text{ЧДД}, \quad (3.96)$$

$$K_{\text{ПР}} = 4800000 + 1889069,95 = 6689069,95 \text{ грн.}$$

Всі розраховані критерії ефективності задовольняють умови доцільності інвестиційного проекту:

$$\text{ЧДД} = 1889069,95 > 0;$$

$$\text{ИД} = 1,39 > 1;$$

$$\text{ВНД} = 0,2 > \text{Е} = 0,1;$$

$$T_0 = 3,7 \text{ років} < T = 8 \text{ років.}$$

Отже, проект доцільний та може бути рекомендований до впровадження.

Зведемо розрахунки інших варіантів проектів до таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Початкові дані та порівняльні характеристики варіантів постачання підприємства тепловою та електричною енергією

Найменування	Існуючий	ГПД	ФТ
Теплові навантаження, МВт :			
Загальне $Q_{\text{ЗАГ}}$	22	22	22
Опалення та вентиляції $Q_{\text{ОПАЛ}}$	20	20	20
Гарячого водопостачання $Q_{\text{ГВП}}$	2	2	2
Споживана електрична потужність підприємства, МВт	0,4	0,4	0,4
Річні затрати на паливо, млн.грн	249,46	253,97	249,46
Річні затрати на електроенергію, млн.грн.	7,81	2,07	5,94
Річні затрати на паливо та електроенергію, млн.грн.	257,28	256,04	255,4
Економія річних затрат на паливо та електроенергію ΔE , млн.грн.	-	1,24	1,89
Капіталовкладення, млн.грн.	-	2,2	4,8

Продовження таблиці 3.5

Приріст чистого прибутку ЧП, млн.грн.	-	3,712	0,653
Річний дохід D_t , млн.грн.	-	3,987	1,253
Чистий дисконтований дохід ЧДД, млн.грн.	-	19,074	1,889
Індекс прибутковості ІП	-	9,67	1,39
Внутрішня норма доходу	-	1	0,2
Статичний термін окупності $T_{ост}$, років	-	2,8	3,83
Граничні капіталовкладення в проект $K_{гран}$, млн.грн	-	21,274	6,689

3.9 Висновки до розділу 3

В даному розділі була розрахована теплова схема котельні КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» з водогрійним котлом. Виконано підбір основного та допоміжного обладнання, а саме, насоси сирої води, мережний, підживлювальний та живильний насоси, вентилятори та димососи.

Проектним рішенням у виборі шляхів модернізації є встановлення газопоршневого двигуна та фреонового турбогенератора.

Результатом проектного розрахунку є встановлення газопоршневого двигуна, так як його термін окупності менший, а економічна ефективність досить висока. Після проведення техніко-економічних розрахунків визначено, що економічна ефективність від впровадження модернізації склала 1,24 млн.грн/рік. Термін окупності капіталовкладень на газопоршневий двигун становить 2,8 року.

Отже, реконструкція існуючої схеми котельні дає значну економічну ефективність, тому є доцільною і необхідною.

РОЗДІЛ 4

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА РОБОТИ

4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Відповідно до схеми електричної мережі підприємства, показаної на рис. 1.1, та вихідних даних, приведених у табл. 4.1 – 4.3, необхідно виконати такі розрахунки:

1. Розрахувати величину капітальних вкладень в трансформаторні підстанції, кабельні лінії та високовольтні вимикачі.
2. Розрахувати оплату за спожиту електроенергію.
3. Розрахувати величину складових експлуатаційних витрат:
 - витрат в мережах підприємства;
 - витрат на заробітну плату;
 - витрат на матеріали;
 - амортизаційних витрат.
4. Розрахувати собівартість електроенергії на підприємстві.

Таблиця 4.1 – Характеристики трансформаторних підстанцій

Підстанція	Тип трансформатора	Кількість трансформаторів	Розр. потужність підстанції, кВА
ТП 1	ТМ-630	2	886,25

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії від ТП до ГПП, м	Марка кабелю	К-сть
ГПП - ТП1	2000	АСБ 3x35	2
ТП1-РП	700	АСБ 3x35	2

Таблиця 4.3 – Потужність цехів підприємства

№ на плані	Назва цеху	Рн, кВт
1	Котельня 1	405
2	Котельня 2	380
7	Насосна	125
8	Компресорна	160
6	Субспоживач	63
9,10	Мережний насос	150

Рекомендації до виконання [23]:

1. Вважати, що в кожному цеху встановлено одну ТП (номер цеху відповідає номеру ТП).

2. Кількість вимикачів визначається відповідно до даної схеми (рис. 4.1).

3. Оплату за спожиту електроенергію розраховують за одноставковим тарифом: 2,5 грн/кВт·год;

4. Прийняти норму амортизації – 6%,

5. Нарахування:

– в пенсійний фонд – 32%,

– у фонд зайнятості – 1,5%,

– на соціальне страхування – 1,5%.

6. Якщо заводська мережа складається тільки з живильного кабелю 10 кВ і однієї ТП 10/0,4 кВ, то необхідно розраховувати капіталовкладення і експлуатаційні витрати для мережі 0,38 кВ.

За відсутності даних щодо вартості високовольтних вимикачів можна приблизно прийняти вартість вимикача 10 кВ рівною 20–25 тис. грн [24].

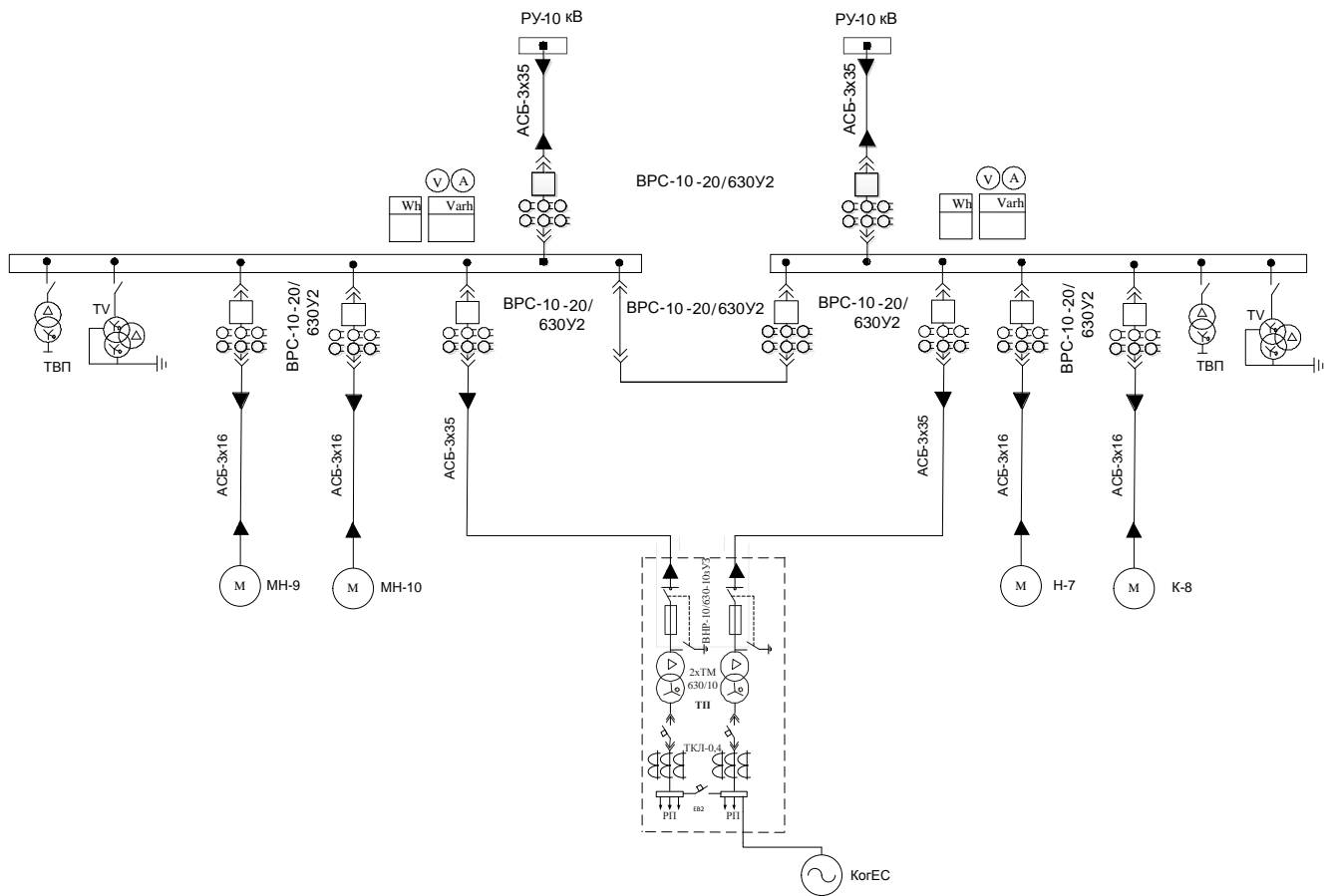


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання підприємства

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередач виконуємо за вартістю кабелів та їх прокладання, які наведені в табл. 2.4 і табл. 2.5 [23].

Капітальні вкладення для ліній електропередач:

$$K_{л} = (K_{пит} \cdot n + K_{прок}) \cdot L, \quad (4.1)$$

де $K_{пит}$ - питома вартість на 1 км лінії, тис. грн./км;

$K_{прок}$ - питома вартість прокладання, тис. грн./км;

L - довжина лінії електропередачі, км.

n – кількість кабелів в траншеї, шт.

Визначимо вартість прокладання кабельної лінії від ГПП до ТП1:

$$K_{л1} = (55,96 \cdot 2 + 2,22) \cdot 2 = 228,28 \text{ тис.грн.}$$

Для інших ліній розрахунки виконуються аналогічно, результати розрахунків заносимо в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок капіталовкладень для ліній електропередач

Назва лінії	Марка кабелю	Кіл-ть	Довжина, км	$K_{пит}$, тис.грн	$K_{прок}$, тис.грн	$K_{л}$, тис.грн
ГПП - ТП1	АСБ 3х35	2	2	55,96	2,22	228,28
ТП1-РП	АСБ 3х35	2	0,7	55,96	2,22	79,89

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

$$K_{пс} = \sum_{i=1}^l K_{псі} + K_{пост}, \quad (4.2)$$

де $K_{псі}$ – вартість однієї трансформаторної підстанції, тис. грн. (табл. 2.7 і табл. 2.8 [23]);

$K_{пост}$ - постійні витрати, що практично не залежать від потужності підстанції і пов'язані з устроєм території, зі створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла тощо, тис. грн. Постійні витрати прийняти у розмірі 20 % від повної вартості всіх підстанцій.

З табл. 2.7–2.8 [23] визначаємо величину капіталовкладень для ТП–1:

$$K_{пс1} = 460 + 92 = 552 \text{ тис.грн.}$$

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми, зображеної на рис. 4.1, кількість вимикачів 10 кВ – 9 шт.

Відповідно до рекомендацій приймаємо вартість вимикача 10 кВ рівною 50–70 тис. грн. [25].

Сумарна вартість вимикачів:

$$K_B = 9 \cdot 60 = 540 \text{ тис. грн.}$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{\text{пс}} = 552 + 540 = 1092 \text{ тис. грн.}$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 308,2 + 1092 = 1400,2 \text{ тис. грн.}$$

4.2 Розрахунок поточних витрат

4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі

Чисельність робітників, яка необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоустаткування та мереж, визначається виходячи з трудомісткості виконуваних робіт. При цьому рекомендується скористатися нормативами системи планово-попереджувальних робіт промислових електричних мереж.

Трудомісткість технічного обслуговування не залежить від змінності роботи споживачів, тому планується в розмірі 10% від трудомісткості поточного ремонту всіх прокладених електромереж, а для мереж заземлення та заземлювальних пристроїв, поточний ремонт для яких не планується, у розмірі 3% від вказаної в таблиці трудомісткості капітального ремонту [27].

Планова трудомісткість, відповідно, визначається як, люд.-год./рік:

$$T = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot h, \quad (4.3)$$

де Π – кількість ремонтів даного виду за рік, на одиницю обладнання;

$t_{\text{норм}}$ – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. (табл.2.12 [23]);

h – кількість обладнання певного діапазону потужності, що належить до цього виду ремонтних робіт.

Для схеми, представленої на рис. 4.1 трудомісткість ремонту вимикачів 10кВ, люд.-год./рік:

$$T = 1 \cdot 16 \cdot 9 = 144.$$

Проводимо розрахунки трудомісткості ремонту іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 4.5.

Слід зазначити, що норми тривалості міжремонтних періодів і пов'язана з ними розрахункова кількість ремонтів за рік, розроблені для енергоустаткування, яке працює в двох змінах, тобто при $K_{\text{зм}}=2$. При іншій змінності вводиться поправочний коефіцієнт β_p , який знаходимо за табл. 2.15 [23].

Планова трудомісткість технічного обслуговування кожної групи енергетичного устаткування і мереж складає, люд.-год./рік:

$$T_{\text{то}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h, \quad (4.4)$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$ – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год. (табл. 2.13 [23]);

$K_{\text{ср}}$ – коефіцієнт складності ремонту, який показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування одиниці енергетичного обладнання і мереж на кожен місяць планованого року, 1/міс,

$$K_{c,p} = 0,1.$$

h – кількість обладнання в групі.

Для вимикачів 10 кВ, люд-год/рік:

$$T_{то} = 12 \cdot 16 \cdot 0,1 \cdot 3 \cdot 9 = 518,4.$$

Проводимо розрахунки трудомісткості технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 4.6.

Таблиця 4.5 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	К-ть	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю облад. рем/рік	Норма трудо-місткості люд.год.	Заг. трудо-місткість люд.год.	К-сть на одиницю облад. огл/рік	Норма трудо-місткості люд.год.	Заг. трудо-місткість люд.год.
Вимикач 10кВ	9	1	16	144	12	1	109
ТМ-630	2	0,33	100	66	12	20	480
Кабельна лінія 35 мм ² , км	2,7	1	30	81	1	11,5	31,5
Разом				291			620,1

Таблиця 4.6 – Трудомісткість технічного обслуговування і загальна трудомісткість

Обладнання	К-ть	Технічне обслуговування				Загальна
		Змінність роботи	Коеф. складності	К-ть місяців	Загал. трудомісткість люд.год.	Трудомісткість обслуговування люд.год.
Вимикач 10кВ	9	3	0,1	12	518,4	627,4
ТМ-630	2	3	0,1	12	720	1200
Кабельна лінія 35 мм ² , км	2,7	3	0,1	12	291,6	322,65
Разом					1530	2150,1

Якщо ремонтний персонал виконує лише поточні ремонти, то його чисельність

$$N_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{пр}}}{\Phi_{\text{д}} \cdot K_{\text{в.н}}}, \quad (4.5)$$

Експлуатаційні робітники, чол.:

$$N_{\text{обс}} = \frac{T_{\text{обс}}}{\Phi_{\text{обс}} \cdot K_{\text{в.н}}}, \quad (4.6)$$

де $T_{\text{пр}}$ – річна планова трудомісткість поточного ремонту, люд·год;

$\Phi_{\text{д}}$ – дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робітника за рік; приймається рівним 1850-1900 год;

$K_{\text{вн}}$ – плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників. При розрахунках приймаємо для ремонтного персоналу $K_{\text{вн}} = 1,10$, а для експлуатаційного - $K_{\text{вн}} = 1,05$;

$T_{\text{обс}}$ – річна планова трудомісткість технічного обслуговування з урахуванням витрат праці на огляди, люд·год.

Знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$N_{\text{обс}} = \frac{2150,1}{1900 \cdot 1,05} = 1,07,$$

Та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$N_{\text{тр}} = \frac{620,1}{1900 \cdot 1,1} = 0,29.$$

Приймаємо $N_{\text{тр}} = 2$ чол., $N_{\text{обс}} = 2$ чол.

Розрахунок витрат по заробітній платі

Для розрахунку оплати праці експлуатаційних робітників рекомендується використовувати погодинно-преміальну систему, а для ремонтного персоналу – відрядно-преміальну. Преміювання експлуатаційних робітників здійснюється за безаварійну і надійну роботу енергообладнання та мереж, економію енергоресурсів, компенсацію реактивної потужності. Ремонтний персонал преміюється за високоякісне і своєчасне виконання ремонтних робіт [28].

Величина премії (відповідно до категорій енергоперсоналу) може бути прийнята в розмірі 20 і 25%.

Фонд прямої заробітної плати:

а) для робітників, зайнятих на роботах по експлуатації й обслуговуванню енергообладнання і мереж, розраховується за формулою, грн./рік:

$$\Phi_e = H_{\text{обс}} \cdot \beta_H \cdot t_{\text{ге}} \cdot \Phi_d. \quad (4.7)$$

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{\text{ге}} = (K3 + K4) / 2 \cdot C_1, \quad (4.8)$$

де K3, K4 – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, (табл. 1.1) [23];

C_1 – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду, визначається за формулою:

$$C_1 = \frac{Z_{\text{min}} \cdot k_{r.i}}{\Phi_H}, \quad (4.9)$$

де Z_{min} – мінімальний розмір заробітної плати;

$k_{r.i}$ – тарифний коефіцієнт робітника i-го розряду;

Φ_H – номінальний місячний фонд робочого часу ($\Phi_H = 22 \cdot 8 = 176$ год).

$$C_1 = 3500 \cdot 1 / 176 = 19,88 \text{ грн./год.}$$

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{\text{ге}} = ((1,18 + 1,27) / 2) \cdot 19,88 = 24,353 \text{ грн./год.};$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 2 \cdot 0,9 \cdot 24,353 \cdot 1900 = 83287,2 \text{ грн./рік};$$

б) для робітників, які виконують поточний ремонт енергоустаткування, фонд прямої заробітної плати розраховується за формулою, грн./рік:

$$\Phi_p = T_{пр} \cdot t_{гр}, \quad (4.10)$$

$$t_{гр} = ((K4+K5)/2) \cdot C_1, \quad (4.11)$$

де K4, K5 – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, (табл. 1.1) [23].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

$$t_{гр} = ((1,27+1,36)/2) \cdot 19,88 = 26,14 \text{ грн./год};$$

$$\Phi_p = 620,1 \cdot 26,14 = 16209,41 \text{ грн./рік}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$\Phi_o = \Phi(1+0,05+0,01+\alpha), \quad (4.12)$$

де Φ – тарифний фонд Φ_e експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати Φ_p ремонтного персоналу, грн./рік;

0,01 – частка доплат за роботу у святкові дні;

0,05 – частка доплат за роботу в нічний час;

α – частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{oe} = 83287,2 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 104941,9 \text{ грн./рік},$$

І для ремонтних робітників:

$$\Phi_{op} = 16209,41 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 21234,3 \text{ грн./рік}.$$

Величина додаткової заробітної плати визначається в розмірі 15% від фонду основної заробітної плати. Тому сумарна величина фонду з врахуванням додаткової заробітної плати складе, грн./рік:

$$\begin{aligned}\Phi_{\text{од}} &= \Phi_0 \cdot 1,15; & (4.13) \\ \Phi_{\text{оед}} &= 104941,9 \cdot 1,15 = 120683,15 \text{ грн./рік}; \\ \Phi_{\text{орд}} &= 21234,3 \cdot 1,15 = 24419,44 \text{ грн./рік}.\end{aligned}$$

З метою утворення фонду соціального страхування здійснюються нарахування на заробітну плату. З цього фонду кошти витрачаються на виплату по тимчасовій втраті працездатності, оплату відпусток по вагітності, санаторно-курортні лікування й організацію відпочинку працівників, оздоровчі заходи для дітей працівників та інше [29].

Крім того, на заробітну плату здійснюються нарахування в пенсійний фонд та фонд зайнятості. Отже, витрати по заробітній платі ($C_{\text{зп}}$) розраховуються так, грн./рік:

$$C_{\text{зп}} = \Phi_{\text{об}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{з}} + \beta_{\text{с}}}{100}\right), \quad (4.16)$$

де $\beta_{\text{п}}$ – нарахування в пенсійний фонд, $\beta_{\text{п}} = 32\%$;

$\beta_{\text{з}}$ – нарахування у фонд зайнятості, $\beta_{\text{з}} = 1,5\%$;

$\beta_{\text{с}}$ – нарахування на соціальне страхування, $\beta_{\text{с}} = 1,5\%$.

Відповідно розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{\text{зпе}} = 120683,15 \cdot \left(1 + \frac{32 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 162922,3 \text{ грн./рік};$$

І ремонтному персоналу:

$$C_{зпр} = 24419,44 \cdot \left(1 + \frac{32 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 32966,27 \text{ грн./рік.}$$

Таблиця 4.7 – Розрахунок витрат по заробітній платі

Показник		Заробітна плата
Ф _е	Заробітна плата експлуатаційного персоналу	83287,2 грн.
Ф _р	Заробітна плата ремонтного персоналу	16209,41 грн.
Ф _{оє}	Величина основної ЗП експлуатаційного персоналу	104941,9 грн.
Ф _{ор}	Величина основної ЗП ремонтного персоналу	21234,3 грн.
Ф _{оєд}	Основний фонд ЗП експлуатаційного персоналу	120683,15 грн.
Ф _{орд}	Основний фонд ЗП ремонтного персоналу	24419,44 грн.
С _{зпе}	Витрати по ЗП експлуатаційного персоналу	162922,3 грн.
С _{зпр}	Витрати по ЗП ремонтного персоналу	32966,27 грн.

4.2.2 Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Розрахунок необхідної на рік кількості основних матеріалів для усіх видів ремонтів і технічного енергетичного обслуговування устаткування та мереж розробляється на основі трудомісткості і існуючих норм витрат матеріалів (табл. 2.19) [23]. Якщо на окремі види матеріалів норми відсутні, підприємство розробляє їх самостійно і затверджує.

Розрахунок трудомісткості спрощується при виконанні його в табличній формі. Оскільки вартість конкретного виду матеріалу можна визначити як добуток норми його витрат на ціну, то доцільно по кожному виду устаткування і мереж визначити підсумкову вартість усіх матеріалів, а потім її помножити на трудомісткість поточного ремонту чи технологічного обслуговування [27].

Необхідні дані для розрахунку беремо з табл. 2.19 та 2.20 [23], результати розрахунків заносимо до таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Матеріал	Ціна матеріалу, грн.	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування		Вартість матеріалу, грн.	
Силові трансформатори		630	1000	630	1000
Сталь сортова, кг	13,38	6	6	80,3	80,3
Провід установлюваний, м	5,55	0,5	0,5	2,7	2,7
Мідь-алюміній (гола), кг	124,6	62	62	7726,4	7726,4
Картон електроізоляційний, кг	60,08	1,4	1,4	84,1	84,1
Лакотканина (ширина 700мм), м	166,6	0,2	0,2	33,3	33,3
Кабельний папір, кг	49,1	0,6	0,6	29,4	29,4
Стрічка кіперна, кг	600,8	40	40	24034,2	24034,2
Стрічка тафтяна, кг	446,3	18	18	8034,8	8034,8
Стрічка азбестова, м	13,1	0,05	0,05	0,6	0,6
Лаки ізоляційні, кг	71,8	1,5	1,5	107,8	107,8
Емалі ґрунтові, кг	78,8	2,5	2,5	197,1	197,1
Масло трансформаторне, кг	24,3	0,58	0,58	14,1	14,1

Продовження таблиці 4.8

Бензин, кг	12,3	0,7	0,7	8,6	8,6
Розчиники кг	34,8	0,8	0,8	27,8	27,8
Маслостійка гума, кг	89,3	0,4	0,4	35,7	35,7
Гума профільна, кг	89,3	0,13	0,13	11,6	11,6
Припій олов'яно-свинцевий, кг	850,6	0,02	0,02	17,01	17,01
Припій мідно-фосфорний, кг	158,1	0,03	0,03	4,7	4,7
Електроди, кг	29,3	0,15	0,15	4,4	4,4
Засоби кріплення, кг	37,4	2	2	74,8	74,8
Дріт кручений,	4,8	0,3	0,3	1,4	1,4
Матеріали обтиску, кг	48,7	0,4	0,4	19,4	19,4
Разом:				40551,07	40551,07
Кабельні лінії					
Сталь сортова, кг	13,3	2		26,7	
Електроди, кг	29,3	0,1		2,9	
Разом:				29,7	

Вартість матеріалу на технічну операцію:

$$C_m = 0,01 \times \left(\sum_{i=1}^n C_{oi} \cdot T_i + L \cdot C_{лo} \right) \quad (4.17)$$

де C_{oi} – питома вартість витратних матеріалів на обслуговування i -го виду трансформаторів,

T_i – трудомісткість обслуговування i -го виду трансформаторів,

L – сумарна довжина кабелів,

$C_{лo}$ – питома вартість матеріалів на обслуговування кабелів.

Отже, вартість матеріалів, потрібних на ремонт:

$$C_{\text{мпр}} = 0,01 \cdot (66 \cdot 40551,08 + 2,7 \cdot 29,7) = 26764,9 \text{ грн/рік};$$

і вартість матеріалів, потрібних на технічне обслуговування:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \cdot (1200 \cdot 40551,08 + 2,7 \cdot 29,7) = 486613,7 \text{ грн/рік}.$$

Таблиця 4.9 – Планування вартості матеріалів, що витрачаються

Назва обладнання	Вартість витрат матеріалів на 100 норм.год	Ремонт		Обслуговування	
		Загальна трудомісткість ремонтів	Вартість витрат матеріалів грн.	Загальна трудомісткість обслуговування	Вартість витрат матеріалів грн.
ТМ-630	40551	66	2676366	1200	486612,96
Кабелі	29,7	81	0,8	322,65	0,8
Всього витрат на матеріали			26764,9		486613,7

Отже, можна розрахувати:

Витрати на обслуговування електроустановок і мереж, тис. грн/рік:

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зпе}} + C_{\text{мто}}, \quad (4.18)$$

$$C_{\text{обс}} = 162922,3 + 486613,7 = 649536 \text{ грн/рік};$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

$$C_{\text{пр}} = C_{\text{зпр}} + C_{\text{мпр}}, \quad (4.19)$$

$$C_{\text{пр}} = 78521,5 + 32966,27 = 111487,7 \text{ грн/рік}.$$

4.2.3 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K, \quad (4.20)$$

де a – норма амортизації, %

K – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 1400200 = 84012 \text{ грн/рік.}$$

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат виділяються інші витрати. Вони включають витрати на допоміжні матеріали, послуги виробничим підрозділам підприємства, частину загальнозаводських витрат. Їх можна приймати в розмірі 20 - 30% від суми витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизацію, тис. грн/рік:

$$C_{ip} = \beta_{ip} (C_{обс} + C_{пр} + C_a); \quad (4.21)$$

де β_{ip} – коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

$$C_{ip} = 0,25 \cdot (649536 + 111478,7 + 84012) = 231107,4 \text{ грн/рік.}$$

Після визначення всіх елементів витрат підприємства, необхідних для передавання і розподілення електроенергії, зведемо їх в таблицю 4.10.

Таблиця 4.10 – Кошторис річних поточних витрат

Стаття витрат	Величина витрат, грн.	Структура, % до підсумку
Витрати по експлуатації обладнання	649536	61,51
Витрати на поточний ремонт	111487,7	10,55
Витрати на амортизацію	84012	7,95
Інші витрати	211258,9	19,99
Разом	1056294,6	100

4.3 Розрахунок собівартості електроенергії

4.3.1 Розрахунок річного споживання і витрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію

Розрахунок обсягу споживання визначається, виходячи з розрахункової потужності, яка визначається як добуток установленої (номінальної) потужності усіх електроприймачів, коефіцієнта попиту і кількості годин використання максимуму навантаження, тис. кВт·год./рік:

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_p \cdot P_{ном} \cdot T_{mi}, \quad (4.22)$$

де P_p – розрахункова потужність і-го цеху, кВт;

T_{mi} – річна тривалість використання максимуму активного навантаження і-ого цеху, год.;

K_p – коефіцієнт попиту.

Річна кількість годин використання максимуму активної потужності по галузях промисловості при різній кількості робочих змін приводяться в галузевих інструкціях і довідкових матеріалах. Величина T_m у середньому за рік складає: для освітлювальних навантажень – 1500 – 2000 год.; для однозмінних підприємств – 2000 – 3000 год.; для двозмінних – 3000 – 4500 год і тризмінних 4500 – 8000 год.

Для прикладу визначимо річні витрати активної електроенергії для першого цеху:

$$E_{a1} = 249,22 \cdot 4500 = 1121490 \text{ кВт}\cdot\text{год./рік.}$$

Аналогічно визначаємо річні витрати активної електроенергії для інших цехів. Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.11.

Необхідно також визначити річні витрати реактивної електроенергії.

Таблиця 4.11 – Річні витрати активної електроенергії по цехах

Назва цеху	К-сть змін	T _м , год.	P _p , кВт	E _a , кВт·год./рік
Котельня 1	3	4500	249,22	1121490
Котельня 2	3	4500	195,81	881145
Субспоживач	3	4500	44,39	199755
Всього			489,41	2202390

Для визначення повної потреби підприємства в електроенергії необхідно до отриманого результату додати втрати електроенергії в лініях і трансформаторах.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

$$\Delta E_{л} = 3 \cdot n \cdot I_M^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (4.23)$$

де I_M – максимальний струм у лінії, А;

τ – час максимальних втрат, год./рік.

R – активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом;

n – кількість кабелів в лінії.

$$R = r_0 \cdot L, \quad (4.24)$$

де r_0 – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км (див. табл. 2.25 [23]),

Величина τ визначається за часом використання максимального навантаження T_m :

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 ; \quad (4.25)$$

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,2 \text{ год}$$

Для лінії ЦРП –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ГПП до ТП1.:

$$R = 0,46 \cdot 2 = 0,92 \text{ Ом.}$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot 2 \cdot 86,88^2 \cdot 0,92 \cdot 2886,2 \cdot 10^{-3} = 120255,54 \text{ кВт}\cdot\text{год./рік.}$$

Аналогічно виконуємо розрахунок втрат електроенергії в інших лініях і результати заносимо до табл. 4.12.

Таблиця 4.12 – Втрати електроенергії в лініях

Лінія	Марка кабелю	К-сть ліній	Довжина, км	I_m , А	R, Ом	τ , год./рік	R _{пит} , Ом/км	$\Delta E_{\text{л}}$, кВт·год.
ГПП - ТП1	АСБ 3х35	2	2	86,88	0,92	2886,2	0,46	120255,54
ТП1-РП	АСБ 3х35	2	0,7	86,88	0,32	2886,2	0,46	41828,01
Разом								162083,55

Втрати електроенергії в трансформаторах визначають за формулою, тис. кВт·год./рік:

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.26)$$

де n - кількість трансформаторів;

$\Delta P_{кз}$ і ΔP_{xx} – величини номінальних втрат у трансформаторах, відповідно, при короткому замиканні і холостому ході, кВт;

T_p - час роботи трансформаторів, год./рік (приймається рівним 8760 год./рік);

S_ϕ - фактична потужність, яка передається через трансформатори, кВА;

S_H - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах КТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 1,3 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 7,6 \cdot \left(\frac{709,55}{630} \right)^2 \cdot 2886,2 = 36688,17 \text{ Вт} \cdot \text{год./рік.}$$

Таблиця 4.13 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип т-ра	К-сть	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	S_p , кВА	S_H , кВА	ΔE_T , кВт·год./рік
КТП-1	ТМ-630	2	1,3	7,6	709,55	630	36688,17
Разом							36688,17

Загальна потреба підприємства в електроенергії, кВт·год./рік:

$$E = E_a + \Delta E_L + \Delta E_T; \quad (4.27)$$

$$E = 2202390 + 162083,55 + 36688,17 = 2401161,72 \text{ кВт} \cdot \text{год./рік.}$$

Оплата за електроенергію при одноставковому тарифі визначається як:

$$\Pi_1 = v \cdot E / 100, \text{ грн.}, \quad (4.28)$$

де v – ставка тарифу за 1 кВт·год споживаної активної електроенергії, грн.;

E – кількість енергії, що споживається, врахована по лічильнику.

$$\Pi_1 = 2,5 \cdot 2401161,72 = 6002904,2 \text{ тис.грн.}$$

4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВт·г:

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (4.29)$$

де $C_{\text{сум}}$ – величина сумарних витрат підприємства на електроенергію, тис.грн/рік;

E_a – річна кількість корисно споживаної підприємством електроенергії, тобто без врахування втрат у лініях і трансформаторах, кВт·год./рік.

Промислові підприємства, що споживають електроенергію від зовнішнього джерела, з одного боку, оплачують кількість отриманої енергії за тарифом, а з іншого – несуть додаткові витрати при передаванні та розподілі електроенергії від мереж енергосистеми до цехових споживачів [26]. Отже, загальні (сумарні) витрати підприємства на електроенергію за рік будуть складати, тис. грн./рік:

$$C_{\text{сум}} = \Pi + C_{\text{п}}, \quad (4.30)$$

де Π – оплата за спожиту електроенергію;

C_{π} – річні витрати підприємства при передаванні електроенергії.

Річні витрати промислового підприємства, зв'язані з передаванням і розподілом електричної енергії, включають такі складові, тис.грн/рік:

$$C_{\pi} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_{\text{а}} + C_{\text{ір}}, \quad (4.31)$$

де $C_{\text{обс}}$ – витрати підприємства на матеріали та зарплату персоналу при обслуговуванні електромереж і устаткування, грн/рік.;

$C_{\text{пр}}$ – річні витрати на поточний ремонт устаткування і мереж, грн/рік;

$C_{\text{а}}$ – амортизаційні відрахування при експлуатації електроустановок підприємства, грн/рік;

$$C_{\pi} = 1056294,6 \text{ грн/рік.}$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 6002904,2 + 1056294,6 = 7059198,9 \text{ грн/рік.}$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{7059198,9 \cdot 100}{2202390} = 320,52 \text{ коп./кВт·год.}$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.14.

Таблиця 4.14 –Результати розрахунків

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисно спожитої електроенергії	E_a	2202390	кВт·год.
Річне споживання електроенергії із втратами	E	2401161,7	кВт·год.
Плата за електроенергію	$П_1$	6002904,2	грн.
Витрати на передачу і розподіл електроенергії	$C_{п}$	1056294,6	грн.
Сумарні витрати підприємства	$C_{сум}$	7059198,9	грн.
Собівартість електроенергії	S	320,52	коп/кВт·год.

4.4 Висновки до розділу 4

В даному розділі було здійснено розрахунок собівартості електроенергії на КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго».

Було проаналізовано вихідні дані та розраховано розмір капіталовкладень в систему електропостачання. Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства для даного варіанту склала 1469,1 тис. грн.

Розраховано поточні витрат підприємства. Визначено необхідну кількість робочого персоналу, витрати по заробітній платі, вартість витратних матеріалів та величину амортизаційних відрахувань. Для розрахунку оплати праці експлуатаційних робітників прийнято погодинно-преміальну систему, а для ремонтного персоналу – відрядно-преміальну. Витрати по заробітній платі

експлуатаційного персоналу склали 162922,3 грн. Витрати по заробітній платі ремонтного персоналу – 32966,27 грн.

На основі розрахунків проведених в даному розділі, проведено розрахунок річного споживання і втрат електроенергії, а також визначено плату за електроенергію. Величина собівартості електроенергії склала 320,52 коп./кВт·год. Тобто, кожна витрачена кВт·год коштує підприємству 320,52 коп.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» відноситься до підприємств з виробництва теплової енергії у формі гарячої води теплових мереж та гарячого водопостачання. Електричні мережі даного підприємства складаються з великої кількості електричного обладнання, яке постійно перебуває під напругою. Ці та інші фактори негативно впливають на організм людини і можуть стати небезпечними. Тому важливо розглянути питання охорони праці, які передбачають заходи щодо виявлення небезпечних та шкідливих факторів, розроблення заходів по їх зниженню, з пожежної безпеки, а також по створенню безпечних та нешкідливих умов праці робітників [30].

Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які за ГОСТ 12.0.003-74 впливають на оперативно-ремонтний персонал диспетчерської служби, який обслуговує обладнання котельні:

1) фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- рухомі машини і механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;
- підвищена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якої може відбутися через тіло людини;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищена вологість повітря;
- підвищена швидкість руху повітря;

2) психофізіологічні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

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

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочого місця

Площа одного робочого місця працівника, обладнаного ПК, повинна складати не менше 6 м^2 , а об'єм – не менше 20 м^3 .

Конструкція робочого місця повинна відповідати сучасним вимогам ергономіки за ГОСТ 12.2.032. ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования», ДНАОП 0.00-1.31-99, ДСан Пін 3.3.2.007-98, характеру виконуваної роботи і забезпечувати оптимальне розміщення на робочій поверхні документів, рухомого пюпітра (тримача документів) та обладнання ПК (монітора, системного блоку, клавіатури, пристрою „миша", принтера) та інших периферійних пристроїв з урахуванням їхньої кількості та конструктивних особливостей [31].

Розташування монітора ПК має забезпечувати: безпечність роботи в цілому; зручність та ефективність зорової роботи з екраном у вертикальній площині під кутом $\pm 30^\circ$ від лінії зору, площина екрана при цьому має бути перпендикулярною нормальній лінії зору користувача.

При оперативному обслуговуванні пристроїв РЗтаА потрібно дотримуватися наступних правил безпеки:

- оператор повинен візуально обстежити обладнання РЗтаА у відповідності з інструкцією з технічної експлуатації та переконатися у його повній справності;

- забороняється експлуатація обладнання з несправною системою керування та звуко/світловою сигналізацією (для ремонту потрібно залучити фахівців спеціалізованої організації);
- забороняється керування вологими та забрудненими олівами руками;
- всі роботи з наладки та експлуатації РЗтаА здійснюються справним і сертифікованим інструментом.

На рисунку 5.1 показано розміщення робочого місця оперативно-ремонтного персоналу.

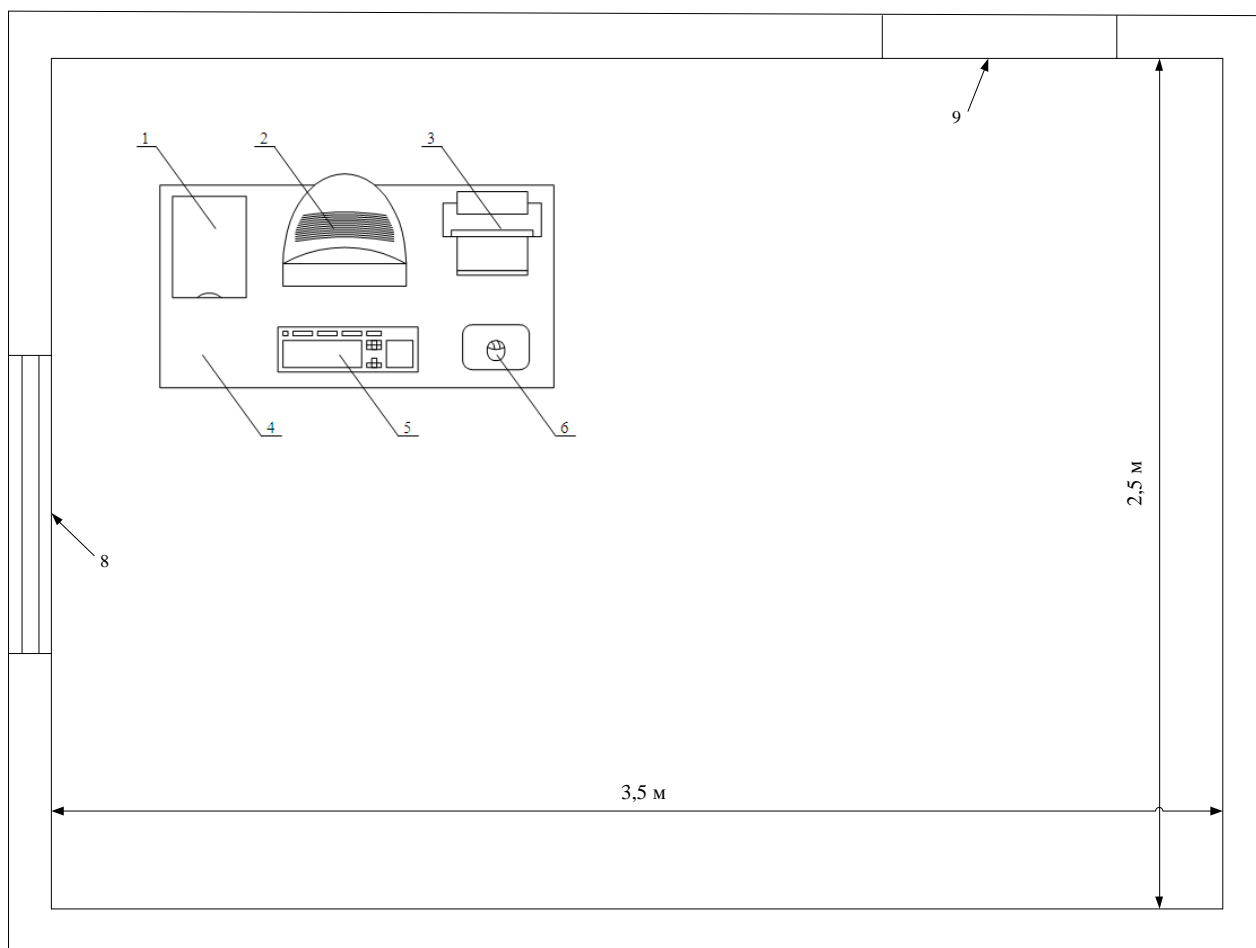


Рисунок 5.1 – Розміщення робочого місця оперативно-ремонтного персоналу: 1 – сканер, 2 – монітор, 3 – принтер, 4 – поверхня робочого столу, 5 – клавіатура, 6 – маніпулятор типу «миша», 7 – стілець, 8 – вікно, 9 - двері

5.1.2 Електробезпека

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – без підвищеної небезпеки, у зв'язку з відсутністю у цеху факторів підвищеної небезпеки.

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмопровідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмопровідні 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 [32].

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 [33].

При роботі, яка зв'язана з доторканням до струмоведучих частин електродвигуна або до обертових частин електродвигуна, який приводить в рух механізм, необхідно зупинити електродвигун та на його пусковому пристрої або ключі керування повісити плакат "НЕ ВМИКАТИ, ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ".

Відключене положення комутаційних апаратів до 1000 В з недоступними для огляду контактами (автоматичні вимикачі, пакетні вимикачі, рубильники в закритому виконанні тощо) визначається перевіркою відсутності на їх затискачах або на відходячих шинах, проводах або затискачах обладнання, яке відключається цими комутаційними апаратами.

В електроустановках до 1000 В при роботах на збірних шинах РУ, щитів, збірок напруга з шин повинна бути знята та шини (за винятком шин, які виконані ізольованим проводом) повинні бути заземлені. Необхідність та можливість встановлення на приєднання цих РУ, щитів, збірок та підключеного до них обладнання визначає працівник, який видає наряд (розпорядження).

Перед допуском до роботи на електродвигунах насосів, димососів та вентиляторів, якщо можливо обертання електродвигунів від з'єднаних з ними механізмів, повинні бути закриті та заперті на замок засувки цих механізмів, а також прийняті заходи для гальмування ротора електродвигунів.

Випробування електроприводів разом з виконуючим механізмом потрібно проводити з дозволу начальника зміни технологічного цеху, в якому вони встановлені.

При видачі робиться запис в оперативному журналі технологічного цеху, а отриманні цього дозволу - в оперативному журналі цеху (ділянки), який проводить випробування.

Ремонт і наладку електросхем електроприводів, не з'єднаних з виконуючим механізмом, регулюючих органів та запірної арматури, можна проводити по розпорядженню. Дозвіл на їх випробування дає працівник, який дав розпорядження на вивід електропривода в ремонт, наладку. Про це повинен бути зроблений запис при оформленні розпорядження [34].

При роботі на електродвигуні заземлення встановлюється на кабелі (з від'єднанням або без від'єднання його від електродвигуна) або на його приєднанні в РУ.

Вмикання електродвигуна для перевірки до повного закінчення роботи проводиться після виводу бригади з робочого місця.

Після випробування проводиться повторний допуск з оформленням в наряді. При виконанні роботи по розпорядженню на повторний допуск розпорядження дається заново.

Категорія умов по небезпеці електротравматизму залежить від наявності факторів підвищеної або особливої небезпеки. При наявності таких факторів як підвищена вологість, струмопровідний пил, контакт обслуговуючого персоналу з струмоведучими частинами, - приміщення можна віднести до категорії підвищеної небезпеки.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

В приміщенні котлотурбінного залу мікроклімат характеризується наступними показниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання. Оптимальні показники мікроклімату розповсюджуються на всю робочу зону приміщення, допустимі – на постійні і непостійні робочі місця робочої зони. Допустимі показники встановлюються у випадках, коли по технологічним, технічним та економічним причинам неможливе забезпечення оптимальних показників. Для працюючого оперативного персоналу котельні в приміщенні котлотурбінного залу категорія робіт по важкості - II а (роботи середньої важкості).

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [30] встановлюють оптимальну та допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

Таблиця 5.1 - Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт IIа.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний	IIа	17-23	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні оптимальних параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче оптимальної температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше їм.

3. Для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Котлоагрегати працюють на газоподібному паливі. При згоранні газоподібного палива виділяються такі шкідливі речовини, як оксиди вуглецю, оксиди азоту, сірчастий ангідрид, вуглекислий газ та інші. При роботі систем вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах на котельні і знаходяться у повітрі навколишнього середовища.

Концентрація шкідливих речовин у повітрі робочої зони приміщенні котлотурбінного залу не повинна перевищувати ГДК, згідно із ГОСТ 12.1.005-88.

В котлотурбінному залі застосовується механічна припливно-витяжна система вентиляції і природна вентиляція організована і неорганізована. При неорганізованій природній вентиляції приплив і видалення повітря здійснюється через нещільності і пори зовнішніх огорожень (інфільтрації), через вікна, кватирки, фрамуги, світлоаераційні ліхтарі. При організованій природній вентиляції застосовують аерацію і вентиляцію за допомогою дефлекторів [31].

Контроль ГДК шкідливих речовин у приміщенні котлотурбінного залу проводиться на робочих місцях. При можливості виділення у робочу зону шкідливих речовин із гостронапрямленим механізмом дії повинен бути забезпечений безперервний контроль із сигналізацією про перевищення ГДК.

Вміст шкідливих речовин в повітрі робочої зони не повинен перевищувати гранично допустимих концентрацій (ГДК) в повітрі робочої зони і підлягає систематичному контролю з метою запобігання можливості перевищення ГДК, які утворюються у даному виробничому приміщенні наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – ГДК шкідливих речовин [28]

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Сажа	0,15	0,05	3
Ангідрид сірчаний SO ₂	0,5	0,05	3
Азот двоокис NO ₂	0,085	0,085	2

З метою встановлення необхідних за нормативами показників мікроклімату та складу повітря робочої зони передбачено:

1) у приміщенні повинна бути розміщена система опалення для холодного і кондиціонування для теплого періодів року;

2) припливно-витяжна система вентиляції, а при несприятливих погодних умовах кондиціонування;

3) з метою підвищення вологості повітря слід використовувати зволожувачі або розташовувати місткості з водою за типом акваріумів поблизу опалювальних приладів.

5.2.3 Виробниче освітлення

За нормативними вимогами ДБН В.2.5-28.2006 в приміщенні котлотурбінного залу використовується комбіноване освітлення. При експлуатації електричних пристроїв включається регулярне очищення віконних проїм будівель від забруднень, своєчасна заміна перегорілих ламп і контроль за рівнем напруги в освітлювальній мережі, підвищення загального рівня культури експлуатації будівель, що забезпечують чистоту повітря у приміщенні і відсутність викиду в атмосферу пилу, кіптяви і так далі, а також регулярне фарбування та побілка стін і стелі [33].

Природне освітлення

В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на: - природне освітлення - освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові проїми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО (ϵ). КПО - відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

КЕО при природному та сумісному освітленнях.

Характеристика зорової роботи - роботи середньої точності;

Розряд - IV;

Підрозряд зорової роботи - а;

Контраст об'єкту розпізнавання - малий;

Характеристика фону - темний;

Бокове КЕО, %:

-природне 1,5;

-суміщене 0,9.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО). Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КЕО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна. Нормоване значення КПО для даного виробничого приміщення розраховуємо за формулою:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (5.1)$$

де m_N - коефіцієнт світлового клімату, $m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північ.

Природне:

$$e_N = 1,5 \cdot 0,9 = 1,4 \%;$$

Сумісне:

$$e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8\%.$$

Штучне освітлення.

Штучне освітлення буває двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення - освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення - додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місьцеве освітлення - освітлення, яке створюється світильниками, концентруючими світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Штучне освітлення, лк:

- загальне 300 лк;

- комбіноване 750 лк.

Для забезпечення нормативного значення e_{min} передбачено:

Штучне освітлення в приміщенні цеху забезпечується світильниками типу РСП08×150 (однолампові) з лампами ДРЛ-150.

Нормовані значення коефіцієнта природного освітлення (КПО) і мінімальні значення освітленості для штучного освітлення наведені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Нормовані значення коефіцієнта природного освітлення і мінімальні освітленості для штучного освітлення

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристика фона	Освітленість, лк		КЕО, e_n , %	
						Штучне освітлення		Природне освітлення	Сумісне освітлення
						Комбіноване	Загальне		
Середньої точності	0,5-1	IV	в	Середній	Середній	400	200	1,5	0,9

5.2.4 Виробничий шум

В приміщенні котлотурбінного залу основним джерелом шуму та вібрації є димососи, вентилятори, насоси, пальники котлоагрегатів [34].

Рівень звуку вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 20 \cdot \lg\left(\frac{P}{P_0}\right) = 20 \cdot \lg\left(\frac{U}{U_0}\right), \quad (5.2)$$

де L - рівень шуму, дБ;

P - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, $5 \cdot 10^{-8}$ м/с;

P_0 - нульове значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі із середньгеометричною частотою 1000 Гц, умовно прийняте рівним $2 \cdot 10^{-5}$ Па.

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки»[33].

Таблиця 5.4- Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

5.2.5 Виробничі вібрації

Вібрація відноситься до факторів, які мають велику біологічну активність. Як загальна, так і локальна вібрація несприятливо впливає на організм людини, викликає зміну у функціональному стані вестибулярного апарату, центральної нервової, серцево-судинної систем, погіршує самопочуття та може призвести до розвитку професійних захворювань [32].

У нашому цеху присутня вібрація типу - За. Тобто технологічна вібрація, яка діє на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 - Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$m \cdot c^{-2}$	ДБ	$m \cdot c^{-2} \cdot 10^{-2}$	ДБ
Загальна	Zo, Yo, Xo	0,45	99	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

- динамічне погашення вібрації - приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;
- зміна конструктивних елементів машин;
- застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

5.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я №248 від 8 квітня 2014р.

Фізичні навантаження:

Робоча поза: періодичне перебування в незручній та/або фіксованій позі до 50% часу зміни; перебування у вимушеній позі (навпочіпки, на колінах та ін.) від 10% до 25% часу зміни; знаходження в позі стоячи від 60% до 80% часу зміни.

Сумарна маса вантажів, що переміщуються протягом кожної години зміни з робочої поверхні (чоловіки): до 1500

Нахил корпусу (вимушені, більше 30), кількість за зміну: 101 – 300

Переміщення у просторі (переходи, обумовлені технологічним процесом протягом зміни), км: по горизонталі – до 12

Інтелектуальні навантаження: рішення складних завдань з вибором за відомим алгоритмом (робота за серією інструкцій)

Зміст роботи: сприймання сигналів з наступним порівнянням фактичних значень параметрів; обробка, перевірка і контроль за виконанням завдання; робота в умовах дефіциту часу.

Сенсорні навантаження:

Тривалість зосередженого спостереження (в % від часу зміни) 51-75

Щільність сигналів (світлових, звукових) та повідомлень в середньому за годину роботи 176-300

Кількість виробничих об'єктів одночасного спостереження 11-25

Навантаження на зоровий аналізатор: спостереження за екранами відео терміналів (годин за зміну) 3-4

Навантаження на слуховий аналізатор (при виробничій необхідності сприйняття мови чи диференційованих сигналів): розбірливість слів та сигналів від 70% до 50%.

Навантаження на голосовий апарат (сумарна кількість годин, що наговорюються протягом тижня): 20-25

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності. Значущість помилки – несе відповідальність за функціональну якість основної роботи (завдань). Вимагає виправлень за рахунок додаткових зусиль всього колективу (групи, бригади та ін.)

Ступінь ризику для власного життя

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб

Монотонність навантажень:

Кількість елементів (прийомів), необхідних для реалізації простого завдання або в операціях, які повторюються багаторазово 5-2

Тривалість виконання простих виробничих завдань чи операцій, що повторюються (сек.) 24-2

Монотонність виробничої обстановки (час пасивного спостереження за технологічним процесом в % від часу зміни) 91-95

Режим праці

Фактична тривалість робочого дня (год.) 10-12

Змінність роботи – тризмінна робота (робота у нічну зміну)

Наявність регламентованих перерв та їх тривалість – перерви нерегламентовані або недостатньої тривалості до 3% часу зміни

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи автономного джерела електроенергії в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

У даній частині розділу необхідно провести дослідження безпеки роботи автономного джерела електроенергії в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

Вплив радіації призводить як до оборотних, так і необоротних змін електричних властивостей інтегральних схем і твердотільних приладів. Оскільки такі зміни можуть призводити до відмов електронних систем, то значні зусилля спрямовуються на розробку методів, що дають змогу уникнути погіршення параметрів мікроелектронного обладнання при опроміненні. У більшості випадках вирішити цю проблему варто шляхом створення радіаційно-стійких приладів і інтегральних схем [34].

До часток, які при влученні в прилади й схеми можуть спричиняти негативні наслідки, відносяться електрони, протони, фотони, альфа-частинки, важкі іони. Основні наслідки впливу опромінення на електронні пристрої – іонізація і зсув атомів. Саме вони викликають різноманітні зміни в електричних приладах.

Під час бомбардуванні кремнію фотони й заряджені частинки можуть спричинити зсув атомів з положення рівноваги. У випадку фотонів цей процес реалізується за рахунок появи комптоновських електронів з досить великою енергією, які потім взаємодіють із ядрами мішені. Поки ядрам передається мінімальна енергія (для кремнію 21 eV), буде відбуватися зсув атомів. Відсутність атома у своєму нормальному положенні – це перший вид радіаційного дефекту.

В опромінену кремнію можуть траплятися різні типи дефектів. Елементарні дефекти іноді називають точковими або ізольованими. Можливе виникнення областей із більшим числом досить близько розташованих дефектів. Така область називається кластером дефектів або каскадом зсувів. Згідно з фізикою напівпровідників, атомні домішки в решітках кремнію мають дискретні рівні енергії, які лежать у забороненій зоні між мінімумом зони провідності й максимумом валентної зони. Порушення періодичності атомної решітки може призвести до виникнення деяких рівнів енергії в забороненій зоні. До їх появи призводять, зокрема, радіаційні дефекти, і саме ці дефектні стани або центри впливають на електричні властивості напівпровідникових приладів. Тому є необхідним провести дослідження стійкості роботи автономного джерела електроенергії саме при впливах іонізуючих випромінюваннях та електромагнітному імпульсі.

5.3.1 Дослідження безпеки роботи автономного джерела електроенергії в умовах дії іонізуючих випромінювань

За критерій безпеки роботи автономного джерела електроенергії в цих умовах приймається таке максимальне значення дози опромінення елементної бази ($D_{\text{гр}}, P$), при якому в елементній базі можуть виникнути зміни, але РЕА ще буде працювати з необхідною якістю.

В якості критерію по стійкості роботи можна використати граничне значення дози радіації. Максимально допустимі значення потужності доз елементів контролера когенераційної установки наведені в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Максимально допустимі дози опромінення

№	Блок	Елементи приладу	$D_{гр\ i}$ (Р/год)	$D_{гр}$ (Р/год)
1	Блок живлення	Мікросхема NCA 152 S/K	10^5	10^4
		Комутатор ZM 012	10^7	
		Резистор С5-47В	10^6	
		Діод 42HFR80	10^4	
2	Блок керування	Мікросхема LM386N-3	10^5	
		Конденсатор К50-15	10^7	
		Резистор С5-42БВ	10^6	
		Транзистор ВУР 314	10^4	

1. Проаналізувавши таблицю бачимо, що мінімальні значення допустимої дози, при яких в елементній базі можливі необоротні зміни складає $D_{гр}=10^5$ (Р/год).

2. Для оцінки безпеки роботи когенераційної установки визначається граничне значення потужності дози гамма-випромінювання ($D_{гр}$):

$$D_{гр} = K \cdot D_{зв} \cdot K_{пос}, \quad (5.3)$$

де K – коефіцієнт надійності ($K=0,9 \dots 0,95$);

$D_{зв}$ – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін найменш стійкого елемента;

$K_{пос}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{пос} = 1$),

$$D_{гр} = 0,9 \cdot 10^4 \cdot 1 = 9 \cdot 10^3 \text{ (Р/ год)}.$$

З вище наведених розрахунків можна зробити висновок, що стійкість роботи когенераційної установки в умовах дії іонізуючих випромінювань буде

забезпечуватись, якщо радіація в умовах експлуатації не перевищуватиме $D_{гр}=9 \cdot 10^3$ (Р/год).

Розрахуємо максимально допустимий час перебування установки в умовах дії іонізуючих випромінювань:

$$D_m = \frac{2P_{гр} \cdot (\sqrt{t_k^2} - \sqrt{t_n^2})}{1}, \quad (5.4)$$

де $\sqrt{t_n^2}$ – дорівнює 1;

D_m – дорівнює 10^3 ;

$$t_{доп} = 12,6 \cdot 10^3 \text{ (год)}.$$

Отже, працездатність автономного джерела електроенергії в умовах дії іонізуючих випромінювань при $D_{гр}=9 \cdot 10^3$ (Р/год).

5.3.2 Дослідження безпеки роботи автономного джерела електроенергії в умовах дії електромагнітного імпульсу

Початкові дані:

- Напруга живлення $U_{ж}=12\text{В}$;
- Максимальна довжина горизонтальної струмоведучої частини електричної принципової схеми $l_{в}=4\text{м}$.

В якості показника стійкості елементів системи до дії електромагнітного імпульсу використовують коефіцієнт безпеки [31]:

$$K_6 = 20 \lg \frac{U_d}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{дБ}, \quad (5.5)$$

де U_d – допустиме коливання напруги живлення;

$U_{B(\Gamma)}$ – напруга наведена за рахунок електромагнітних випромінювань у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних системах.

Спочатку визначається допустиме коливання напруги живлення

$$U_{\text{д}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N, \quad (5.6)$$

де N - допустимі коливання (приймається $N = 5\%$)

Шляхом підстановки числових даних в (5.6) отримаємо

$$U_{\text{д}} = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6(\text{В}).$$

Визначаємо максимально очікувану напругу в горизонтальних лініях [32]

$$U_{\text{В}} = \frac{U_{\text{д}}}{10^{\frac{K}{20}}}; \quad (5.7)$$

$$U_{\text{В}} = \frac{12,6}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,126(\text{В}).$$

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля [33]:

$$U_{\text{В}} = E_{\Gamma} \cdot l_{\text{В}}. \quad (5.8)$$

Отже, E_{Γ} визначається:

$$E_{\Gamma} = \frac{U_{\text{В}}}{l_{\text{В}}}; \quad (5.9)$$

$$E_{\Gamma} = \frac{0,126}{4} = 0,0315(\text{В/ м}).$$

Вертикальна складова напруженості електричного поля визначається за формулою:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \cdot E_{\text{В}}; \quad (5.10)$$

Тоді $E_{\text{В}}$ визначається як:

$$E_{\text{В}} = E_{\Gamma} \cdot 10^3; \quad (5.11)$$

$$E_{\text{В}} = 0,0315 \cdot 10^3 = 31,5 \text{ (В/м)}.$$

Це значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля можна вважати граничним, до якого гарантується безпечна робота автономного джерела електроенергії.

5.4 Висновки до розділу 5

В результаті виконання цього розділу було розглянуто такі питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях, як технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії, електробезпека, технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта, безпека у надзвичайних ситуаціях.

Також у даному розділі було проведено дослідження безпеки роботи автономного джерела електроенергії при дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу. Як видно з отриманих результатів, когенераційна установка є стійкою до дії іонізуючих випромінювань до значення $D_{\text{гр}}=9 \cdot 10^3$ (Р/год).

Згідно з виконаними розрахунками безпека роботи автономного джерела електроенергії в умовах дії електромагнітного імпульсу можлива при напруженості вертикальної складової електричного поля $E_{\text{В}} \leq 31,5$ (В/м).

ВИСНОВКИ

В першому розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено енергоаудит котельні Комунального підприємства Вінницької міської ради «Вінницяміськтеплоенерго». Проаналізовано шляхи підвищення енерговикористання на підприємстві, що направлені на забезпечення надійного та безперебійного електро- та теплопостачання встановлених приймачів.

Після поглибленого аналізу запропонованих заходів з енергозбереження було встановлено:

1. Застосування КУ на підприємстві є ефективним заходом з економії електроенергії, що приведе до щорічної економії коштів в розмірі 762860,2 грн, термін окупності склав 0,524 року.

2. Використання інфрачервоних обігрівачів може бути ефективним і приводити до економії коштів підприємства близько 320 тис. гривень щороку.

3. Заміна люмінесцентних ламп на світлодіодні приведе до річної економії коштів понад 7,3 тис.грн. при терміні окупності капіталовкладень в 2,5 року.

В другому розділі було розглянуто два варіанта модернізації котельні шляхом встановлення газопоршневого двигуна та фреонового турбогенератора. Газопоршневий двигун являє собою когенераційну установку, яка споживає природній газ, кінцевим продуктом якої є електрична енергія. Також дана установка частково підігріває енергоносії перед водогрійним котлом, що збільшує його ККД. Другим варіантом є когенераційна установка на базі фреонового турбогенератора, який для перетворення теплової енергії НВЕР в ОРС контурі в механічну і далі в електричну відбувається з використанням органічного робочого тіла в замкнутому контурі.

В третьому розділі була розрахована теплова схема котельні по вул. О. Кошиця, 18 КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» з водогрійним котлом, для трьох режимів, а саме максимально-опалювального, середньо-опалювального та

літнього. Проектним рішенням у виборі шляхів модернізації є встановлення газопоршневого двигуна та фреонового турбогенератора. Було проведено розрахунок запропонованих варіантів модернізації котельні.

Результатом проектного розрахунку є встановлення газопоршневого двигуна.

Після проведення техніко-економічних розрахунків визначено, що економічна ефективність від впровадження модернізації склала 1,219 млн.грн/рік. Термін окупності капіталовкладень на газопоршневий двигун становить 2,8 року.

В четвертому розділі було здійснено розрахунок собівартості електроенергії на КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго».

Було проаналізовано вихідні дані та розраховано розмір капіталовкладень в систему електропостачання. Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства склала 1469,1 тис.грн.

Розраховано поточні витрат підприємства. Визначено необхідну кількість робочого персоналу, витрати по заробітній платі, вартість витратних матеріалів та величину амортизаційних відрахувань. Для розрахунку оплати праці експлуатаційних робітників прийнято погодинно-преміальну систему, а для ремонтного персоналу – відрядно-преміальну. Витрати по заробітній платі експлуатаційного персоналу склали 162922,3 грн. Витрати по заробітній платі ремонтного персоналу – 32966,3 грн.

На основі розрахунків проведених в даному розділі, проведено розрахунок річного споживання і втрат електроенергії, а також визначено плату за електроенергію. Величина собівартості електроенергії склала 320,52 коп./кВт·год. Тобто, кожна витрачена кВт·год коштує підприємству 320,52 коп.

В п'ятому розділі було розглянуто такі питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях, як технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії, електробезпека, технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта, безпека у надзвичайних ситуаціях.

Також у даному розділі було проведено дослідження безпеки роботи автономного джерела електроенергії при дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу. Як видно з отриманих результатів, когенераційна установка є стійкою до дії іонізуючих випромінювань до значення $D_{гр}=9 \cdot 10^3$ (Р/год).

Згідно з виконаними розрахунками безпека роботи автономного джерела електроенергії в умовах дії електромагнітного імпульсу можлива при напруженості вертикальної складової електричного поля $E_B \leq 31,5$ (В/ м).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Нечуя В. С. Аналіз енергоефективності котельні Комунального підприємства Вінницької міської ради «Вінницяміськтеплоенерго» / Владислав Сергійович Нечуя. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 115 с.
2. Нечуя В. С. Оцінка ефективності впровадження світлодіодного освітлення на промислових об'єктах / Владислав Сергійович Нечуя. – Вінниця: ВНТУ, 2019.
3. Нечуя В. С. Ефективність впровадження світлодіодних джерел світла / Владислав Сергійович Нечуя. – Вінниця: ВНТУ, 2018.
4. Бабенко О. В. Енергетичний аудит. Курсове проектування: навчальний посібник / О. В. Бабенко. – Вінниця: ВНТУ, 2013. – 71 с.
5. Прокопенко В. В. Енергетичний аудит з прикладами та ілюстраціями : навчальний посібник / Прокопенко В. В., Закладний О. М., Кульбачний П. В. – К. : Освіта України, 2009. – 438 с.
6. Демов О. Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах : навчальний посібник / О. Д. Демов. – Вінниця : ВНТУ, 2006. – 95 с.
7. Енергоаудит у житлово-комунальному господарстві / [Лебедєв М. М., Розен В. П., Соловей О. І., Третьяков І. М. та ін.] ; Під заг. ред. І. М. Третьякова. – К. : Автограф, 2006. – 60 с.
8. ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов.
9. Методика розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=z0619-97> (дата звернення 12.12.2012). — Назва з екрана.
10. Інфрачервоні обігрівачі [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.desa.net.ua/infrachervoni-obigrivachi.html> (дата звернення 12.12.2012). — Назва з екрана.

11. Гольстрем В. А., Справочник по экономии топливно-энергетических ресурсов / В. А. Гольстрем, Ю. Л. Кузнецов. – К. : Техніка, 1985. – 383 с.

12. Экономическая эффективность утилизации низкопотенциальных вторичных энергетических ресурсов посредством установки турбины на низкокипящем рабочем теле [Электронный ресурс] // ИПМаш. – 2010. – Режим доступа до ресурсу: http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/7114/1/EEE_2010_6_Shubenko_Economic.pdf.

13. Комунальне підприємство Вінницької міської ради «Вінницяміськтеплоенерго» [Электронный ресурс] : [Веб-сайт]. – Електронні дані. – Вінниця : ВМТЕ, 2005-2019. – Режим доступа: <http://vmte.vn.ua/> (дата звернення 30.09.2019) – Назва з екрана.

14. Гринман М. И. Перспективы применения энергетических установок малой мощности с низкокипящими рабочими телами /М. И. Гринман, В. А. Фомин // Энергомашиностроение, 2006. – № 1. – С. 63–69.

15. Билека Б. Утилизация сбросной теплоты ГПА в энергоустановках с низкокипящими рабочими телами. / Б. Билека, Васильев Е., Избаш В. и др. // Газотурбинные технологии, 2002. – № 5. С. 6–10.

16. ОАО «Турбогаз» – лидер в разработке и производстве турбодетандерной техники для нефтегазовой промышленности и нефтегазопромыслового оборудования [Электронный ресурс]: официальный каталог производителя – Электрон. дан. (1 PDF файл, 3785294 кВ). Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. – Харьков: ОАО «Турбогаз» [2008]: Режим доступа : www.turbogaz.com.ua/user_files/turbogaz_catalog_2008.pdf – Последнее обращение: 12.04.2010. – Загл. с экрана.

17. Пивень А. М. Повышение технико-экономических показателей мини-ТЭЦ посредством установки малой конденсационной турбины на паре производственного отбора / А. М. Пивень, В. В. Васильев, И. В. Гаркавенко и др. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 2008. – № 10. – С. 22-31.

18. Clean energy ahead Turboden [Электронный ресурс]: официальный сайт производителя – Электрон. дан. (1 PDF файл, 1372552 kB, рус.). Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. – Italy, Turboden s.r.l. [2010]: Режим доступа : http://www.turboden.eu/en/public/downloads/Presentation_of_Turboden_ORC_Technology_Russian.pdf – Последнее обращение: 03.03.2010. – Загл. с экрана.

19. Пятничко В. А. Утилизация низкопотенциального тепла для производства электроэнергии с использованием пентана в качестве рабочего тела / В. А. Пятничко, Т. К. Крушневич, А. И. Пятничко // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2003. – № 4. – С. 3–6.

20. Ткаченко С. Й. РОЗРАХУНКИ ТЕПЛОВИХ СХЕМ І ОСНОВИ ПРОЕКТУВАННЯ ДЖЕРЕЛ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ / С. Й. Ткаченко, М. М. Чепурний, Д. В. Степанов. – Вінниця, 2004. – 131 с.

21. Когенерационные установки [Электронный ресурс] – Режим доступа до ресурсу: <http://dieselmash.com.ua/produksiya/dvigatel-generatory/kogeneratsionnye-ustanovki.html>.

22. ORC-турбины "ИНФИНТИ ТУРБАЙН УКРАИНА" [Электронный ресурс] – Режим доступа до ресурсу: http://cccenergo.com/-_orc_турбины-вопросы_и_ответы.

23. Шулле Ю. А. Менеджмент та маркетинг [Электронный ресурс] / Ю. А. Шулле – Режим доступа до ресурсу: Менеджмент та маркетинг [Электронный ресурс] – Режим доступа до ресурсу: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/12469/Management%20and%20marketing%202016.pdf?sequence=1&isAllowed=y..>

24. Будзан Б. П. Менеджмент в Україні: сучасність і перспективи / Будзан Б. П. – К. : Основи, 2001. – 349 с.

25. Бальшаков А. С. Современный менеджмент: теория и практика / Бальшаков А. С. – СПб. : Питер, 2000. – 416 с.

26. Сніжко С.В. Менеджмент у паливно-енергетичному комплексі : навч. посібник / С. В. Сніжко, К. О. Великих; за ред. С. В. Сніжка. – Х. : ХНАМГ, 2009. – 344 с.

27. Герасимчук В. Г. Маркетинг: теорія і практика : навч. посібник для вузів / Герасимчук В. Г. – К. : Вища шк., 1994. – 325 с.

28. Андрушків Б. М. Основи менеджменту / Б. М. Андрушків, О. Є. Кузьмін. – Львів : Світ, 1995. – 296 с.

29. 13. Тарновська Н. П. Менеджмент: теорія та практика : підручник для вузів / Н. П. Тарновська, Р. М. Пушкар. – Тернопіль : Карт-бланш, 1997. – 456 с.

30. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

31. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

32. Борьба с шумом на производстве: Справочник / Под ред. Е.Я.Юди-на. - М.: Машиностроение, 1985. - 400 с

33. Справочник по охране труда на промышленном предприятии /К.Н.Ткачук, Д.Ф.Иванчук, Р.В.Сабарно, А.Г.Степанов. - К.: Техника, 1991. - 285с.

34. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

35. Данилов О. Л. Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов / О. Л. Данилов, П. А. Костюченко. – Москва, 2006. – 668 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

УЗГОДЖЕНО

“ ____ ” _____ 2019р.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Зав. кафедри ЕСЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.
“ ____ ” _____ 2019р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи

на тему: АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ АВТОНОМНИХ ДЖЕРЕЛ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА КОТЕЛЬНІ КОМУНАЛЬНОГО ПІДПРИЄМСТВА
ВІННИЦЬКОЇ МІСЬКОЇ РАДИ «ВІННИЦЯМІСЬКТЕПЛОЕНЕРГО» ПО
ВУЛИЦІ ОЛЕКСАНДРА КОШИЦЯ
08–17.МКР.005.00.000 ТЗ

Науковий керівник:

к. т. н, доц. Кравець О.М. _____

(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕМ-18м

Нечуя В.С. _____

(підпис)

Вінниця 2019 р

1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № 254 від 02 . 10 .19р.

Дата початку роботи 03 . 09 .19р.

Дата закінчення роботи 03 . 12 .19р.

2. МЕТА І ПРИЗНАЧЕННЯ МКР. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРОБКИ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

а) мета – аналіз енергоефективності автономних джерел електроенергії;
б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

в) вихідні дані для виконання МКР: генплан підприємства; відомості про джерела живлення; основні техніко-економічні показники.

3. ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

3.1 Методичні вказівки до оформлення дипломних проектів (робіт) у Вінницькому національному технічному університеті / Уклад. Г.Л. Лисенко, А.Г. Буда, Р.Р. Обертюх. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 60 с,

3.2 Рогальський Б. С., Нанака О. М., Праховник А. В., Денисенко М. А., Божко В. М. Концепція компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній // Енергетика и электрификация. – 2005. – №6 – 23-30 с.

3.3 Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) – видання третє, перероблене і доповнене, - 2014 р.

3.4 М.Й. Бурбело «Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків».- Вінниця: ВНТУ, 2005р.

3.5 Демов О. Д. «Економія електроенергії на промислових підприємствах». – Вінниця: ВНТУ, 2006р.

4. ЕТАПИ І ТЕРМІН ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Зміст етапу	Термін виконання	
	початок	кінець
4.1 Збір інформації, яка необхідна для дослідження	03.09.19	20.09.19
4.2 Проведення дослідних розрахунків	02.10.19	12.11.19
4.3 Розробка робочих креслень	12.11.19	26.11.19
4.4 Написання розрахунково-пояснювальної записки і захист магістерської роботи	27.11.19	03.12.19

5. МАТЕРІАЛИ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстровані матеріали, анотація до МКР українською та іноземною мовою.

6. ПОРЯДОК КОНТРОЛЮ ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТУ МКР

Робота приймається на проміжних контрольних перевірках, попередньому захисті та захисті в ДЕК.

7. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1 Дані про патентоспроможність

Не передбачається

8 ОЧІКУВАНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ

Не передбачається

Додаток Б
Вихідні дані

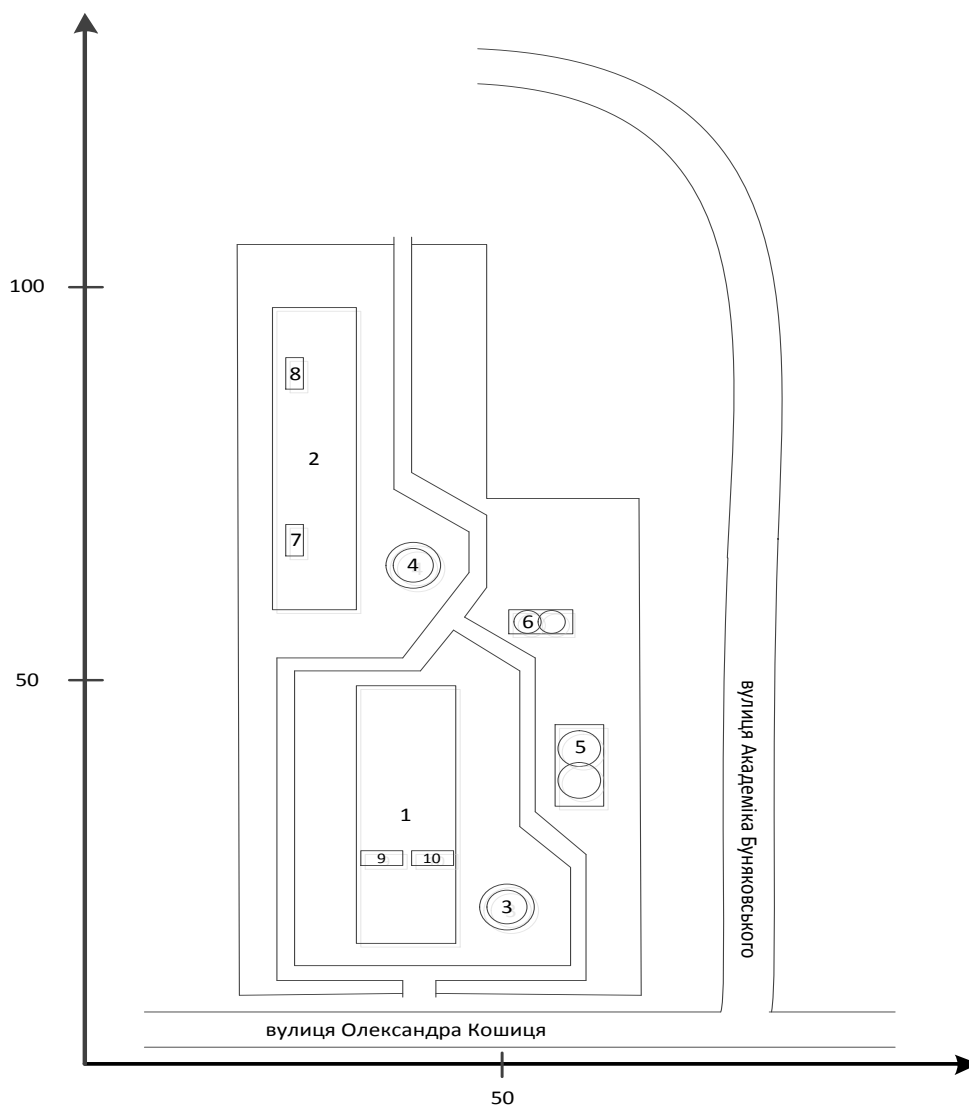


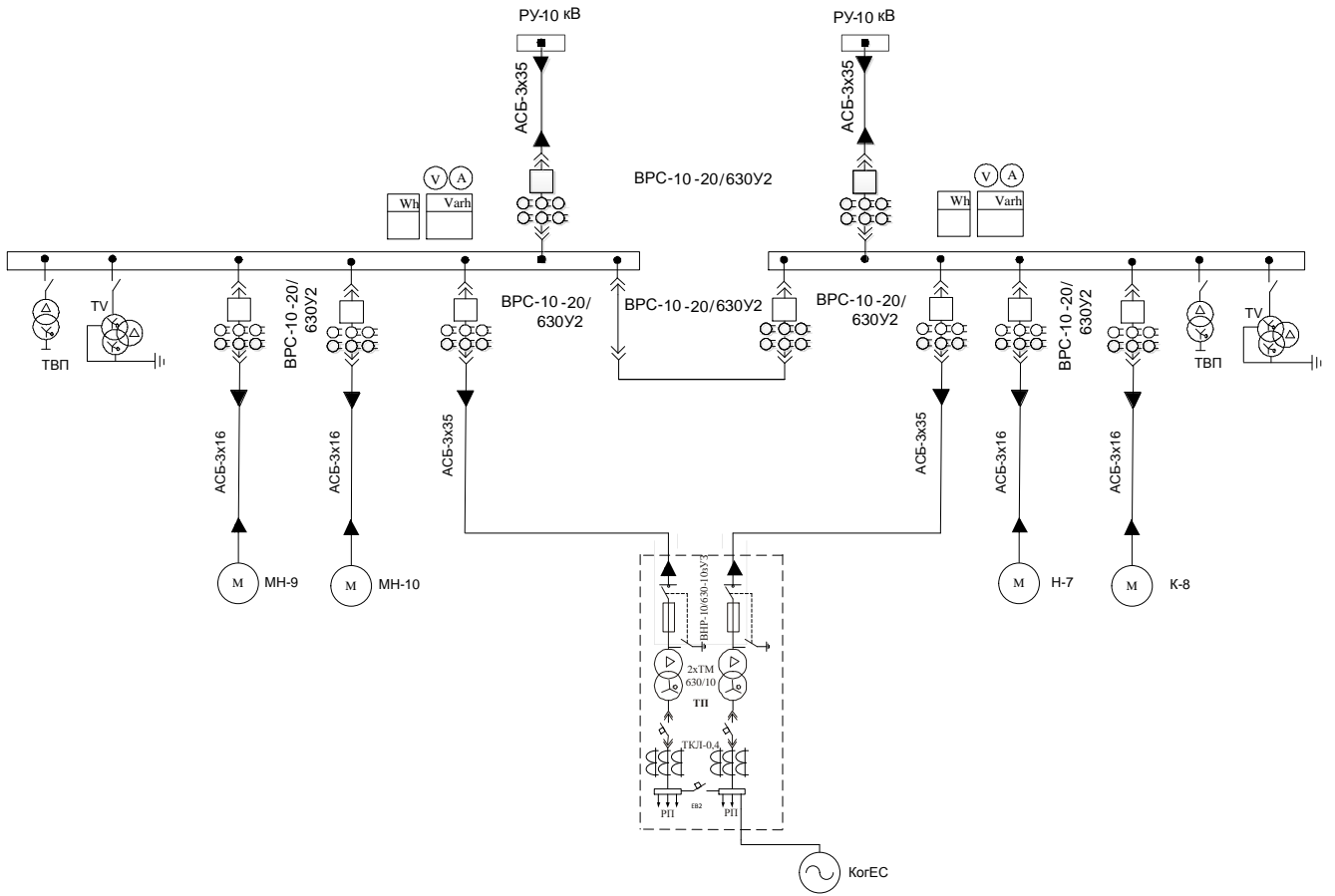
Рисунок Б1- Генплан підприємства

Таблиця Б1 - Відомості про електричні навантаження підприємства

№	Найменування	Рн, кВт
1	Котельня 1	405
2	Котельня 2	380
7	Насосна	125
8	Компресорна	160
6	Субспоживач	63
9,10	Мережний насос	150

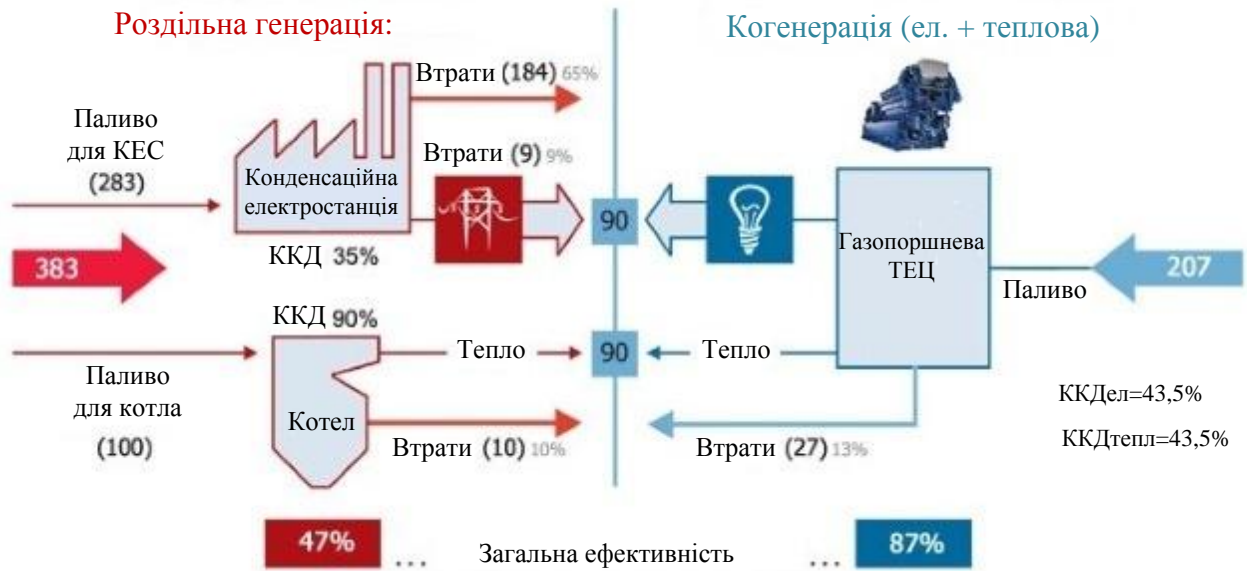
Додаток В

Однолінійна схема системи електропостачання котельні КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» по вул. О. Кошиця, 18



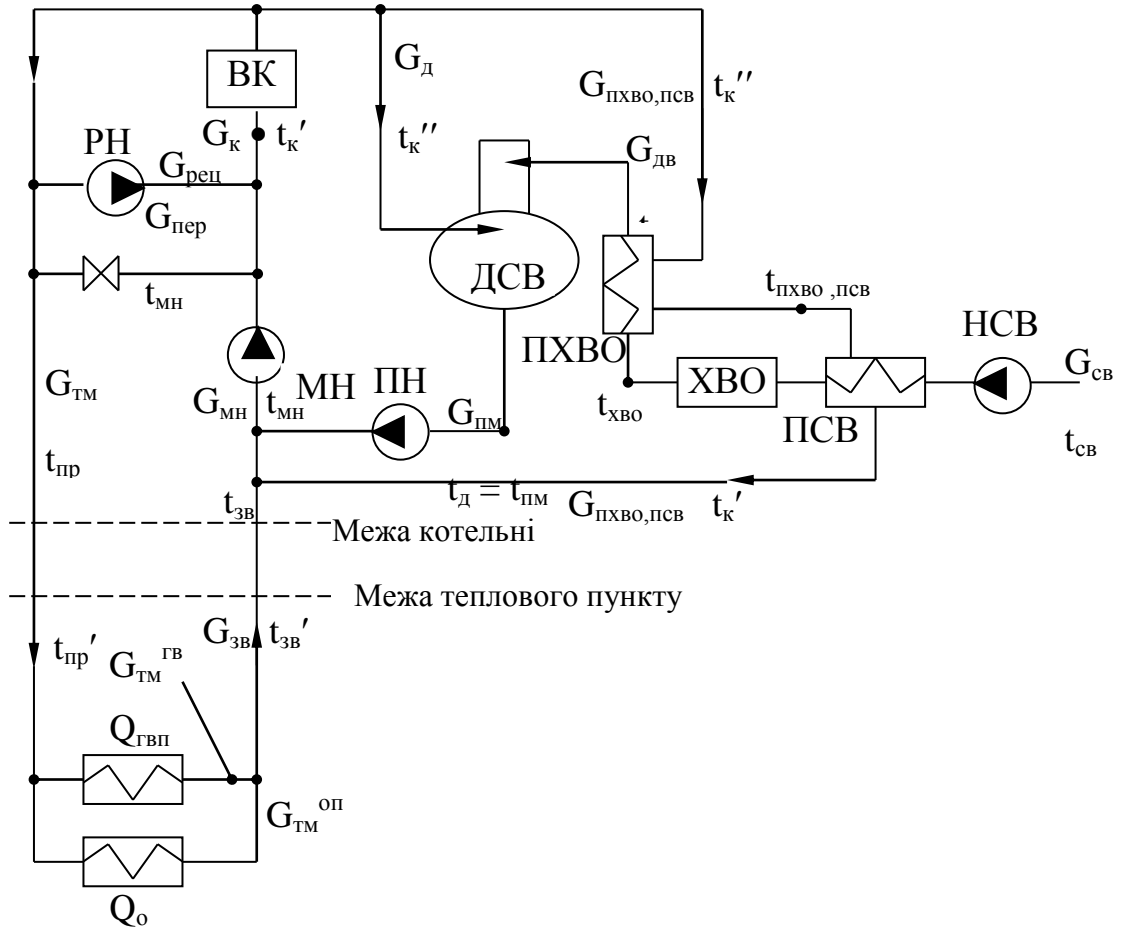
Додаток Г

Порівняння енергетичних потоків при роздільному і комбінованому виробленні енергії (когенерація)



Додаток Д

Принципова теплова схема водогрійної котельні



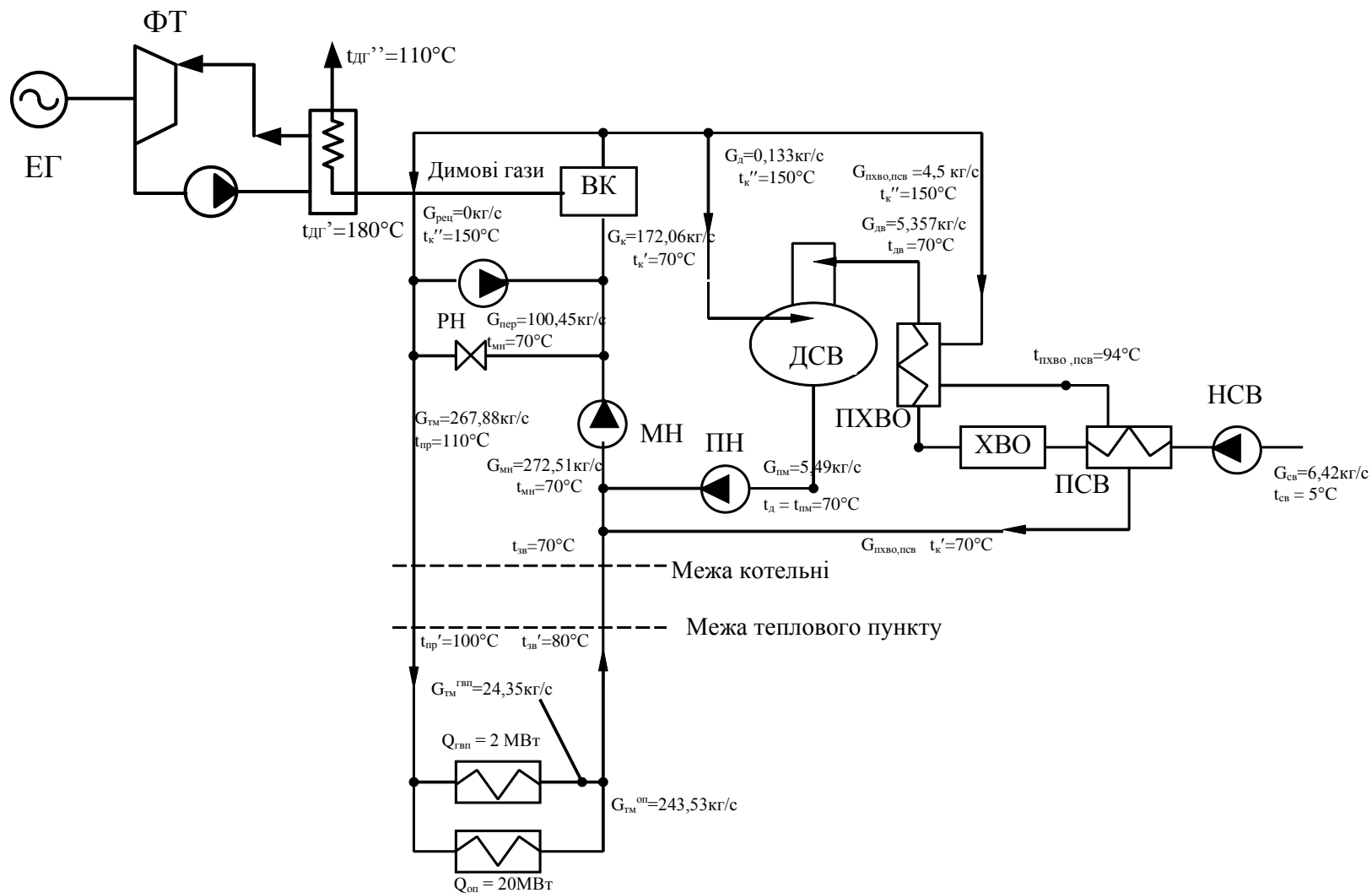
Додаток Е

Результати розрахунків опалювальних режимів котельні

Параметр	Максимально-опалювальний режим	Середньо-опалювальний режим	Літній режим
Витрата мережної води через підігрівник ГВП, кг/с	24,35	24,35	24,35
Витрата мережної води через підігрівник опалення, кг/с	243,53	194,82	0
Витрата мережної води, кг/с	267,88	219,18	24,35
Витрата додаткової води, кг/с	5,357	4,38	0,48
Витрата води з котла на живлення деаератора, кг/с	0,133	0,11	0,01
Витрата підживлювальної води, кг/с	5,49	4,49	0,49
Витрата сирі води, кг/с	6,42	5,26	0,58
Потужність підігрівника після хімводоочистки ПХВО, кВт	1077,4	881,6	97,9
Потужність підігрівника сирі води ПСВ, кВт	403,5	330,6	36,73
Витрата грійної води через послідовно підключені підігрівники ПХВО та ПСВ, кг/с	4,5	3,7	0,41
Температура грійної води після підігрівника ПХВО, °С	94	94	94
Витрата мережної води перед мережним насосом МН, кг/с	272,5	222,9	24,77
Температура води перед мережним насосом, °С	70	70	70
Визначаємо витрату води в лінії перепуску, кг/с	133,9	109,6	12,2
Витрата води в лінії рециркуляції, кг/с	0	0	0
Витрата мережної води в котлі, кг/с	138,6	113,4	12,6
Теплова потужність котельні, МВт	22,29	18,56	2,13
Витрата умовного палива(газа) в котлі, кг/с	1,723	1,41	0,156
Витрата робочого палива(газа) в котлі, м ³ /с	1,498	1,226	0,136
ККД котельні	0,92	0,92	0,92
Витрата газу за час режиму, м ³	3020666	16329250	1098424
Затрати на газ режиму, млн. грн.	36,852	199,217	13,4
Річні затрати на газ, млн.грн.	249,469		

Додаток Ж

Принципова теплова схема водогрійної котельні з фреоновою турбіною



Додаток К

Матеріали роботи

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електротехнічних систем електропостачання та енергетичного менеджменту

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ АУТОНОМНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА
КОТЕЛЬНІ КОМУНАЛЬНОГО ПІДПРИЄМСТВА ВІННИЦЬКОЇ МІСЬКОЇ РАДИ
«ВІННИЦЬКА МІСЬКА ТЕПЛОЕНЕРГІЯ» ПОВУЛИЦІ ОЛЕКСАНДРА КОШИЦЯ

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕМ-18м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
Нечух В.С.
Керівник: к.т.н., доц. Кравець О.М.

Вінниця – 2019 р.

Метою магістерської роботи є зменшення витрат на виробництво теплової енергії у формі гарячої води теплових мереж та гарячого водопостачання за рахунок впровадження автономних джерел електроенергії, що дозволяє виробляти електроенергію і тепло одночасно, що призводить до збільшення ефективності використання палива завдяки більш високому ККД та забезпечення власних потреб котельні в електроенергії.

Для досягнення поставленої мети необхідне рішення наступних завдань:

- визначити основні елементи когенераційної установки;
- визначити різновиди когенераційних установок;
- показати порівняльні характеристики різних типів когенераційних установок;
- показати економічні вигоди.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є котельня та технологічне обладнання, яке входить до її складу.

Предметом дослідження є методи і засоби енергозбереження за допомогою когенераційних установок.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень вирішена наукова задача доцільності використання когенераційних установок.

Продовження додатку К

Загальні відомості про підприємство

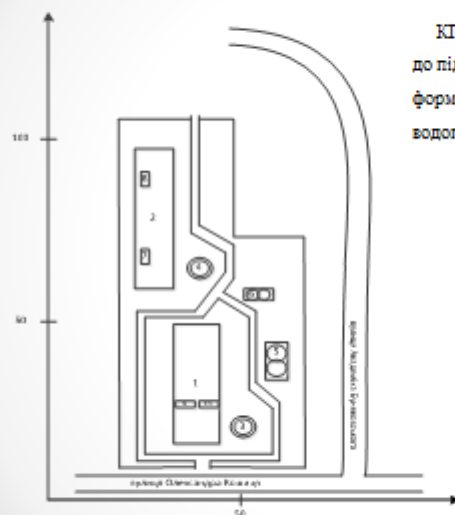


Рисунок 1- Генплан підприємства

КП ВМР «Вінницькийтеплоенерго» відноситься до підприємств з виробництва теплової енергії у формі гарячої води теплових мереж та гарячого водопостачання.

Таблиця 1 - Відомості про електричні навантаження підприємства

№	Найменування	Рн, кВт
1	Котельня 1	405
2	Котельня 2	380
7	Насосна	125
8	Компресорна	160
6	Субспоживач	63
9,10	Мережний насос	150

Енергетичний аудит

Підприємство споживає такі основні енергоносії, як електроенергія, природний газ та вода. В таблиці наведено загальне споживання енергоносіїв та їх вартість.

Енергоносії	Річне споживання	Річні витрати, грн.
Активна електроенергія	3146 тис. кВт·год.	7865000
Реактивна електроенергія	2257,7 квар·год.	112885
Природний газ	18,93 млн. м ³	146802150
Вода	136559 м ³	1132074

Тому, будуть досліджуватись наступні системи:

1) система електропостачання

- споживання активної та реактивної потужності об'єктами котельні;
- споживання активної та реактивної енергії;

2) системи водопостачання та опалення цехів

- використання води;
- використання теплової енергії та газу (для опалення);

3) система освітлення

- використання електроенергії (для живлення освітлювальних установок - виробничих приміщень, зовнішнього освітлення).

Продовження додатку К

Аналіз системи електропостачання

Після аналізу системи електропостачання було вирішено впроваджувати засоби компенсації реактивної потужності. Тому було проведено попередній техніко-економічний розрахунок, який показав, що використання компенсаційної установки знизить не тільки оплату за споживання реактивної електроенергії, а і втрати в лініях і трансформаторах так, як облік електроенергії відбувається зі сторони високої напруги. Тому термін окупності такої установки ще знизиться.

З вище сказаного слідує, що встановлення КУ на підприємстві є доцільним, тому потрібно провести більш точні техніко-економічні розрахунки обґрунтування.

Капіталовкладення, грн	400000
Вартість зникнення втрат електроенергії в трансформаторах, грн	357410
Вартість зникнення втрат електроенергії в кабельних лініях, грн	84805
Вартість зникнення втрат електроенергії спожитої підприємством, грн	405450
Загальна економія, грн	762860
Термін окупності, року	0,524

Аналіз системи освітлення

Після аналізу системи освітлення, було вирішено замінити лампи типу ДРЛ на світлодіодні, що зумовлено значною питомою потужністю системи освітлення, а також тривалістю роботи. Проведено техніко-економічне обґрунтування варіанту модернізації системи освітлення.

Витрати на систему освітлення з лампами типу ДРЛ, грн	123540
Витрати на систему освітлення з світлодіодними лампами, грн	63000
Розрахунковий період визначення витрат в системі освітлення, року	8,3
Зведена до 1 року економія коштів за допомогою заміни ламп типу ДРЛ на світлодіодні, грн	7294
Термін окупності, року	2,5

Продовження додатку К

Аналіз системи опалення

В системі опалення було вирішено провести модернізацію шляхом заміни існуючої системи на опалення з інфрачервоними обігрівачами. Інфрачервоні обігрівачі мають більший ККД, забезпечують економію ПЕР, прості в експлуатації а також прогрівають необхідні ділянки цеху.

Капіталовкладення, грн	320000
Вартість витрат на опалення до модернізації, грн	660000
Вартість витрат на опалення після модернізації, грн	340000
Загальна економія, грн	320000
Термін окупності, року	2,5

Автономні джерела електроенергії

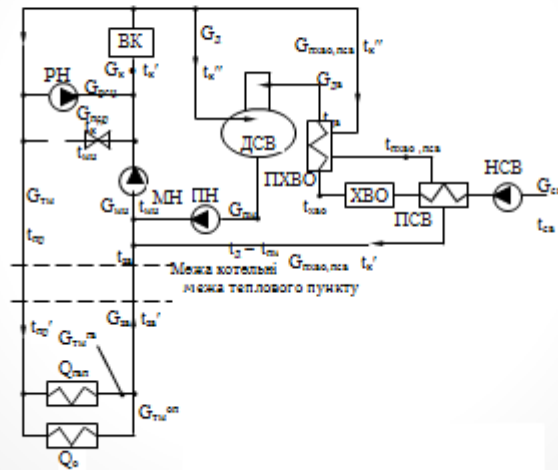
Когенерація – це процес спільного вироблення електричної і теплової енергії.



Продовження додатку К

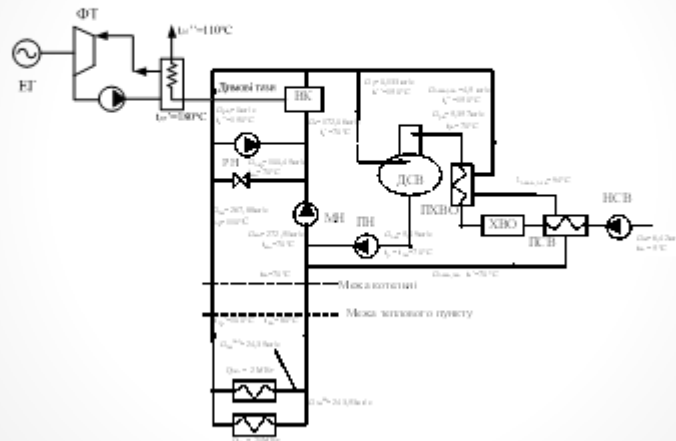
ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ ПІДПРИЄМСТВА ПЕРЕТВОРЕННЯМ ЇЇ В КОГЕНЕРАЦІЙНУ УСТАНОВКУ

Принципова теплова схема водогрійної котельні



Розрахунок модернізованого варіанта котельні шляхом встановлення фреонового турбогенератора

Принципова теплова схема водогрійної котельні з фреоновою турбіною



Продовження додатку К

Розрахунок модернізованого варіанта котельні шляхом встановлення газопоршневого двигуна

В даному розділі розраховано модернізований варіант котельні, на яку встановлюємо газопоршневий двигун заводу «Первомайскдизельмаш» ДвГА-315 з електричною потужністю 315 кВт, тепловою потужністю 450 кВт, ККД електричний 38,6%.

Річна витрата газу на ГПД - 518400 м³/с

Вартість спожитого газу за рік – 6,324 млн.грн/рік

Кількість теплоти, виробленої двигуном – 1170 МВт/рік

Річна вартість проданої теплоти двигуна – 1,810 млн. грн.

Вартість річної електроенергії виробленої на ГПД – 5,733 млн. грн.

Капіталовкладення – 2,2 млн. грн.

Термін окупності – 2,8 року

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ШЛЯХІВ МОДЕРНІЗАЦІЇ КОТЕЛЬНОЇ

Найменування	Ізолюцій	ГПД	ФТ
Теплові навантаження, Мвт:			
Загальне Q _{заг}	22	22	22
Опалення та вентиляції Q _{опал}	20	20	20
Гарячого водопостачання Q _{гвп}	2	2	2
Споживана електрична потужність підприємства, МВт	0,4	0,4	0,4
Річні затрати на паливо, млн.грн	249,46	253,97	249,46
Річні затрати на електроенергію, млн.грн	7,81	2,07	5,94
Річні затрати на паливо та електроенергію, млн.грн	257,28	256,04	255,4
Економія річних затрат на паливо та електроенергію ΔE, млн.грн	-	1,24	1,89
Капіталовкладення, млн.грн	-	2,2	4,8
Приріст чистого прибутку ЧП, млн.грн	-	3,712	0,633
Річний дохід Д, млн.грн	-	3,987	1,233
Чистий дисконтований дохід ЧДД, млн.грн	-	19,074	1,889
Індекс прибутковості ІП	-	9,67	1,39
Внутрішня норма доходу	-	1	0,2
Статичний термін окупності Тост, років	-	2,8	3,83
Граничні капіталовкладення в проект Кгран, млн.грн	-	21,274	6,689

Продовження додатку К

ВИСНОВКИ

В першому розділі магістерської кваліфікаційної роботи було проведено енергоаудит котельні Комунального підприємства Вінницької міської ради «Вінницяміськтеплоенерго». Проаналізовано шляхи підвищення енерговикористання на підприємстві, що направлені на забезпечення надійного та безперебійного електро- та теплопостачання.

В другому розділі було розглянуто два варіанти модернізації котельні шляхом встановлення газопоршневого двигуна та фреонового турбогенератора. Газопоршневий двигун являє собою когенераційну установку, яка споживає природний газ, кінцевим продуктом якої є електрична енергія. Також дана установка частково підігріває енергоносії перед водогрійним котлом, що збільшує його ККД. Другим варіантом є когенераційна установка на базі фреонового турбогенератора, який для перетворення теплової енергії НВЕР в ОРС контурі в механічну і далі в електричну відбувається з використанням органічного робочого тіла в замкнутому контурі.

В третьому розділі була розрахована теплова схема котельні по вул. О. Кошиця, 18 КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» з водогрійним котлом, для трьох режимів, а саме максимально-опалювального, середньо-опалювального та літнього. Проектним рішенням у виборі шляхів модернізації є встановлення газопоршневого двигуна та фреонового турбогенератора. Було проведено розрахунок запропонованих варіантів модернізації котельні. Результатом проектного розрахунку є встановлення газопоршневого двигуна. Після проведення техніко-економічних розрахунків визначено, що економічна ефективність від впровадження модернізації склала 1,219 млн.грн/рік. Термін окупності капіталовкладень на газопоршневий двигун становить 2,8 року.

В четвертому розділі було здійснено розрахунок собівартості електроенергії на КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго». Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства склала 1469,1 тис.грн. Витрати по заробітній платі експлуатаційного персоналу склали 162922,3 грн. Витрати по заробітній платі ремонтного персоналу – 32966,3 грн. Величина собівартості електроенергії склала 320,52 коп./кВт·год.

В п'ятому розділі було розглянуто такі питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях, як технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії, електробезпека, технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта, безпека у надзвичайних ситуаціях.

Дякую за увагу!

					08-17.МКР.005.00.000 ГЧ			
					Аналіз енергоефективності автономних джерел електроенергії на котельні Комунального підприємства Вінницької міської ради «Вінницяміськтеплоенерго» по вулиці Олександра Кошиця	Літер.	Маса	Маштаб
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата				
Розробив	Нечуя В.С.							
Перевірив	Кравець О.М.					Аркуш		Аркушів
Рецензент						ВНТУ гр. ЕМ-18м		
Н.контр	Войтюк Ю.П.							
Затвердив	Бурбело М.Й.							