

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 ПОТЕНЦІЙНИХ ШЛЯХІВ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ЗА  
РАХУНОК ЗАСОБІВ ЧАСТОТНО-РЕГУЛЬОВАНОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДУ НА  
ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ-4 КОМУНАЛЬНОГО ПІДПРИЄМСТВА  
ВІННИЦЬКОЇ МІСЬКОЇ РАДИ «ВІННИЦЯМІСЬКТЕПЛОЕНЕРГО»

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕМ-18м

Спеціальність 141 «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва)

Освітня програма «Енергетичний  
менеджмент»

(назва)

Поліщук Р. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доц. Кравець О. М.

(прізвище та ініціали)

Рецензент \_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

# 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**

Поліщуку Роману Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи АНАЛІЗ ПОТЕНЦІЙНИХ ШЛЯХІВ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ЗА РАХУНОК ЗАСОБІВ ЧАСТОТНО-РЕГУЛЬОВАНОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДУ НА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ-4 КОМУНАЛЬНОГО ПІДПРИЄМСТВА ВІННИЦЬКОЇ МІСЬКОЇ РАДИ «ВІННИЦЯМІСЬКТЕПЛОЕНЕРГО»

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 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ

3 АНАЛІЗ ПОТЕНЦІЙНИХ ШЛЯХІВ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ

ЧАСТОТНО-РЕГУЛЬОВАНОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДУ НА ТЕЦ-4

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		
Нормконтроль	Войтюк Ю. П., к.т.н., ст. викл., каф. ЕСЕЕМ		

7. Дата видачі завдання « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 року.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Енергетичний аудит об'єкту дослідження	05.09.19	виконав
2	Підвищення ефективності централізованого теплопостачання шляхом використання теплонасосної установки	06.10.19	виконав
3	Аналіз потенційних шляхів енергозбереження за допомогою частотно-регульованого електроприводу на ТЕЦ-4	26.10.19	виконав
4	Економічна частина роботи	21.11.19	виконав
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	27.11.19	виконав

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

Поліщук Р.В.  
(прізвище та ініціали)

Кравець О.М.  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Поліщук Р. В. Аналіз потенційних шляхів енергозбереження за рахунок засобів частотно-регульованого електроприводу на теплоелектроцентралі-4 Комунальне підприємство Вінницької міської ради «Вінницяміськтеплоенерго». Магістерська кваліфікаційна робота. Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Вінниця: ВНТУ, ФЕЕЕМ, кафедра ЕСЕЕМ, 2019. – 138 с.

В даній роботі було проведено енергетичний аудит ТЕЦ-4 КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго», розроблено заходи з енергозбереження: шляхом заміни ламп освітлення, використання конденсаторних установок та автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії. Проведено розрахунок теплової схеми та розроблені шляхи енергозбереження за допомогою впровадження теплонасосної установки. Проаналізовано шляхи енергозбереження за допомогою частотно-регульованого електроприводу. Виконано розрахунки з економіки та розроблені норми з охорони праці і безпеки у надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: енергозбереження, конденсаторні установки, освітлення, електропостачання, перетворювачі частоти, теплонасосні установки.

## ABSTRACT

Polishchuk R.V. Analysis of potential ways of energy saving at the expense of means of frequency-regulated electric drive at the thermal power plant-4 Municipal enterprise of Vinnytsia city council "Vinnitsyamiskteploenergo". Master's qualification work. Master's qualification work. Specialty 141 - Electricity, electrical engineering and electromechanics. - Vinnytsia: VNTU, FEEM, Department of ECEM, 2019. - 138 p.

In this work, an energy audit of the TPP-4 of the ME VCC "Vynnytsyamiskteploenergo" energy audit was carried out, energy saving measures were developed: by replacement of lighting lamps, use of condenser units and an automated system of commercial accounting of electricity. The thermal scheme has been calculated and energy saving ways have been developed through the introduction of a heat pump installation. The ways of energy saving are analyzed with the help of frequency-controlled electric drive. Economics calculations have been made, and occupational health and safety standards have been developed.

Keywords: energy saving, capacitor installations, lighting, power supply, frequency converters, heat pump installations.

Drawings – 19

Tables – 43

Bibliographies - 43

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	9
1. РОЗДІЛ 1. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ ОБ'ЄКТУ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	11
1.1 Попереднє отримання інформації про об'єкт ЕА.....	11
1.2 Оброблення інформації про використання ПЕР.....	20
1.2.1 Інформація необхідна для аналізу ефективності вибору системи компенсації реактивної потужності у КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго».....	20
1.2.2 Інформація, що необхідна для перевірки ефективності вибору системи опалення та водопостачання на підприємстві.....	22
1.2.3 Інформація, що необхідна для перевірки ефективності вибору системи освітлення на підприємстві.....	23
1.2.4 Побудова та аналіз характеристик режимів споживання ПЕР...	23
1.2.5 Складання та аналіз паливно-енергетичних балансів.....	23
1.2.6 Визначення питомих норм споживання ПЕР.....	25
1.3 Розроблення і обґрунтування рекомендацій щодо підвищення ефективності використання ПЕР у КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго»...	26
1.3.1 Техніко-економічний аналіз заходів з підвищення економії ПЕР на об'єкті.....	26
1.3.2 Перевірка ефективності системи освітлення.....	34
1.3.3 Підвищення ефективності системи опалення приміщень підприємства (інфрачервоні обігрівачі).....	37
Висновки до розділу 1.....	40
2. РОЗДІЛ 2. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ .....	42
2.1 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ для максимальнозимовго опалювального, середнього опалювального, і літнього періодів.....	44
2.2 Розрахунок техніко-економічних показників ТЕЦ.....	49

2.3 Техніко-економічний розрахунок встановлення ТНУ.....	54
2.4 Підвищення ККД котла парогенератора ТЕЦ-4 встановленням водоводяного теплообмінника.....	62
2.5 Розрахунок техніко-економічних показників.....	73
Висновки до розділу 2.....	77
3. РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ ПОТЕНЦІЙНИХ ШЛЯХІВ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ЧАСТОТНО-РЕГУЛЬОВАНОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДУ НА ТЕЦ-4.....	79
Висновки до розділ 3:.....	84
4. РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	86
4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання.....	86
4.2 Розрахунок поточних витрат.....	91
4.2.1 Розрахунок потреби в робочій силі.....	91
4.2.2 Планування вартості матеріалів, що витрачаються.....	99
4.2.3 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат.....	101
4.3 Розрахунок собівартості електроенергії.....	103
4.3.1 Розрахунок річного споживання і витрат електроенергії. Розрахунок оплати за електроенергію.....	103
4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії.....	107
Висновки до розділу 4.....	109
5. РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	111
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	112
5.1.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації робочого місця.....	112
5.1.2 Електробезпека.....	113
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	115
5.2.1 Мікроклімат.....	115
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	117
5.2.3 Виробниче освітлення.....	118
5.2.4 Виробничий шум.....	119

5.2.5 Виробничі вібрації.....	120
5.2.6 Психофізіологічні фактори.....	121
5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи ТЕЦ-4 з системою управління частотно-регульованим електроприводом в умовах дії зарозсинників.....	124
5.3.1 Дослідження стійкості роботи, електричної частини ТЕЦ-4 з системою управління частотно-регульованим електроприводом в умовах дії ЕМВ.....	125
5.3.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ-4 з системою управління частотно-регульованим електроприводом в умовах дії ЕМП.....	127
5.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ТЕЦ-4 з системою управління частотно-регульованим електроприводом.....	128
Висновок до розділу 5.....	130
ВИСНОВКИ .....	131
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	133
ДОДАТКИ .....	138



## ВСТУП

Актуальність теми. Тема магістерської кваліфікаційної роботи є актуальною так, як в нашій державі частіше всього в комунальних підприємствах використовують найбільш прості, але в той же час економічно найменш ефективні способи управління насосними установками, такі, як регулювання подачі води заслінкою. Одним із найбільш ефективних способів економії електроенергії в насосних установках, працюючих з перемінними навантаженнями являється впровадження частотно-регульованого електроприводу. Але в більшості насосних установок, застосована система стабілізації тиску на виході з насосу за допомогою напірного колектора. Ступінь використання потенціалу енергозбереження, при цьому, становить не більше 15-30%, що приводить до того, що більша його частина навіть після встановлення регульованого приводу залишається незатребуваною, не дивлячись на значні витрати на його покупку, монтаж і наладку. Саме тому в магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто кілька потенційних шляхів енергозбереження за рахунок засобів частотно-регульованого електроприводу.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Магістерська кваліфікаційна робота виконана в межах наукових досліджень, що проводяться кафедрою електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту Вінницького національного технічного університету. Автор брав участь у виконанні робіт як виконавець.

Мета і задачі дослідження. Метою даної роботи є зменшення витрат електроенергії в насосних установках, та збільшення терміну їх експлуатації за рахунок впровадження частотно-регульованого електроприводу на комунальному підприємстві ТЕЦ-4.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі:

- вивчити основні елементи частотно-регульованого електроприводу;
- вивчити різні способи підключення частотно-регульованого електроприводу;

- показати порівняльні характеристики різні способів підключення частотно-регульованого електроприводу;
- показати економічні вигоди.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є теплоелектроцентральної №4 та яке технологічне обладнання яке входить до нього.

Предметом дослідження є методи і засоби енергозбереження за допомогою частотно-регульованого електроприводу.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використанні закони електро- та теплотехніки.

Наукова новизна отриманих результатів. Запропоновано нову схему регулювання електроприводом, по груповій (каскадній) схемі.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень вирішена наукова задача доцільності використання частотно-регульованого електроприводу.

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 науково-технічній конференції факультету електроенергетики та електромеханіки.

Публікації. Результати опубліковані в збірнику праць XLVIII науково-технічної конференції факультету електроенергетики та електромеханіки. [1]

Структура та обсяг роботи. Робота складається зі вступу, шести розділів, списку літератури з 41 найменувань. Основний зміст викладено на 138 сторінках друкованого тексту, містить 19 рисунків, 43 таблиць.

## РОЗДІЛ 1

### ЕНЕРГЕТИЧНИЙ УДИТ ОБ'ЄКТУ ДОСЛІДЖЕННЯ

На сьогодні конкурентноспроможність промислових підприємств неабияк, залежить від енергоємності продукції яку вони випускають. Так, як вартість енергоносіїв невинно зростає, а в Україні дефіцит власних енергоресурсів, тому підприємству необхідно раціонально використовувати енергоносії і підвищувати енергоефективність існуючого обладнання. Так, як технічний стан енергетичного обладнання, його зношеність або несправність, напряму впливає на ефективність його експлуатації. Тому потрібна якісна технічна експлуатація енергетичного устаткування.

Розробимо план проведення дослідження енергоаудиту.

#### 1.1 Попереднє отримання інформації про об'єкт ЕА

Інформація про підприємство:

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

2. Юридична адреса замовника та контактна інформація

вул. Магістратська , 2

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» основане 1970-го року. На разі КП "Вінницяміськтеплоенерго" утримує 39 газових котелень і одну ТЕЦ. З них, 19 котелней мають потужність до 3 Гкал/год, 10 котелней потужністю від 3 до 20 Гкал/год, 4 котельні потужністю від 20 до 100 Гкал/год, 3 котельні та 1 ТЕЦ

потужністю більше 100 Гкал/год. Котельні працюють на газу є можливість експлуатації на мазуті, але устаткування на даних котельнях застаріло тому мають дещо низький ККД.

Температурний графік найбільш потужних котельних – 110/70°С, решти котельних – 95/70°С.

## 5. Загальні дані про системи підприємства, на яких використовується ПЕР

На підприємстві діють такі системи: система електропостачання, система теплопостачання, система водопостачання та каналізації, система освітлення.

### Система електропостачання:

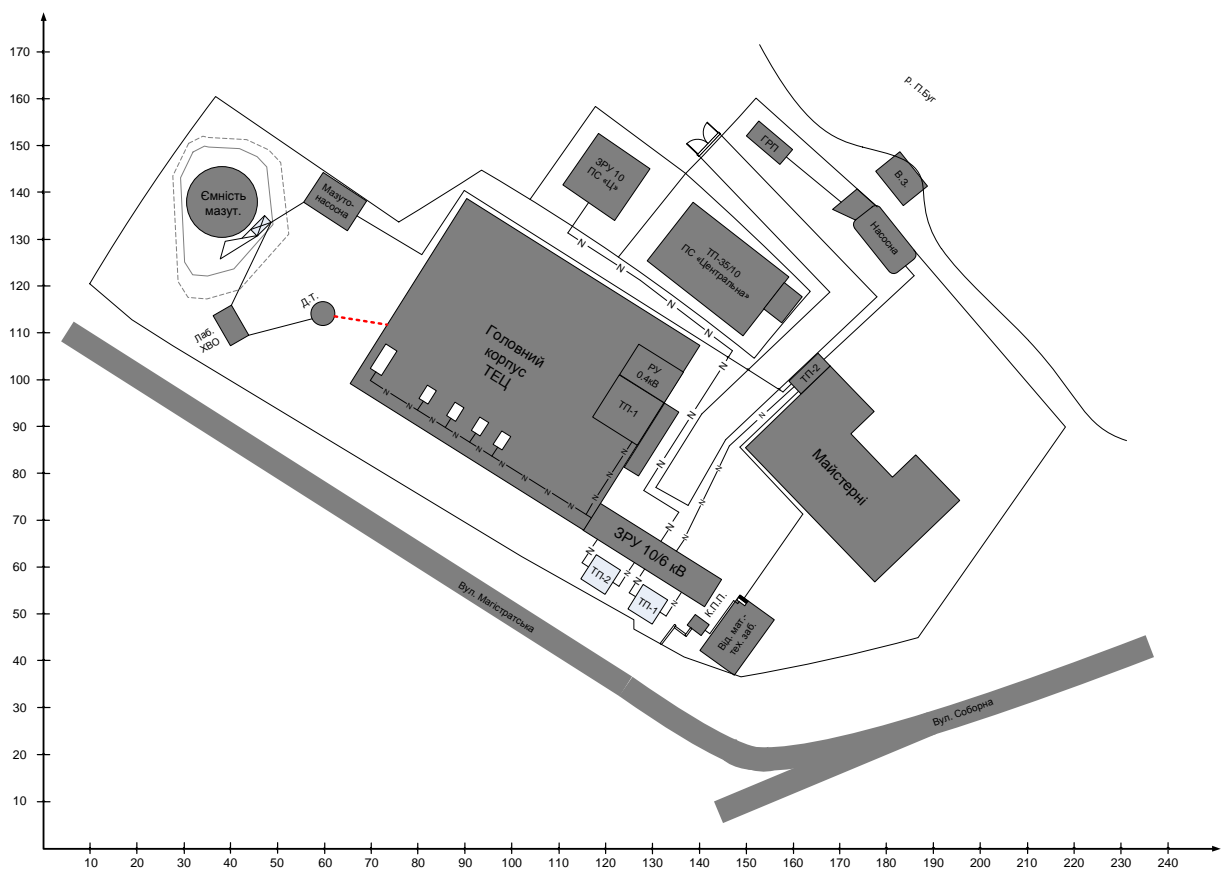


Рисунок 1.1 – Генеральний план підприємства

В систему електропостачання входять лінії електропередач (повітряні і кабельні) та підстанції. На підприємстві відсутня система компенсації реактивної потужності та контроль за використанням встановленої потужності.

На рис. 1.1 зображено план розташування споруд підприємства, а в табл. 1.1 вказано значення встановлених потужностей об'єктів електроспоживання підприємства.

Таблиця 1.1 – Встановлені потужності об'єктів електроспоживання підприємства

№	Найменування	Рн, кВт
1	Головний корпус ТЕЦ	1621
2	Закритий розподільчий пристрій	2
3	Насосна	150
4	Мазутонасосна	57
5	Лабораторія ХВО	2
6	Адмінбудинок з майстернями	223
7	Відділ матеріально-технічного забезпечення	8
8	Газовий розподільчий пристрій	0,5
9	Контрольно-пропускний пункт	2

В табл. 1.2 наведено опис основних електричних навантажень цеху.

Таблиця 1.2 – Електроприймачі навчального закладу

№	Найменування об'єкта	Найменування електроприймачів
1	2	3
1	Головний корпус ТЕЦ	Освітлення, сольовий насос, рециркуляційний насос, підживлювальний насос, насос промивки фільтрів, кран, перекачувальний насос, зварювальний пост, підвищувальний насос, пальник, димосос.
2	Закритий розподільчий пристрій	Освітлення.
3	Насосна	Освітлення, насоси.
4	Мазутонасосна	Освітлення, насоси.
5	Лабораторія ХВО	Освітлення.

6	Адмінбудинок з майстернями	Освітлення, вентилятори, станки.
---	----------------------------	----------------------------------

Продовження таблиці 1.1

7	Відділ матеріально-технічного забезпечення	Освітлення, вентилятори.
8	Газовий розподільчий пристрій	Освітлення.
9	Контрольно-пропускний пункт	Освітлення.

Система теплопостачання (опалення):

Система опалення являє собою котельню для виробництва теплової енергії.

Система освітлення:

В приміщеннях велика кількість газорозрядних ламп.

Система водопостачання:

Вода на підприємстві використовується з річки Південний Буг.

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 – 20 осіб.

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

Підприємство споживає такі енергоносії, як вода, електроенергія та природний газ. Дані про використання вказаних ПЕР подано в табл. 1.3 та 1.4.

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

Енергоносій	Річне споживання	Річні витрати, грн.
Активна електроенергія	2646 тис. кВт·год.	6615000
Реактивна електроенергія	1957,7. квар·год.	104002,8

Природний газ	37,43 млн. м <sup>3</sup>	45594789,28
Вода	257965 м <sup>3</sup>	2138529,85

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 <sup>3</sup>
Січень	1231201	176720	8,80
Лютий	1355358	233759	6,55
Березень	1241701	183020	3,74
Квітень	1238416	181049	1,50
Травень	1184397	158638	1,31
Червень	184100	152460	0,94
Липень	106072	95643	1,68
Серпень	1101663	80997	1,12
Вересень	1152990	123794	1,50
Жовтень	1280896	194537	1,12
Листопад	1280420	194252	3,56
Грудень	1288786	182827	5,61
Разом	12646000	1957700	37,43

10. Система тарифів на енергоносії, КП ВМР "ВМТЕ" сплачує на водопостачання – 8,29 грн.за 1 куб.м, на водовідведення – 3,90 грн.за 1 куб.м.

Розрахунок за реактивну електроенергію встановлюється відповідно до методики розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами [12].

11. Наявність і характеристика систем обліку та контролю енергоспоживання

Система комерційного обліку електроенергії являє собою електронний трифазний лічильник активної та реактивної енергії. Лічильник приєднаний трансформаторів напруги та струму, які встановленні на шинах ЦРП підприємства з напругою 10 кВ. Технічний облік представлений такими ж лічильниками, які приєднані до шин розподільчого пристрою високої напруги двох заводських трансформаторних підстанцій.

12. Інформація про енергетичні аудити підприємства, що були проведені раніше

Енергетичні аудити на підприємстві раніше не проводились.

Аналіз попередньо отриманої інформації

1. Підприємство спеціалізується на виготовляєтні певного виду продукції, це дає можливість розрахувати норми використання паливно-енергетичних ресурсів і порівняти їх з нормами подібних підприємств, а також визначити можливість зменшення використання ПЕР після впровадження запропонованих заходів по енергозбереженню.

2. Системи обліку та контролю енергоспоживання електроенергії являють собою лічильники активної та реактивної енергії на ввіді центрального розподільчого пристрою підприємства. На ТЕЦ використовуються лічильники технічного обліку. А отже немає потреби встановлювати додаткові засоби контролю та обліку енергоносіїв. Є потреба впровадження системи енергетичного менеджменту на підприємстві, так як вона відсутня. На об'єкті дослідження використовуються аналогові лічильники, тому виникає потреба в їх перевірці і вразі їх неефективності проведення заміни на електронні.

3. На об'єкті відсутній контроль споживання електроенергії обладнанням відносно їх встановлених потужностей, тому потрібно проаналізувати доцільність впровадження приладового контролю, який допоможе зекономити енергоносії.

4. Аналіз систем з використанням ПЕР.

Підприємство можливо умовно поділити на такі системи: електропостачання, опалення, освітлення.

Поділ систем на підсистеми (з зазначенням результатів аналізу).

Система електропостачання :

- Підсистема вироблення енергії: турбогенератор, трансформатор (зниження втрат електроенергії за умов використання КРП).



- Підсистема розподілу, перетворення і передачі енергії: лінії електропередач (зниження втрат в лініях після КРП).
- Підсистема навантаження: електроприводи виробничих машин (зниження споживання реактивної енергії внаслідок КРП, визначення коефіцієнтів завантаження та оптимізація завантаження електроприводів).

#### Система опалення:

- Підсистема вироблення енергії: котел (утилізація мазуту, інших відходів що дасть змогу економити 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, напр. інфрачервоні обігрівачі).

#### Система освітлення:

- Підсистема вироблення енергії: трансформатор (зниження втрат електроенергії за умов використання КРП).
- Підсистема розподілу, перетворення і передачі енергії: лінії електропередач (рівномірне розподілення світильників між фазами).
- Підсистема навантаження: світильники з лампами розжарювання (в адміністративному корпусі, сходових клітинах та деяких інших місцях підприємства), газорозрядні лампи (в складському приміщенні, в системі зовнішнього освітлення), (перевірка ефективності реалізації систем освітлення з іншими типами ламп).

#### Можливі заходи з енергозбереження:

Проаналізувавши попередню інформацію підприємства можна запропонувати такі заходи:

1. Аналіз нижчезапропонованих заходів з енергозбереження, визначення ефективності від їх впровадження.

2. Аналіз ефективності від встановлення та використання установок КРП.

3. Аналіз ефективності заміни ламп розжарювання та люмінесцентних ламп на лампи світлодіодні.

4. Аналіз ефективності системи опалення в адміністративних будівлях і заміни її на систему інфрачервоного опалення в кожному корпусі.

5. Аналіз ефективності встановлення перетворювачів частоти напруги для електропостачання двигунів насосів котельні,

Попередній аналіз запропонованих заходів з енергозбереження:

1. Підприємство споживає реактивну енергію обсягом  $W_p = 1957700,6$  квар·год., за яку сплачує  $C = 104002,8$  грн.

Максимальне півгодинне споживання реактивної енергії складає 1957 квар, , тому пропонується встановлення компенсуючої установки . Вартість установки КРП, потужністю 1957 квар, із всіма витратами на введення в експлуатацію, складає близько  $B_{KY} = 350$  тис. грн. Просим термін окупності компенсаційної установки складе:

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

$$T = \frac{350000}{104002,8} = 3,36 \text{ (року)}.$$

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.

- Нині йде тенденція заміни старих ламп розжарювання або ламп типу ДРЛ на світлодіодні тому вони є більш економічно вигіднішими. Тому необхідно провести техніко-економічне обґрунтування системи освітлення, зокрема аналіз ефективності заміни ламп типу ДРЛ в адміністративному корпусі.
- В великих приміщеннях з невеликою кількістю працівників велика частина площі обігривається неефективно системою водяного опалення. Тому доцільно в таких випадках встановлювати системи локального обігріву, однією із таких є інфрачервоні обігрівачі.
- Практика показує, що в насосних установках систем опалення для регулювання швидкості приводів насосів є доцільним використання перетворювачів частоти порівняно з використанням засувки, що забезпечує економію електроенергії (10-30%).

#### Попередній звіт

Попередньою перевіркою у КП ВМР «Вінницьміськтеплоенерго» було отримано такі дані:

Підприємство працює у сфері комунальних послуг теплопостачання, споживає електричну енергію, газ, воду. Великий обсяг споживання припадає на виробничі механізми з асинхронними двигунами, котли, освітлювальні установки.

Підприємство витрачає велику частку коштів на оплату споживання електричної енергії. Вартість 1 кВт·год. активної енергії становить 2,5 грн., а підприємство споживає близько 2646000 кВт·год. активної та 1957700,6 квар·год. реактивної електроенергії за рік, тому актуальним є впровадження засобів компенсації реактивної енергії. За попередніми розрахунками використання КРП дозволить підприємству економити щороку понад 100000 грн., а термін окупності компенсаційної установки складе менше 4 років.

Також пропонується приділити увагу системі освітлення, а саме замінити в більшості приміщень старі лампи розжарювання і ДРЛ лампи на світлодіодні. Це

приведе до сутєвої економії в системі освітлення, оскільки світлодіодне освітлення при тих самих освітлювальних характеристиках має нижчі витрати електричної енергії.

В водяній системі теплопостачання рекомендується провести модернізацію водяної системи опалення корпусів. Тому, що стіни приміщень на даний момент не утеплені, це веде до великих втрат теплової енергії на обігрів зовнішнього простору.

В системі теплопостачання великі втрати також припадають на насосні установки. В насосних установках використовується нерегульований електропривід, регулювання подачі води відбувається за допомогою засувки. Практика показує в таких випадках, високу ефективність використання перетворювачів частоти, які здійснюють плавне і економічне регулювання швидкості обертання двигунів – приводів насосів. Таке рішення дозволяє економити до 30% електроенергії.

З огляду на вище сказане, буде доцільним проведення енергоаудиторської перевірки з метою визначення міри ефективності вказаних заходів з енергозбереження.

План проведення енергетичного аудиту КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго».

Прийнято, що досліджуватись будуть:

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

## 1.2 Оброблення інформації про використання ПЕР

1.2.1 Інформація, необхідна для аналізу ефективності вибору системи компенсації реактивної потужності у КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго».

Реальні середні потужності (табл. 1.5), що отримані на основі аналізу їх роботи:

Таблиця 1.5 – Середні потужності та річний обсяг спожитих активної та реактивної енергій цехами підприємства

№	Найменування об'єкта	$P_c$ , кВт	$W_a$ , кВт·год.	$Q_c$ , квар	$W_p$ , квар·год.
1	Головний корпус ТЕЦ	1621	9726000	1451	8706000
2	Закритий розподільчий пристрій	2	12000	0,7	4200
3	Насосна	150	900000	128	768000
4	Мазутонасосна	57	342000	44	264000
5	Лабораторія ХВО	2	12000	0,7	4200
6	Адмінбудинок з майстернями	223	1338000	201	1206000
7	Відділ матеріально-технічного забезпечення	8	48000	4	24000
8	Газовий розподільчий пристрій	0,5	3000	0,32	1920
9	Контрольно-пропускний пункт	2	12000	0,7	4200

В табл. 1.6 вказано такі величини:

$W_a$ ,  $W_p$  – річне використання відповідно активної та реактивної електроенергії  
(для кожного об'єкта енерговикористання;

$P_c$ ,  $Q_c$  – середні, відповідно, активна та реактивна потужності об'єктів підприємства за рік, що визначаються за виразами:

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

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

де  $T_p$  – час роботи підприємства за рік (6000 год.).

- Середній тариф за електроенергію – 2,5 грн./(кВт·год.);
- Параметри трансформаторів для аналізу – на даний момент на підприємстві встановлено 1 підстанції потужністю 2×400 кВА, 1 підстанції потужністю 2×1000 кВА, 1 підстанції потужністю 2×2500 кВА, що живляться кабельними лініями від ЗРУ 10 кВ;
- Параметри існуючих ліній електропередачі (табл. 1.6);

Таблиця 1.6 – Існуючі лінії електропередачі на підприємстві

Лінія	Провідник	Довжина, м
ДЖ-ЗРУ	АСБ-10 3х70	120
ЗРУ - ТП1	АСБ-10 3х70	20
ЗРУ – ТП2	АСБ-6 3х70	70
ЗРУ – ТП3	АСБ-6 3х10	70

1.2.2 Інформація, що необхідна для перевірки ефективності вибору системи опалення та водопостачання на підприємстві

Річне споживання теплової енергії та води структурними підрозділами підприємства наведено в табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Відомості про річне споживання теплової енергії та води підприємством

№	Найменування об'єкта	Теплова енергія, Гкал	Вода, м <sup>3</sup>
1	Головний корпус ТЕЦ	595	30012
2	Закритий розподільчий пристрій	10	0
3	Насосна	185	9033
4	Мазутонасосна	285	8760
5	Лабораторія ХВО	320	28270
6	Адмінбудинок з майстернями	430	12345
7	Відділ матеріально-технічного забезпечення	180	7820
8	Газовий розподільчий пристрій	10	0
9	Контрольно-пропускний пункт	10	0

### 1.2.3 Інформація, що необхідна для перевірки ефективності вибору системи освітлення на підприємстві

Середній час роботи системи освітлення за рік складає  $T_p = 3000$  год.

Тариф на активну електроенергію  $B_w = 2,5$  грн./(кВт·год.).

В одному з відділень приміщення, площею  $400 \text{ м}^2$ , використовується 60 люмінесцентних ламп потужністю 100 Вт кожна. Середній річний час роботи системи освітлення складає  $T_p = 3000$  год.

### 1.2.4 Побудова та аналіз характеристик режимів споживання ПЕР

Споживання газу КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» вказує на необхідність дослідження характеристик споживання цього ПЕР. На рис. 1.2 показано діаграму споживання газу протягом року. Із діаграми видно, що споживання газу в зимовий період в десять разів перевищує літнє споживання. Тому, виникає необхідність в перевірці ефективності системи опалення, в якій використовується газ.

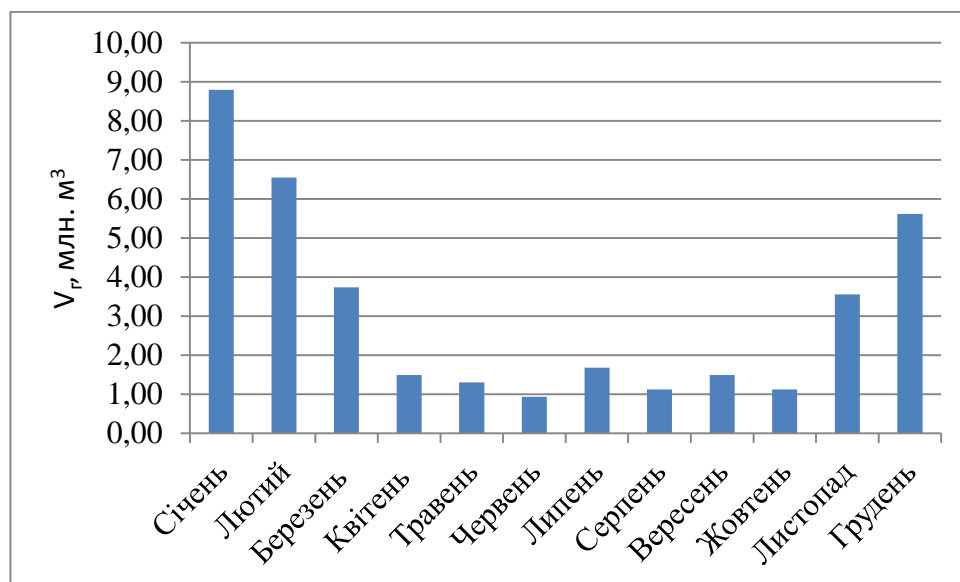


Рисунок 1.2 – Річне споживання газу підприємством за 2017 рік

### 1.2.5 Складання та аналіз паливно-енергетичних балансів

На основі даних про споживання ПЕР на підприємстві за 2017 рік (див. табл. 1.6, 1.8) побудовано паливно-енергетичні баланси, що демонструють розподіл ПЕР по цехах і показують величину втрат.

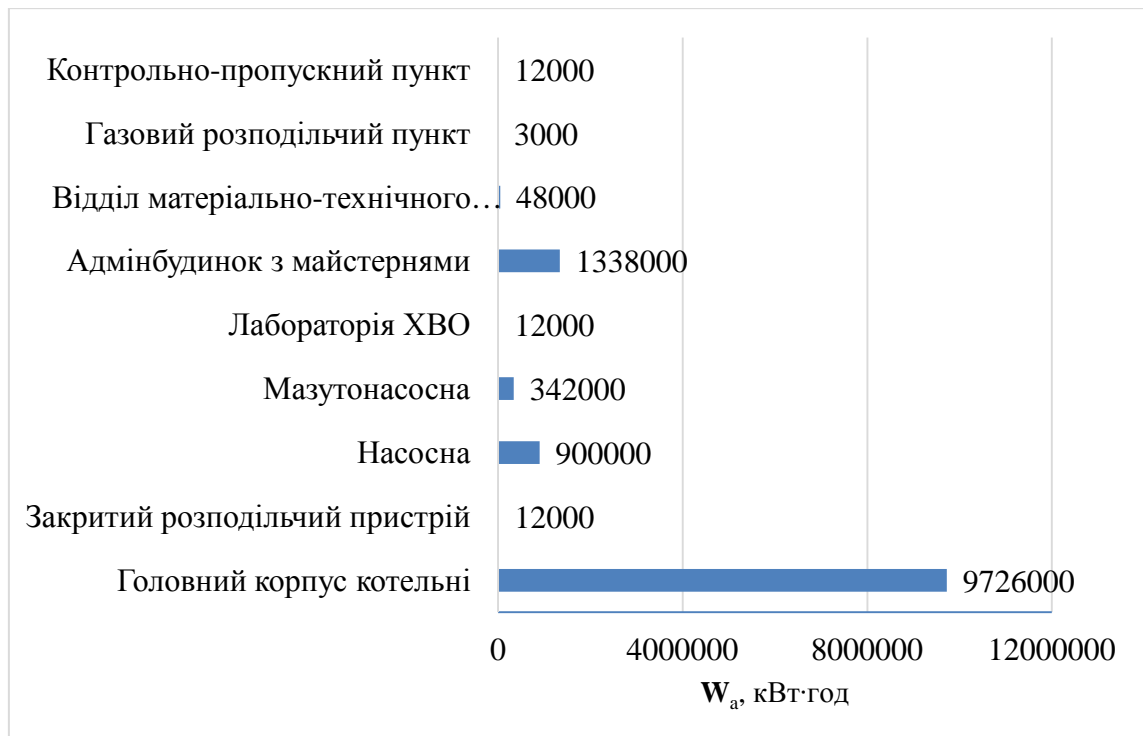


Рисунок 1.3 – Баланс використання електроенергії у КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго»



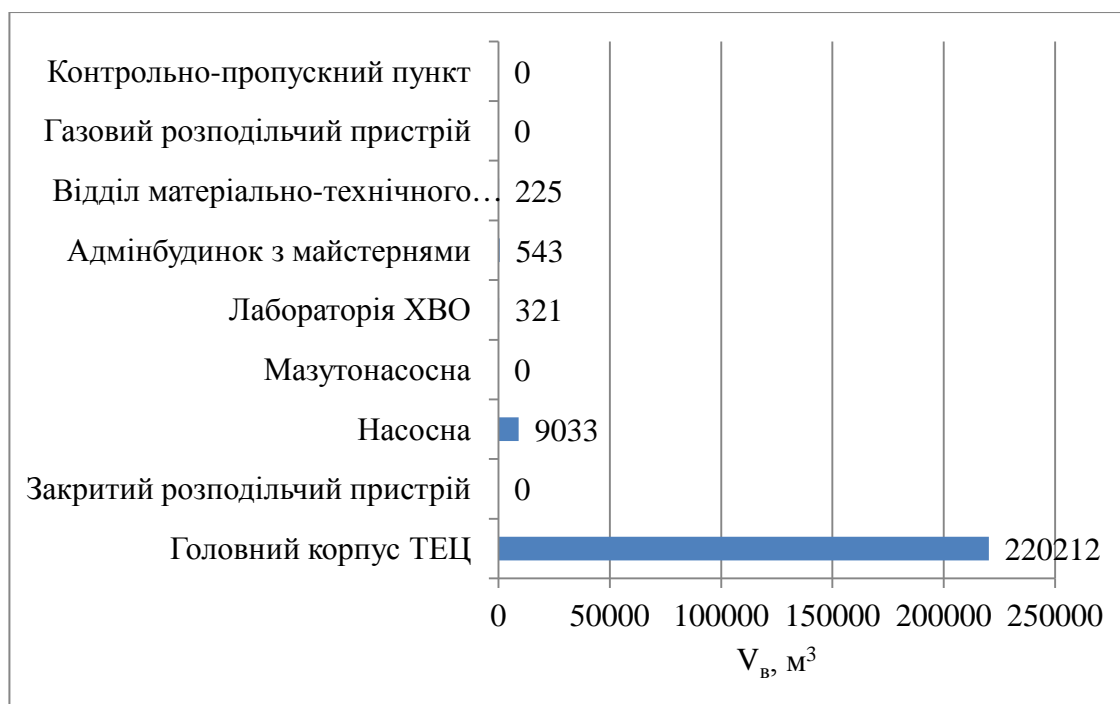


Рисунок 1.4 – Баланс використання води у КП ВМР  
«Вінницяміськтеплоенерго»

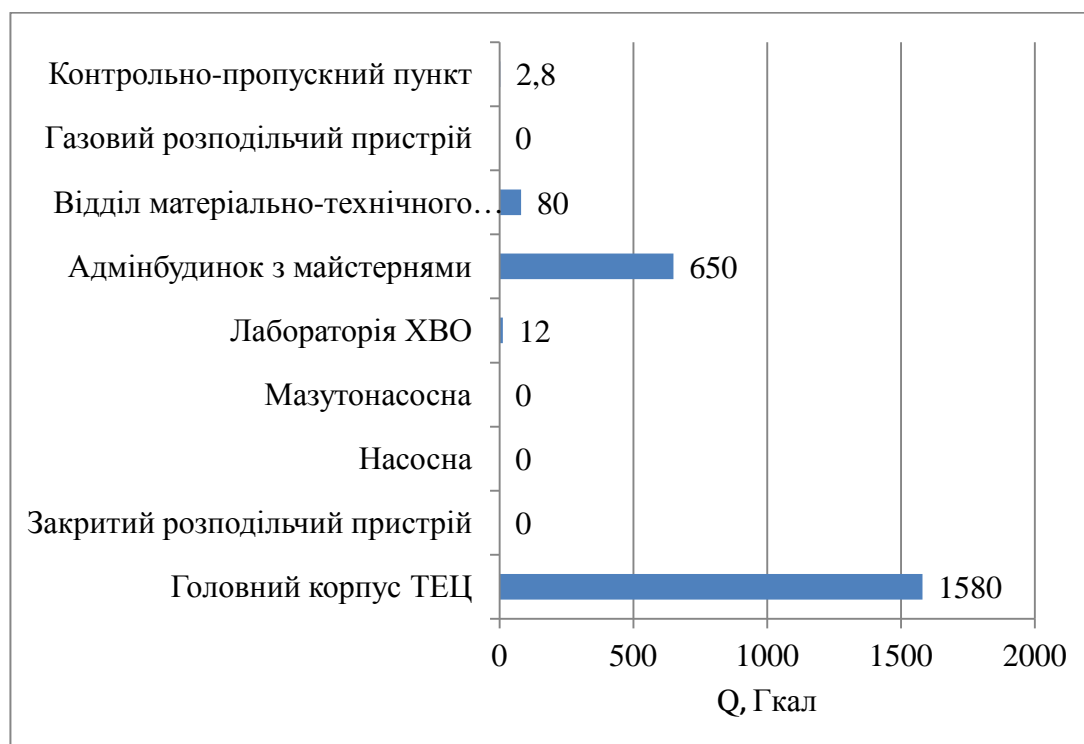


Рисунок 1.5 – Баланс використання теплової енергії у КП ВМР  
«Вінницяміськтеплоенерго»

### 1.2.6 Визначення питомих норм споживання ПЕР

Отримано було інформацію про обсяги та використання ПЕР у КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго». Сумарна вартість за 2017 р. випущеної продукції склала  $B_{\Sigma} = 502,7$  млн. грн. Обсяги річного використання ПЕР:

електроенергія:  $W = 12393000$  кВт·год.;

газ:  $V = 37434096$  м<sup>3</sup>;

вода:  $V = 257965$  м<sup>3</sup>;

Загальновиробничі норми використання ПЕР розраховуються за формулою:

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

Загальновиробнича заводська норма використання електроенергії за 2017р.:

$$H = \frac{12393000}{502690000} = 0,025 \text{ (м}^3\text{/грн. прод.)}$$

Загальновиробнича заводська норма використання газу за 2017 р.:

$$H = \frac{37434096}{502690000} = 0,074 \text{ (м}^3\text{/грн. прод.)}$$

Загальновиробнича заводська норма використання води за 2017 р.:

$$H = \frac{257965}{502690000} = 0,0005 \text{ (м}^3\text{/грн. прод.)}$$

1.3 Розроблення і обґрунтування рекомендацій щодо підвищення ефективності використання ПЕР у КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго»

### 1.3.1 Техніко-економічний аналіз заходів з підвищення економії ПЕР на об'єкті

Для виконання перевірки ефективності впровадження компенсаційної установки необхідно за однолінійною схемою системи електропостачання скласти електричну схему заміщення.

На рис. 1.6 показано однолінійну схему системи електропостачання підприємства.

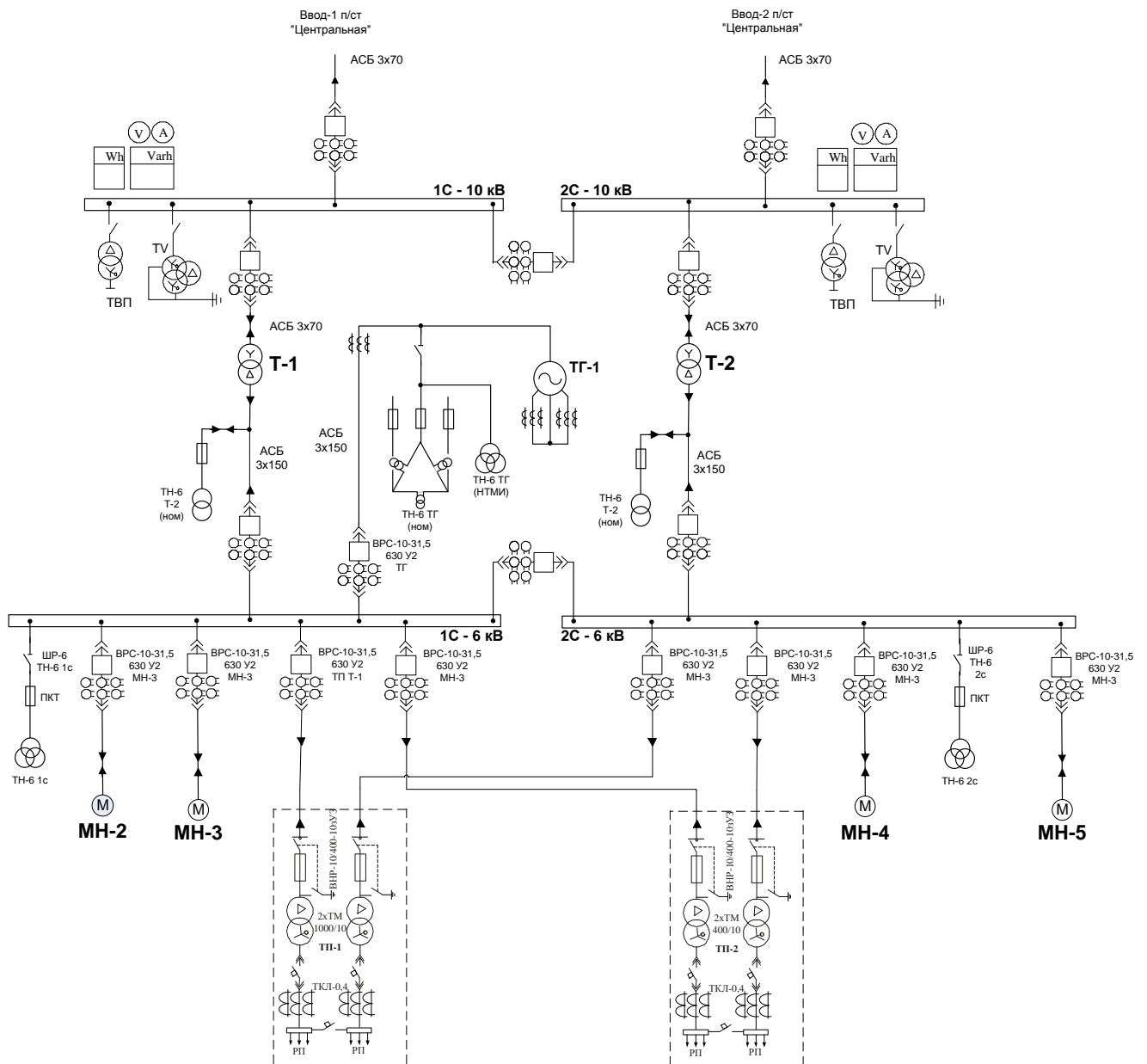


Рисунок 1.6 – Однолінійна схема системи електропостачання підприємства

Алгоритм аудиторської перевірки наведений нижче:

1. Критерій ефективності використання компенсації реактивної потужності на підприємстві:

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

де  $T$  – термін окупності системи КРП, років;

$K$  – капіталовкладення в систему КРП, грн.;

$E$  – економія коштів внаслідок встановлення системи КРП, грн.

2. Розрахунок економії коштів за рахунок використання системи КРП.

Економія коштів є різницею між витратами, до встановлення компенсувальних установок ( $V^{до}$ ) і після їх встановлення ( $V^{після}$ ), що зв'язані з протіканням реактивної потужності по мережах підприємства:

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

Витрати до та після використання компенсувальних установок містять такі складові

$$V^{до} = V_{втр}^{до} + V_{Wp}^{до}, \quad (\text{грн.}) \quad (1.7)$$

$$V^{після} = V_{втр}^{після} + V_{Wp}^{після} + V_{втр}^{БК}, \quad (\text{грн.}) \quad (1.8)$$

де  $V_{втр}^{до} = \sum_{i=1}^n \Delta W_i^{до} \cdot C_{Wa}$ ,  $V_{втр}^{після} = \sum_{i=1}^n \Delta W_i^{після} \cdot C_{Wa}$  – сума збитків від втрат активної енергії в  $n$  елементах системи електропостачання (СЕП) (лініях і трансформаторах), тут  $\Delta W_i^{до}$ ,  $\Delta W_i^{після}$  – сума збитків від втрат активної енергії в  $i$ -му елементі СЕП,  $C_{Wa}$  – тариф на електроенергію, грн./кВт·год.);

$B_{\text{втр}}^{\text{БК}} = \sum_{j=1}^m \Delta W_j^{\text{БК}} \cdot C_{\text{Wa}}$  – сума збитків від втрат активної енергії в батареях

статичних конденсаторів компенсаційних установок;

$B_{\text{Wp}}^{\text{до}}$ ,  $B_{\text{Wp}}^{\text{після}}$  – вартість перетоків реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та споживачем, що, згідно з [12], визначається за виразом

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

В свою чергу складові виразу (9) визначаються таким чином:

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

де  $W_p^{\text{сп}}$  – споживана реактивна енергія в точці обліку, квар·год.;

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

$K = 3$  – нормативний коефіцієнт врахування збитків енергопостачальної організації від генерації реактивної потужності;

$D$  – економічний еквівалент реактивної потужності, що характеризує вплив реактивного перетоку в точці обліку на втрати активної потужності в розрахунковому режимі, кВт/квар;

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

де  $B_2$  – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності, яка нараховується, якщо коефіцієнт реактивної потужності споживача в середньому за розрахунковий період  $\text{tg}\varphi > 0,25$  – для промислових споживачів і  $\text{tg}\varphi > 0,75$  – для непромислових споживачів;

$C_{\text{БАЗ}} = 1,3$  – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень в засоби КРП в електричних мережах споживача;

$K_{\varphi}$  – коефіцієнт, що визначається за виразами

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

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

Значення коефіцієнта реактивної потужності споживача в середньому за розрахунковий період визначається як відношення споживаних, відповідно, активної та реактивної електроенергії:

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

Складова  $B_3$  є зниженням плати за споживання та генерування реактивної електроенергії за умови достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами КРП і узгодженням з енергопостачальною організацією.

З метою визначення складових виразу (8) потрібно обчислити втрати енергії в елементах системи електропостачання.

Згідно з [9], втрати електроенергії в електричній мережі визначаються з використанням коефіцієнта форми графіка навантаження за струмом, що, значною мірою, враховує нерівномірність графіка навантаження

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

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, який може вимірюватись або розраховується за виразом

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

тут  $P_c$ ,  $Q_c$  – відповідно, середні активна та реактивна потужності навантаження, що живиться через елемент системи електропередачі (лінію чи трансформатор) за розрахунковий період  $T$ ;

$U$  – напруга елемента лінії електропередачі, кВ.

$I_c$  – середній струм, який може визначатись за виразом (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 визначаються за виразом [12–14]

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

де  $\Delta P_{\text{xx}}$  – 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.;

$\beta$  – коефіцієнт завантаження трансформатора, квадрат якого за умов змінного навантаження визначається за виразом:

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

тут  $k_{\text{фа}}$  – 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.

Величини  $P_c$  та  $Q_c$  визначаються для кожної лінії як суми середніх потужностей цехів, що живляться від конкретного трансформатора.

Розрахунок реалізовано з використанням електронних таблиць Excel.

Під час розрахунку прийняті коефіцієнти форми графіків струму, активної та реактивної потужності, розраховані на основі зібраних статистичних даних за формулами:

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

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

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





Таблиця 1.9 – Визначення вартості зниження втрат електроенергії в кабельних лініях підприємства

Еле-мент	кф Ідо	кф Іпіс ля	Рс, кВт	Qс, квар	Т, год	U, кВ	I, км	R0 Ом/к м	С, грн/к Вт*г од	Ввтр.до, грн	Ввтр.п, грн	Економ., грн
Кл 1	1,28	1,27	378	302	8760	6	0,02	0,549	2,5	2561,78	1563,67	998,1
Кл 2	1,28	1,27	378	302	8760	6	0,02	0,549	2,5	2561,78	1563,67	998,1
Кл 3	1,28	1,27	891	781	8760	6	0,07	0,769	2,5	75318,9	42593,3	32725,63
Кл 4	1,28	1,27	891	781	8760	6	0,07	0,769	2,5	75318,9	42593,3	32725,63
Кл 5	1,28	1,27	1742	1432	8760	6	0,07	0,769	2,5	272830	162810	110020,1
Кл 6	1,28	1,27	1742	1432	8760	6	0,07	0,769	2,5	272830	162810	110020,1

В таблиці 1.10 наведено 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 1.10 – Визначення величини зниження оплати за електроенергію підприємством внаслідок КРП

Wасп, кВт*год	Wрсп, кВт*год	tgφ	D, кВт/квар	С, грн/кВт*год	Сбаз	В1, грн	В2, грн	ВWр, грн
12393000	10982520	0,75	0,05	2,5	1,3	549126	178466	727592

За результатами розрахунків, що наведені в таб. 1.8 – 1.10, прогнозоване значення повної економії підприємства внаслідок КРП складає 2293592 грн.

Компенсувальна установка окупиметься за:

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

$$T = \frac{350000}{2293592} = 0,165 \text{ року.}$$

### 1.3.2 Перевірка ефективності системи освітлення

В системі освітлення споживається електроенергія. Енергозбереження можна забезпечити шляхом оптимізації розрахунку системи освітлення, використання ефективніших і економічніших джерел світла, впровадження систем керування освітленням, організаційних заходів та ін.

Показник ефективності – значення приведеної річної економії коштів визначається за виразом:

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

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

$T_{роз}$  – розрахунковий період, за який розраховуються витрати в системі освітлення, років.

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

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

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

Витрати на діючу систему освітлення за розрахунковий період:

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

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

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

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

$K_{Л}$  – вартість лампи, грн.;

$P_{Лн}$  – 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:

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

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

У системі зовнішнього освітлення КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» викорисотвується 30 ламп ДРЛ потужністю 125 Вт кожна. Середній час роботи системи освітлення за рік рівний  $T_p = 3500$  год. Тариф на активну електроенергію  $B_{\text{W}} = 2,5$  грн./кВт·год.

Пропонується замінити лампи ДРЛ на світлодіодну лампу. Світлова віддача світлодіодних ламп майже в два рази вища ніж у газорозрядних.. Характеристики обох видів ламп наведені в табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Порівняльні характеристики ламп 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

Світлодіодні лампи мають більший термін служби ніж лампи ДРЛ. Тому  $T_{\text{макс}} = 50000$  год.

Лампи ДРЛ пропрацювали вже близько 2000 год., тому приймаємо, що вони пропрацюють ще  $T_{\text{зал}} = 6000 - 2000 = 4000 \rightarrow$  (год).

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

$$B_{\text{дрл}} = \left( O_{\text{кр}} > \left\{ \frac{50000 - 4000}{6000} \right\} \cdot 80 + 125 \cdot 10^{-3} \cdot 50000 \cdot 1 \right) \cdot 30 = 205900 \text{ (грн.)},$$

а з світлодіодними лампами, згідно з (1.27),

$$B_{\text{нл}} = \left( \frac{50000}{50000} \cdot 1000 + 50 \cdot 10^{-3} \cdot 50000 \cdot 1 \right) \cdot 30 = 105000 \text{ (грн.)}.$$

Розрахунковий період визначення витрат в системі освітлення:

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

Розрахунковий період визначення витрат склав 8,3 року. Дані розрахунку справедливі тільки, якщо всі лампи працюють визначений термін роботи. Реальні показники роботи можуть відрізнитись, тому розрахунки для даного способу є наближеними.

За виразом (1.24) визначимо приведену до одного року економію коштів внаслідок заміни в системі ламп люмінесцентними на світлодіодні.

$$E_p = \frac{205900 - 105000}{8,3} = 12156,6 \text{ (грн.)}.$$

Термін протягом якого окупиться нова система освітлення

$$T = \frac{K_{\text{нл}} \cdot n}{E_p}; \tag{1.28}$$

$$T = \frac{1000 \cdot 30}{12156,6} = 2,47 \text{ (року)}.$$

Річна економія коштів внаслідок заміни ламп ДРЛ на світлодіодні буде рівною 12 тис. грн., а термін окупності – 2,47 року, модернізація системи освітлення є ефективною.

### 1.3.3 Підвищення ефективності системи опалення приміщень підприємства (інфрачервоні обігрівачі)

В цехах ТЕЦ-4 використовується водяне опалення. Частина тепла витрачається нерационально, тому що обігрівачі обігрівають весь корпус, а не лише робочі місця.

Пропонується в цехах, замість існуючої системи опалення встановити над робочими місцями системи інфрачервоного опалення, які повинні відповідати вимогам, викладеним у [13]. Запропоновані системи мають ряд переваг у порівнянні з традиційними системами:

- Ефективний обігрів без нанесення шкоди здоров'ю;
- ККД набагато вище, ніж у других опалювальних систем;
- Не спалюють кисень і частинки пилу в повітрі, не створюють запах і не викликають головний біль, запобігають появі вогкості;
- Відносно невеликі витрати на монтаж і експлуатацію;
- Мобільність при встановленні: можливість встановлювати на стіні, стелі або на алюмінієвій телескопічній стійці;
- Передає тепло вже через 27 секунд;
- В першу чергу обігрівають людину і предмети, при цьому обігрів відбувається глибоко і рівномірно;
- Не залежать від вітру і протягів;
- Можливість направляти тепло і регулювати температуру;
- Безпечні з точки зору екології, а також займання і отруєння чадним газом;

За даними підприємства на потреби опалення та вентиляції в цехах протягом 2017 р. було витрачено  $V_2 = 150$  тис. м<sup>3</sup> природного газу.

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

З урахуванням чергового режиму, що потребує 30% витрат електроенергії основного режиму, споживання електроенергії в опалювальний період складе:

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

де  $n$  – кількість обігрівачів;

$P_1, P_2$  – потужності нагрівача в основному та черговому режимах;

$t_1, t_2, 24$  – 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.

$$E = V_g \cdot \Pi_g - W \cdot \Pi_w, \quad (1.30)$$

де  $\Pi_g, \Pi_w$  – тарифи на газ та електроенергію, відповідно грн./тис. м<sup>3</sup> та грн./(кВт·год.).

$$E = 150 \cdot 6600 - 136000 \cdot 2,5 = 650000 \text{ (грн.)}$$

Вартість устаткування:  $V_y = n \cdot V_n = 20 \cdot 11000 = 220000$  (грн.). Витрати на введення в експлуатацію (вартість проекту, транспортування, монтажу) приймаємо в розмірі  $V_{\text{пр.м.}} = 100000$  грн. Загальні витрати:

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

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

Оцінка простої окупності:

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

$$T = \frac{320000}{650000} = 2,03 \text{ (року)}$$

Термін окупності є невеликим, тому даний захід по енергозбереженню є доцільним. Заміна системи опалення на інфрачервоні обігрівачі дасть можливість підприємству економити більш, ніж 600 тис. гривень щороку.

Висновки до розділу 1:

Таким чином в ході перевірки на КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» було встановлено, що дане підприємство спеціалізується на виробництві теплової енергії та електричної енергії. Для забезпечення технологічного процесу підприємство споживає електричну енергію, газ і воду. Потужними споживачами є виробничі механізми з асинхронними двигунами, котли, освітлювальні установки.

В результаті проведення енергудиту підприємства КП ВМР «ВМТЕ ТЕЦ-4» було сформовано такі рекомендації з енергозбереження:

– Впровадження засобів компенсації реактивної потужності, це зумовлено тим, що на підприємстві використовуються асинхронні двигуни, які споживають велику кількість активної та реактивної електроенергії на підприємстві;



– заміна газорозрядних ламп та ламп розжарення на світлодіодні, які більш економні, що зумовлено значною питомою потужністю системи освітлення, а також великим терміном експлуатації останньої;

– модернізація водяної системи опалення великих приміщень підприємства із невеликою кількістю працівників, шляхом її заміни на систему опалення з використанням інфрачервоних обігрівачів.

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 підприємства.

2. Використання інфрачервоних обігрівачів може бути ефективним і приводити до економії коштів підприємства більше ніж на 600 тис. гривень щороку.

3. Заміна люмінесцентних ламп на світлодіодні приведе до річної економії коштів понад 12 тис. грн. при терміні окупності капіталовкладень менше 2,47 року.

## РОЗДІЛ 2

### ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ

Основним споживачем тепла та електроенергії з ТЕЦ-4 є місто. Тепло навантаженням 220 Гкал/год у вигляді води з температурою 150<sup>0</sup>С постачається з котельні в опалювальну систему міста, а також для вентиляції. Частина виробленої електроенергії використовується на власні потреби, залишок продається промисловим споживачам міста. Паливом для котельної є: основне - природний газ, резервне - мазут. Теплоносіями котельні є: вода 150-70<sup>0</sup>С, та пара. Загальна теплова потужність котельні складає 145 МВт [15] .

Теплова схема ТЕЦ наведена на Рисунку 2.1:

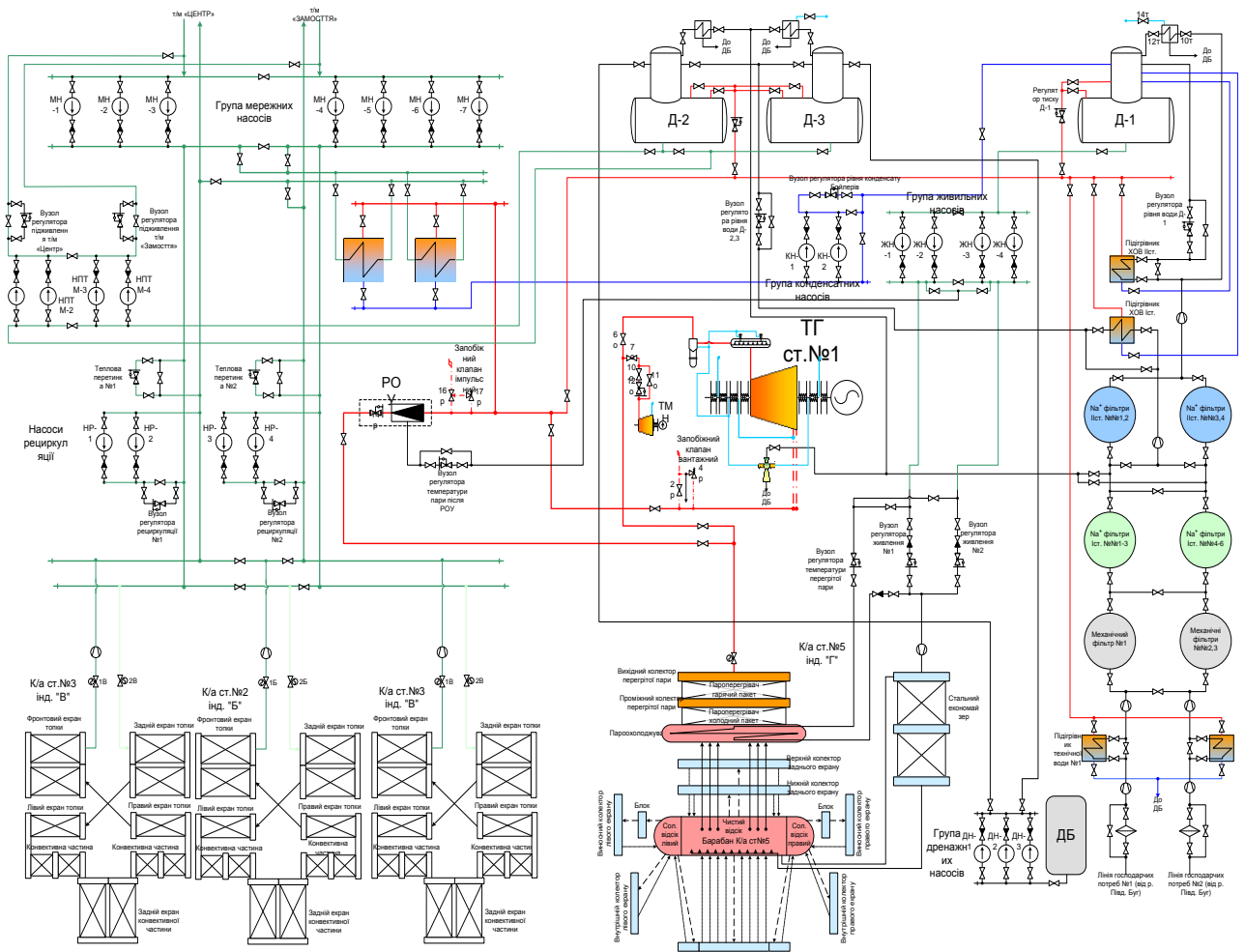


Рисунок 2.1 - Технологічна схема котельні

ТЕЦ включає в себе:

- 4 водогрійні котли: ПТВМ-30;
- 1 паровий котел марки: ТС-35;
- 1 теплофікаційний турбоагрегат Р-2,5-15/3 електричною потужністю 2500 кВт.

ПТВМ-30 – котел водогрійний газомазутний, прямоточний з П-подібною замкнутою компоновкою поверхні нагріву. Тепловою продуктивністю у 40 МВт (35 Гкал/год) на газу і 35 МВт (30 Гкал/год) на мазуті. Максимальна температура нагрітої води 150 °С. Витрата води складає 375 т/год.

Котел ТС – 35 паровий, однобарабаний з природньою циркуляцією, працює по схемі двоступеневого випаровування з внутрішньобарабанною другою ступінню. вертикально-водотрубний. Паропроductивність котла 35 т/год, температура насиченої пари 258 °С, температура перегрітої пари 450°С. На

даний час котел працює на понижених параметрах пари:  $P_0=18,5$  бар та  $t_0=375$  °С.

В склад основного обладнання ТЕЦ також входить протитискова турбіна Р-2,5-15/3 КТЗ, з шістьма ступенями тиску, призначена для приводу електричного генератора Т2-2,5-2 ЛТГЗ.

Живильна вода входить в паровий котел з витратою 35 т/год і параметрами  $t_{жв} = 104$  °С ,  $h_{жв} = 435.8$  кДж/кг . В котельні встановлено три деаератори, один з яких працює на парову частину котельні, один на водогрійну частину, а третій є резервним. Деаератори типу ДСА-75.

Мережна вода з зворотної магістралі надходить до мережних насосів, що подають воду в підігрівники мережної води. Пройшовши підігрівники, мережна вода надходить у магістралі тепломережі. Пара, що гріє, надходить до підігрівника мережної води від парового котла.

Підготовка додаткової води здійснюється на ХВО. Для зменшення жорсткості в котельні встановлено п'ять фільтри першого ступеня і три другого ступеня.

## 2.1 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ для максимальнозимового опалювального, середнього опалювального і літнього періодів

Метою розрахунку теплової схеми є визначення ентальпій, тисків та витрат теплоносіїв на ділянках схеми та її техніко-економічні показники. В роботі [1] наведений програмний розрахунок теплової схеми ТЕЦ 4 .За програмним розрахунком теплової схеми ТЕЦ 4 складена програма для комп'ютера. Структура схеми передана графом, в якому елементи технологічної схеми є вузлами, а трубопроводи між елементами є дугами. Граф теплової схеми ТЕЦ 4 наведений на рисунку 2.2.

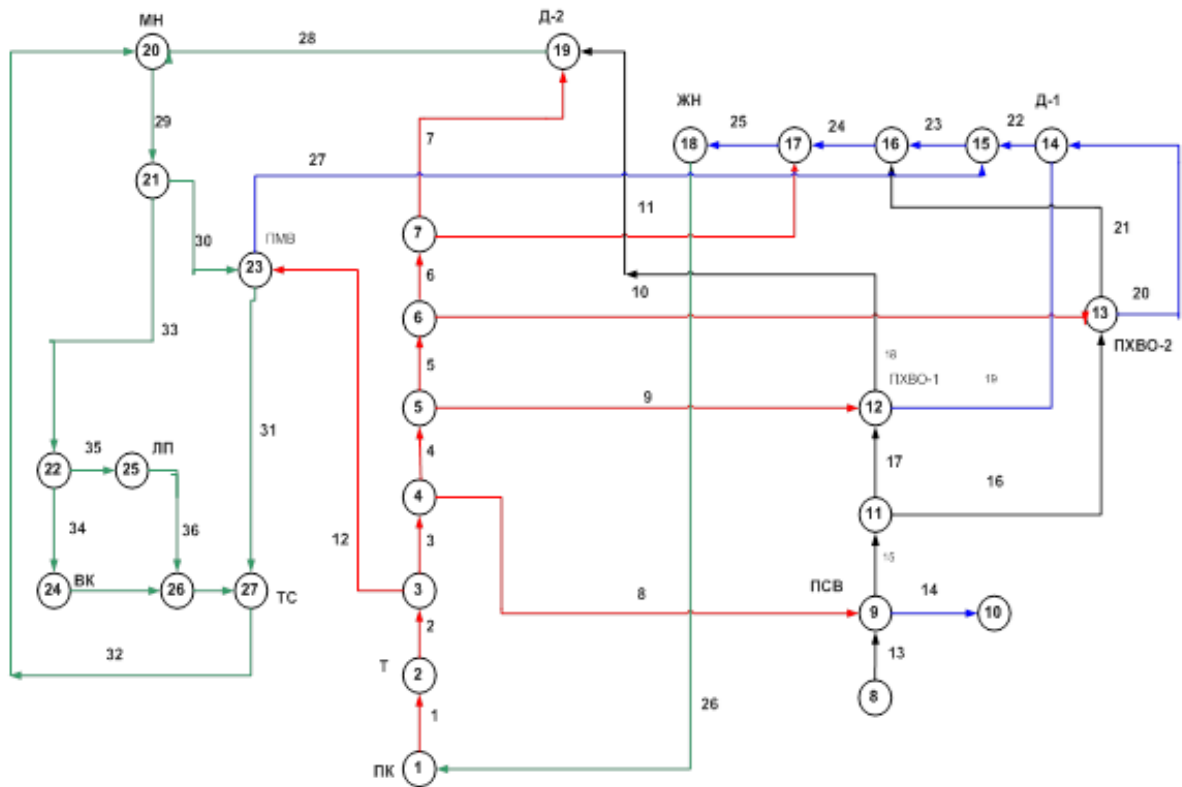


Рисунок 2.2 – Граф котельні

Вузли графа:

- 1 – паровий котел ТС-35 ;
- 2 – турбіна Р-2,5-15/3;
- 3,4,5,6,7 – точки розподілу пари після турбіни;
- 8 – джерело технічної води (р. Південний Буг.);
- 9 – дренажний бак;
- 11,22,23 – точки розподілу;
- 10 – підігрівник сирої води ПСВ;
- 12 – підігрівник хімоочищеної води ПХВО-2 ;
- 13 – підігрівник хімоочищеної води ПХВО-1 ;
- 14,15,16 – точки змішування;
- 17,19 – відповідно деаератори Д-1 та Д-2 ;
- 18 – живильні насоси ;

- 20 – мережні насоси ;
- 21 – підігрівник мережної води ПМВ;
- 24 – лінія перепустки;
- 25 – водогрійні котли ПТВМ-30,
- 27 – тепловий споживач

В програмі схема розраховується методом теплових балансів, а організація обчислювального процесу ітераційна. Текст програми наведений в Додатку Е.

Визначимо показники теплової схеми ТЕЦ для максимально зимового, середнього та літнього режимів роботи ТЕЦ.

Початкові дані для розрахунку теплової схеми максимально зимового режиму роботи ТЕЦ :

- загальна теплова потужність  $Q_k=145$  МВт;
- потужність опалення  $Q_{оп}=92$  МВт;
- потужність гарячого водопостачання  $Q_{оп} = 28$  МВт;
- паровидатність котла  $D_0 = 35$ т/год = 9,7 кг/с;
- тиск пари  $P_0 = 18,5$  бар;
- температура насиченої пари  $t_0 = 375^\circ\text{C}$ ;
- температура відхідних газів за економайзером  $t_{вх} = 145^\circ\text{C}$ ;
- температура мережної води зворотньої  $t_{зв} = 70^\circ\text{C}$ ;
- прямої  $t_{пр} = 150^\circ\text{C}$  температура живильної води  $t_{жв} = 104^\circ\text{C}$ ;
- паливо - газ природний з  $Q_n^p=35,90$  МДж/м<sup>3</sup>;
- протитиск  $P_p=3$  бар;
- електрична потужність електрогенератора  $N_e=2500$ кВт;
- електромеханічний ККД  $\eta_{ем}=0,96$ ;
- терміни періодів, діб:
  - максимально.зимового 20,
  - середнього 169,
  - літнього 176;

- вартості: 1 м кубічного газу 7,75 грн. 1 квт·год електроенергії-2,8 грн, води -13,5 грн/м<sup>3</sup>, теплоти 1375,27 грн/Гкал.

Ентальпії потоків пари і води, кДж/кг:

$h_0 = 3200$  – ентальпія гострої пари на виході з котла;

$h'_{жв} = h_{25} = 104 \cdot 4,19 = 435,8$  – ентальпія живильної води на виході з деаератора;

$h'_{св} = h_{13} = 5 \cdot 4,19 = 20,95$  – ентальпія сирої води;

$h_{хво} = h_{15} = h_{16} = h_{17} = 30 \cdot 4,19 = 125,7$  – ентальпія на вході в ХВО-1;

$h'_{пхво1} = h_{18} = 85 \cdot 4,19 = 356,15$  – ентальпія на виході з ХВО-1;

$h'_{пхво2} = h_{21} = 50 \cdot 4,19 = 209,5$  – ентальпія на виході з ХВО-2;

$h'_{пмв} = h_{31} = 130 \cdot 4,19 = 544,7$  – ентальпія на виході з мережного підігрівника;

$h_{пмв} = h_{30} = 70 \cdot 4,19 = 293,33$  – ентальпія на вході в мережний підігрівник;

$h'_k = h_{14} = h_{19} = h_{20} = h_{27} = 289$  – ентальпія конденсату грючої пари;

$h''_t = h''_{псв} = h_{д2}'' = h_{пив}'' = h_{пхво1}'' = h_{д1}'' = h_7 = h_8 = h_9 = h_{10} = h_{11} = h_{12} = 2882$  – ентальпія пари на виході з турбіни.

Результати розрахунків зведемо в Таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 - Результати розрахунків витрат теплоносіїв на вітках теплової схеми

№ вітки	Ітерації				
	0	1	2	3	4
1	9,7	9,09	9,05	9,03	9,03
2	9,7	9,09	9,05	9,03	9,03
3	2,91	2,39	2,35	2,33	2,33
4	2,328	1,9	1,86	1,83	1,83
5	1,746	0,988	0,931	0,9	0,9
6	1,164	0,92	0,97	0,84	0,84
7	0,582	0,399	0,378	0,375	0,375

8	0,582	0,487	0,494	0,495	0,495
9	0,582	0,915	0,929	0,93	0,93
10	0,582	0,0597	0,0597	0,0597	0,0597
11	0,582	0,53	0,49	0,48	0,48
12	6,79	6,7	6,7	6,7	6,7
13	12,07	12,241	12,262	12,265	12,265
14	0,582	0,487	0,494	0,495	0,495
15	12,07	12,241	12,262	12,265	12,265
16	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
17	11,33	11,5	11,52	11,52	11,52
18	11,33	11,5	11,52	11,52	11,52
19	0,582	0,915	0,929	0,93	0,93
20	0,582	0,0597	0,0597	0,0597	0,0597
21	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
22	1,164	0,975	0,981	0,99	0,99
23	7,954	7,675	7,68	7,69	7,69
24	8,694	8,415	8,42	8,4	8,4
25	9,276	8,945	8,9	9,24	9,24

Продовження таблиці 2.1

26	9,276	8,945	8,9	9,24	9,24
27	6,79	6,7	6,7	6,7	6,7
28	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
29	263,01	263,01	263,01	263,01	263,01
30	69,15	69,15	69,15	69,15	69,15
31	69,15	69,15	69,15	69,15	69,15
32	251,11	251,11	251,11	251,11	251,11
33	193,86	193,86	193,86	193,86	193,86
34	127,02	127,02	127,02	127,02	127,02
35	66,84	66,84	66,84	66,84	66,84
36	66,84	66,84	66,84	66,84	66,84



37	127,02	127,02	127,02	127,02	127,02
38	193,86	193,86	193,86	193,86	193,86

Результати розрахунків режимів теплової схеми ТЕЦ наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків теплової схеми ТЕЦ

	Макс.зимовий Опалювальн. Період	Середній Опалювальн. період	Літній період
1	2	3	4
Температурний графік мережної води	130/70	105/60	80/40
Вирата пари на підігрівник мережної води, кг/с	6,7	6,7	6,7
Вирата води на підігрівник мережної води, кг/с	69,15	69,15	69,15
Витрата води на підживлення мережі, кг/с	11,9	11,4	3,96
Витрата пари на деаератор 2, кг/с	0,375	0,355	0,12
Витрата води з ПХВО 1, кг/с	11,33	10,85	3,72
Потужність ПХВО 1, кг/с	2611	2134	857,27
Витрата пари на ПХВО 1, кг/с	0,93	0,886	0,3
Витрата води на ПХВО 2, кг/с	0,74	0,7	0,42
Потужність ПХВО 2, кВт	57,61	57,036	47,87
Витрата сирогої води, кг/с	12,265	12,07	4,2
Витрата пари на ПИВ, кг/с	0,495	0,48	0,125
Потужність ПИВ, кВт	1264,33	1043,31	310,73
Витрата живильної води, кг/с	9,24	9,11	7,92

Продовження таблиці 2.2

Витрата пари на турбіну, кг/с	9,03	8,94	7,5
Потужність турбіни, кВт	2335,9	2335,9	2335,9
Потужність парового котла, кВт	25042,8	25042,8	25042,8
Витрата води перед мережним насосом, кг/с	193,86	187,09	-
Витрата води в лінії рециркуляції, кг/с	0	10,32	-
Витрата води в лінії перепустки, кг/с	66,84	136,2	-
Витрата мережної води через водогрійний котел, кг/с	127,02	78,52	-
Потужність водогрійних котлів, кВт	42577,04	26323,01	-
Витрата умовного палива на паровий котел, кг/с	0,92	0,912	0,76
Витрата умовного палива на водогрійний котел, кг/с	1,57	1,13	-
Витрата робочого палива на паровий котел, кг/с	0,76	0,745	0,63
Витрата робочого палива на водогрійний котел, кг/с	1,29	0,92	-
Потужність споживача, кВт	55100,6	41226,7	13763
Витрата мережної води, кг/с	263,01	252,24	86,44
Потужність власних потреб, кВт	932,15	670,49	204,23

Потужність відпущена в електромережу, кВт	1403,75	1665,41	2131,07
---	---------	---------	---------

## 2.2 Розрахунок техніко-економічних показників ТЕЦ

До основних техніко-економічних показників ТЕЦ належать: річне вироблення теплоти  $\sum Q_B$ , МДж / рік (Гкал / сез), річний відпуск теплоти  $\sum Q_{\text{відп}}$ , МДж / рік (Гкал / сез), питома витрата умовного палива на одиницю виробленої енергії ( $b_B$ ) та відпущеної ( $b_{\text{відп}}$ ) теплоти, кг / МДж (кг / Гкал), загальні (К) та питомі (к) капітальні вкладення в котельню, грн., собівартість виробленої ( $C_B$ ) та відпущеної ( $C_{\text{відп}}$ ) теплової енергії, грн.

### Капіталовкладення

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

$$K = 20 \cdot 10^6 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні витрати на відпуск ТЕЦ теплової енергії у вигляді пари, енергії чи гарячої води залежать від витрат на роботу обладнання, експлуатацію будівлі та споруд, заробітну плату й витрат, безпосередньо пов'язаних з виробництвом теплоти.

### Витрати палива

Ці витрати визначаються за річною витратою палива і його вартістю.

Річні витрати на паливо, грн/рік :

$$C_{\text{п}} = V_{\text{річн}} \cdot \text{Ц}_{\text{пал}}, \quad (2.38)$$

$$C_{\text{п}} = V_{\text{річн}} \cdot \text{Ц}_{\text{пал}} = (V_{\text{р}}^{\text{3max}} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 20 + V_{\text{р}}^3 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 169 + V_{\text{р}}^{\text{л}} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 176) \cdot \text{Ц}_{\text{пал}} \quad (2.39)$$

$$C_{\text{п}} = (2,05 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 20 + 1,665 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 169 + 0,63 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 176) \cdot 12,18 = 455947289,28$$

де  $\text{Ц}_{\text{пал}}$  - вартість палива, грн/м<sup>3</sup> ( $\text{Ц}_{\text{пал}} = 12,18 \text{ грн/м}^3$ ). [23]

Витрати на електричну енергію

Їх можна визначити за встановленою потужністю електродвигунів, числом годин їх роботи і коефіцієнтом використання встановленої потужності. Витрати на освітлення та інші потреби звичайно входять в інші витрати.

Спожита річна електроенергія, кВт·год/рік:

$$EE_{\text{річн}} = N_{\text{вп}} \cdot 6500, \quad (2.40)$$

$$EE_{\text{річн}} = (932,15 \cdot 560) + (670,49 \cdot 3700) + (204,23 \cdot 2240) = 3460292,2.$$

Відпущена електрична енергія за рік, кВт/рік:

$$EE_{\text{річн}}^{\text{від}} = N \cdot 6500, \quad (2.41)$$

$$EE_{\text{річн}}^{\text{від}} = (1403,75 \cdot 560) + (1665,41 \cdot 3700) + (2131,07 \cdot 2240) = 16430342,64.$$

Ефект від продажу енергії, грн/рік:

$$C_{\text{еє}} = EE_{\text{річн}}^{\text{від}} \cdot \text{Ц}_{\text{еє}}, \quad (2.42)$$

$$C_{\text{еє}} = 16430342,64 \cdot 2,8 = 46004959,392$$

де  $\text{Ц}_{\text{еє}}$  –тариф на електричну енергію, *грн/кВт·год* ( $\text{Ц}_{\text{еє}} = 2,8$  *грн/кВт·год*) [22].

Витрати на воду

Ці витрати встановлюються за витратою води та її ціною.

Річна витрата сирової води, м<sup>3</sup>/год:

$$C_{\text{річн}} = G_{\text{св}}^{\text{зmax}} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 20 + G_{\text{св}}^{\text{з}} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 169 + G_{\text{св}}^{\text{л}} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 176, \quad (2.43)$$

$$C_{\text{річн}} = \frac{12,265}{999,8} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 20 + \frac{12,07}{999,8} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 169 + \frac{4,2}{999,8} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 176 = 257965.$$

Річні витрати на воду грн/рік:

$$C_{\text{в}} = C_{\text{річ}} \cdot \Pi_{\text{в}}, \quad (2.44)$$

$$C_{\text{в}} = 257965 \cdot 13,5 = 3482527,5.$$

де  $\Pi_{\text{в}}$  - ціна води, грн/м<sup>3</sup> ( $\Pi_{\text{в}} = 13,5$  грн/м<sup>3</sup>) [25].

Витрати на амортизацію

Вони визначаються за капітальними вкладеннями  $K$  і нормами амортизаційних відрахувань.

Витрати на амортизацію за рік грн/рік:

$$C_{\text{ам}} = K \cdot H_{\text{а}} \quad (2.45)$$

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

де  $H_{\text{а}}$  - норма амортизаційних відрахувань( за збільшеними показниками для ТЕЦ 8,5%).

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:

$$C_{\text{п.р}} = 0,2 \cdot C_{\text{ам}} \quad (2.46)$$

$$C_{\text{п.р}} = 0,2 \cdot 1700000 = 340000;$$

Витрати на заробітну плату

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

Потужність розрахована на певну кількість робітників ,МВт:

$$N_{\text{пр}} = Q_{\text{вст}} \cdot K_{\text{роб}}, \quad (2.47)$$

$$N_{\text{пр}} = 66,12 \cdot 0,7 = 46,28.$$

де  $Q_{\text{вст}}$ - встановлена потужність ТЕЦ, МВт;

$K_{\text{роб}}$ - кількість робітників на один МВт, яку вибирають з довідника .

Витрати на заробітну плату , грн/рік:

$$C_{\text{зп}} = N_{\text{пр}} \cdot k_{\text{дод}} \cdot \Phi_{\text{зп}}, \quad (2.48)$$

$$C_{\text{зп}} = 46,28 \cdot 1,33 \cdot 60000 = 3693144.$$

де,  $k_{\text{дод}}$  – коефіцієнт, що враховує додаткові нарахування і приймається ;  
рівним  $k_{\text{дод}} = 1,33$  ;

$\Phi_{\text{зп}}$  – середній річний фонд заробітної плати, 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 для газу дорівнює 6%.

$$C_i = 0,06 \cdot (C_{\text{п}} + C_{\text{еє}} + C_{\text{в}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{п.р}} + C_{\text{з.п}}), \quad (2.49)$$

$$C_i = 0,06 \cdot (290114244 + 5750619,924 + 902877,5 + 1700000 + 340000 + 73862) = 2260412,394.$$

Експлуатаційні витрати за рік, грн/рік:

$$C_{\text{річ}} = C_{\text{п}} + C_{\text{еє}} + C_{\text{в}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{п.р}} + C_{\text{з.п}} + C_i, \quad (2.50)$$

$$C_{\text{річ}} = 290114244 + 5750619,924 + 902877,5 + 1700000 + 340000 + 73862 + 2260412,394 = 39933952,28.$$

Знаючи річні експлуатаційні витрати на відпуск ТЕЦ теплової енергії у вигляді перегрітої пари, можна визначити собівартість вироблення цієї енергії.

Собівартість вироблення теплової енергії, грн/ГДж:

$$C_{\text{в}} = \frac{C_{\text{річ}}}{Q_{\text{річ}}}, \quad (2.51)$$

$$C_B = \frac{39933952,28}{1485015,773} = 26,89.$$

де  $Q_{\text{річ}}$  -Річна витрата теплоти ,МДж/рік:

$$Q_{\text{річ}}^{\text{ПК}} = Q_{\text{ПК}}^{\text{Змах}} 3600 \cdot 24 \cdot 20 + Q_{\text{ПК}}^3 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 169 + Q_{\text{ПК}}^{\text{Л}} 3600 \cdot 24 \cdot 176, \quad (2.52)$$

$$Q_{\text{річ}}^{\text{ВК}} = Q_{\text{ВК}}^{\text{Змах}} 3600 \cdot 24 \cdot 20 + Q_{\text{ВК}}^3 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 169 + Q_{\text{ВК}}^{\text{Л}} 3600 \cdot 24 \cdot 176. \quad (2.53)$$

$$Q_{\text{річ}} = Q_{\text{річ}}^{\text{ПК}} + Q_{\text{річ}}^{\text{ВК}}, \quad (2.54)$$

$$Q_{\text{річ}}^{\text{ПК}} = 25042,8 \cdot 10^{-3} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 20 + 25042,8 \cdot 10^{-3} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 169 + \\ + 25042,8 \cdot 10^{-3} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 176 = 789801580,8$$

$$Q_{\text{річ}}^{\text{ВК}} = 42577,04 \cdot 10^{-3} \cdot 3600 \cdot 10^{-3} \cdot 24 \cdot 20 + 42577,04 \cdot 10^{-3} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 169 + \\ + 0 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 176 = 695266032,4$$

$$Q_{\text{річ}} = 789749740,8 + 695266032,4 = 1485015773$$

Переводимо  $Q_{\text{річ}}$  з МДж/рік в Гкал/рік

$$Q_{\text{річ}} = \frac{1485015773(\text{МДж} / \text{рік}) \cdot 10^{-3}}{4,2} = 353575,184(\text{Гкал} / \text{рік})$$

Ефект від продажу теплоти , грн./рік:

$$E_{\phi} = Q_{\text{річ}} \cdot \text{Ц}_{\text{т}}, \quad (2.55)$$

$$E_{\phi_{\text{пт}}} = 3535,184 \cdot 1375,27 = 486261343,366 .$$

### 2.3 Техніко економічний розрахунок встановлення ТНУ

Схема теплонасосної установки для догріву зворотної води водогрійного котла зображена на рисунку 2.3.

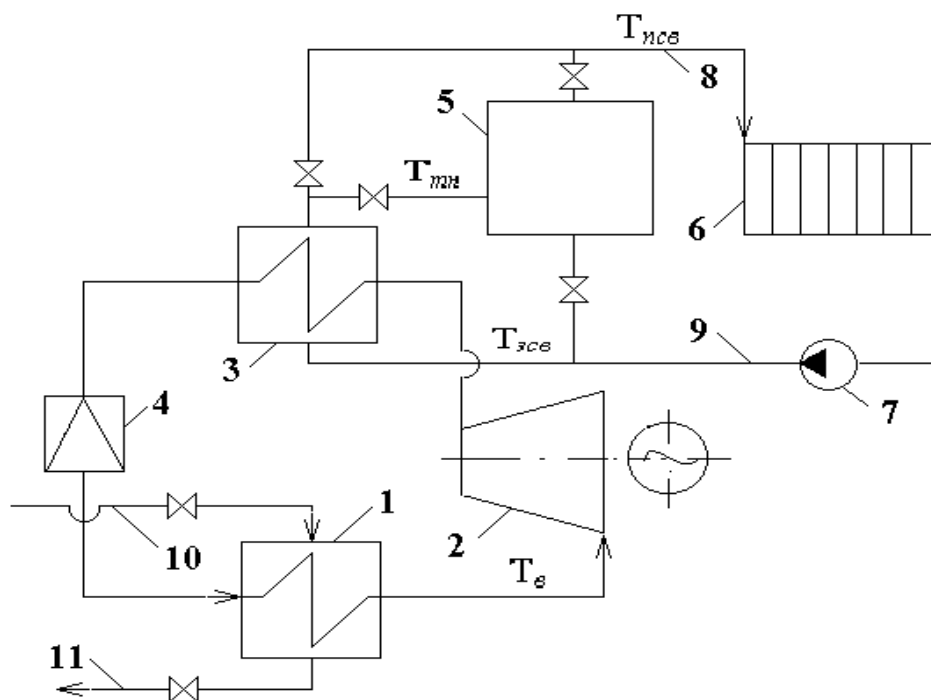


Рисунок 2.3 - Схема теплонасосної станції

На рисунку 2.3: 1 – випарник ТНУ; 2 – компресор з електроприводом; 3 – конденсатор ТНУ; 4 – дросельний вентиль; 5 – водогрійний котел; 6 – теплові споживачі; 7 – мережний насос; 8 і 9 – лінії прямої та зворотної сітьової води; 10 і 11 – лінії низькотемпературного джерела енергії;  $T_{в}$  – температура випаровування холодоагенту в ТНУ;  $T_{тн}$  – температура підігрітої води в ТНУ;  $T_{псв}$  і  $T_{зсв}$  – температура прямої та зворотної мережної води в системі теплопостачання відповідно.

Розглянемо варіанти встановлення на ТЕЦ-4 ТНУ з використанням тепла води Південного Бугу. Термодинамічні параметри ТНУ розраховувалися за допомогою програми КМКreis. Для розрахунку техніко-економічних показників ТНУ було розроблено програму в програмному пакеті Excel. Програма реалізує методику визначення техніко-економічних показників за прикладом, наведеним нижче.

Приклад розрахунок для 2-го варіанту:

Економічний ефект від встановлення тепло-насосної установки:

$$E_{\Sigma} = \text{Пр} - ((E_{н} + \alpha) \cdot K + Z_{\text{експ}}) \quad (2.56)$$

де,  $Pr$  – прибуток від використання ТНУ,

$K$  – капіталовкладення в ТНУ,

$Z_{\text{експ}}$  – затрати при експлуатацію ТНУ.

$$K = N_{\text{ТНУ}} \cdot C_{\text{пит}} = 1494,5 \cdot 200 \cdot 30 = 8,967 \text{ (млн.грн)}$$

де,  $C_{\text{пит}}$  – питама вартість експлуатації ТНУ потужністю 1кВт (грн/кВт)

Експлуатаційні затрати на електроенергію приводу компресора:

$$Z_{\text{експ.к}} = N_{\text{комп}} \cdot \tau \cdot C_{\text{пит}} \quad (2.57)$$

де,  $N_{\text{комп}}$  – потужність компресора,

$\tau$  – час роботи компресора на рік,

$C_{\text{пит}}$  – вартість 1кВт електроенергії [34].

$$Z_{\text{експ.к}} = 451,98 \cdot 6000 \cdot 2,8 = 7,59 \text{ (млн.грн/рік)}$$

Затрати на електроенергію приводу насоса:

$$Z_{\text{експ.н}} = N_{\text{нас}} \cdot \tau \cdot C_{\text{пит}} \quad (2.58)$$

де,  $N_{\text{нас}}$  – потужність насоса,

$\tau$  – час роботи насоса на рік,

$C_{\text{пит}}$  – вартість 1кВт електроенергії [34].

$$Z_{\text{експ.н}} = N_{\text{нас}} \cdot \tau \cdot C_{\text{пит}}, \quad (2.59)$$

$$Z_{\text{експ.н}} = 14,01 \cdot 6000 \cdot 2,8 = 0,235 \text{ (млн.грн/рік)}$$

Масова витрата води із рівняння теплового балансу:

$$Q = c \cdot m \cdot \Delta t, \quad (2.60)$$

$$m = \frac{Q}{c \cdot \Delta t} = \frac{1000}{4,2 \cdot 5} = 47,62 \text{ (кг/с)}$$



де,  $Q$  – кількість теплоти,

$c$  – теплоємність конденсату,

$\Delta t$  – температура, яка відбирається

Потужність насоса:

$$N_{\text{нас}} = \frac{\kappa \cdot \gamma \cdot m \cdot H}{1000 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{к}}}, \quad (2.61)$$

де,  $\kappa$  – коефіцієнт запасу,

$\gamma$  – питома вага перекачуваної води,

$m$  – продуктивність насоса ( $\text{м}^3/\text{с}$ )

$\eta_{\text{н}}$  – ККД насоса,

$\eta_{\text{к}}$  – ККД передачі.

$$N_{\text{нас}} = \frac{1,2 \cdot 9810 \cdot 47,62 \cdot 20}{1000 \cdot 0,8 \cdot 1} = 14,01 (\text{кВт})$$

Сумарні експлуатаційні затрати:

$$Z_{\Sigma \text{екс}} = Z_{\text{комп}} + Z_{\text{нас}} \quad (2.62)$$

$$Z_{\Sigma \text{екс}} = 7593264 + 252257,1 = 7,8 \text{ (млн.грн/рік)}$$

Сумарні затрати на ТНУ:

$$Z_{\Sigma} = Z_{\text{капіт}} + Z_{\Sigma \text{експ}} \quad (2.63)$$

$$Z_{\Sigma} = 0,22 \cdot 8967000 + 7828704 = 9,8 \text{ (млн.грн/рік)}$$

Прибуток від продажі тепла:

$$\begin{aligned} \text{Пр}_T &= N_{\text{тепл}} \cdot C_{\text{пит}} \cdot \tau, \\ N_{\text{тепл}} &= N_{\text{конд}}, \end{aligned} \quad (2.64)$$

Кількість тепла  $Q_{\text{тепл}}$ :

$$\begin{aligned} Q_{\text{тепл}} &= N_{\text{конд}} \cdot \tau, \\ Q_{\text{тепл}} &= 1494,5 \cdot 6000 = 8967000 \text{ (кВт/год)} \end{aligned} \quad (2.65)$$

Переводимо в ГДж:

$$\begin{aligned} Q_{\text{тепл(ГДж)}} &= Q_{\text{тепл(кВт/год)}} \cdot 3600, \\ Q_{\text{тепл(ГДж)}} &= 8967000 \cdot 3600 = 32281200000 \text{ (кДж)} = 32281,2 \text{ (ГДж)} \end{aligned} \quad (2.66)$$

Переводимо в Гкал:

$$\begin{aligned} Q_{\text{тепл(Гкал)}} &= Q_{\text{тепл(ГДж)}} / 4,2, \\ Q_{\text{тепл(Гкал)}} &= 32281,2 / 4,2 = 7686 \text{ (Гкал)} \end{aligned} \quad (2.67)$$

Тоді прибуток буде від продажу теплової енергії становитиме:

$$\begin{aligned} \text{Пр}_T &= Q_{\text{тепл}} \cdot C_{\text{Гкал.в}}, \\ \text{Пр}_T &= 7686 \cdot 1325 = 10,57 \text{ (млн.грн/рік)} \end{aligned}$$

де,  $Q_{\text{тепл}}$  – кількість тепла,

$C_{\text{Гкал.в}}$  – ціна 1Гкал теплової енергії [36],

Відпущена електрична енергія за рік після встановлення ТНУ:

$$EE_{\text{річ.з.ТНУ}}^{\text{від}} = EE_{\text{річн}}^{\text{від}} - N_{\text{комп}} \cdot N_{\text{нас}} \cdot \tau, \quad (2.68)$$

де,  $EE_{\text{річн}}^{\text{від}}$  – відпущена електрична енергія за рік до встановлення

ТНУ (див. пункт 2.2),

$$EE_{\text{річ.з.ТНУ}}^{\text{від}} = 164303342,64 - (451,98 + 14,01) \cdot 6000 = 161507402,64 \text{ (кВт/рік)}$$

Прибуток від відпущеної електроенергії:

$$Pr_e = EE_{\text{річ.з.ТНУ}}^{\text{від}} \cdot C_{ee} \quad (2.69)$$

$$Pr_e = 161507402,64 \cdot 2,8 = 45,22 \text{ (млн.грн./рік)}$$

Економічний ефект від встановлення теплонасосної установки:

$$E_{\Sigma} = (45,22 + 10,57) - 9,8 = 46,77 \text{ (млн.грн./рік)}$$

Відсоток збільшення прибутку після встановлення ТНУ:

$$\delta E = \frac{E_{\Sigma} - C_{ee}}{E_{\Sigma}} \cdot 100 \quad (2.70)$$

$$\delta E = \frac{46,77 - 46}{46,77} \cdot 100 = 0,82\%$$

Результати розрахунків для інших варіантів занесенні до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Техніко-економічне обґрунтування ТНУ різних потужностей

Варіант	1	2	3	4	5	6
	500	1000	1500	2000	2500	3000
N <sub>компр</sub> , (кВт)	225,99	451,98	677,96	903,95	1129,9	1355,9
N <sub>конд</sub> , (кВт)	747,24	1494,5	2241,7	2989	3736,2	4483,5
K, (млн.грн.)	4483440	8967000	13450200	17934000	22417200	26901000
З <sub>екс.к</sub> , (грн/рік)	4067820	8135640	12203280	16271100	20338200	24406200
З <sub>екс.н</sub> , (грн/рік)	126128,571	252257,1429	378385,714	504514,286	630642,8571	756771,429
m, (кг/с)	23,81	47,62	71,43	95,24	119,05	142,86
N <sub>нас</sub> , (кВт)	7,01	14,01	21,02	28,03	35,04	42,04
З <sub>Σекс</sub> , (грн/рік)	4193948,57	8387897,143	12581665,7	16775614,3	20968842,86	25162971,4
З <sub>Σ</sub> , (грн/рік)	5180305,37	10360637,14	15540709,7	20721094,3	25900626,86	31081191,4
Pr <sub>г</sub> , (грн/рік)	5285091,88	10570325,22	15855134,2	21140650,4	26425459,41	31710975,7
Q <sub>тепл</sub> , (кВт/год)	4483440	8967000	13450200	17934000	22417200	26901000
Q <sub>тепл</sub> , (Гкал/год)	3842,95	7686,00	11528,74	15372,00	19214,74	23058,00

ЕЕ <sub>від.річ.з.ТНУ</sub> , (кВт/рік)	15032359,8	13634376,93	12236454,1	10838471,2	9440728,354	8042685,5
Пр <sub>е</sub> , (грн/рік)	42090607,4	38176255,39	34262071,4	30347719,4	26434039,39	22519519,4
Е <sub>Σ</sub> , (грн/рік)	46389342,5	46773840,61	47158161,6	47542889,8	47927714,8	48312275,1
ΔЕ, (%)	0,83	1,64	2,45	3,23	4,01	4,78
Варіант	7	8	9	10	11	
	3500	4000	4500	5000	5500	
Н <sub>компр</sub> , (кВт)	1581,9	1807,9	2033,9	2259,9	2485,9	
Н <sub>конд</sub> , (кВт)	5230,7	5977,9	6725,2	7472,4	8219,7	
К, (млн.грн.)	31384200	35867400	40351200	44834400	49318200	
Зекс.к, (грн/рік)	28474200	32542200	36610200	40678200	44746200	
Зекс.н, (грн/рік)	882900	1009028,571	1135157,14	1261285,71	1387414,29	
m, (кг/с)	166,67	190,48	214,29	238,10	261,90	
Н <sub>нас</sub> , (кВт)	49,05	56,06	63,06	70,07	77,08	
З <sub>Σекс</sub> , (грн/рік)	29357100	33551228,57	37745357,1	41939485,7	46133614,29	
З <sub>Σ</sub> , (грн/рік)	36261624	41442056,57	46622621,1	51803053,7	56983618,29	
Пр <sub>т</sub> , (грн/рік)	36995784,6	42280593,6	47566109,8	52850918,8	58136435,07	
Q <sub>тепл</sub> , (кВт/год)	31384200	35867400	40351200	44834400	49318200	
Q <sub>тепл</sub> , (Гкал/год)	26900,74	30743,49	34586,74	38429,49	42272,74	

### Продовження таблиці 2.3

ЕЕ <sub>від.річ.з.ТНУ</sub> , (кВт/рік)	6644642,64	5246599,783	3848556,93	2450514,07	1052471,211	
Пр <sub>е</sub> , (грн/рік)	18604999,4	14690479,39	10775959,4	6861439,39	2946919,392	
Е <sub>Σ</sub> , (млн.грн/рік)	48696260	49080244,99	49464805,2	49848790,2	50233350,46	
ΔЕ, (%)	5,53	6,27	6,99	7,71	8,42	

Пояснення до позначень у таблиці 2.3:

Н<sub>компр</sub> – потужність компресора (кВт),

Н<sub>конд</sub> – потужність конденсатора (кВт),

К – капіталовкладення в ТНУ (млн.грн.),

Зекс.к – експлуатаційні затрати на електроенергію приводу компресора (млн.грн./рік),

Зекс.н – Експлуатаційні затрати на електроенергію приводу насоса (млн.грн./рік),

m – масова витрата води (кг/с),

Н<sub>нас</sub> – потужність насоса (кВт),

З<sub>Σекс</sub> – сумарні експлуатаційні затрати (млн.грн/рік),

З<sub>Σ</sub> – сумарні затрати на ТНУ (млн.грн./рік),

$Pr_t$  – прибуток від продажу тепла (млн.грн./рік),

$Q_{тепл}$ (кВт/год) – кількість тепла (кВт/год),

$Q_{тепл}$ (Гкал/год) – кількість тепла (Гкал/год),

$E_{від.річ.з.ТНУ}$  - відпущена електрична енергія за рік після встановлення ТНУ (кВт),

$Pr_e$  – прибуток від відпущеної електроенергії (млн.грн./рік),

$E_{\Sigma}$  – економічний ефект від встановлення теплонасосної установки (млн.грн./рік),

$\delta E$  – відсоток збільшення прибутку після встановлення ТНУ (%)

Загальний прибуток від продажу теплової енергії, грн/рік:

$$V_{пр}^{заг} = Pr_t + E_{фнт}, \quad (2.71)$$

$$V_{пр}^{заг} = 10570325,22 + 486261343,66 = 491261668,88.$$

Річна економія коштів після впровадження теплонасосної установки складе:

$$E_{річ}^{ТНУ} = Pr_t + Pr_e - C_{еe}, \quad (2.72)$$

$$E_{річ}^{ТНУ} = 10570325 + (38176255 - 46004959) = 2746580 \text{ (грн/рік)}$$

Термін окупності впровадження теплонасосної установки зіставить:

$$T = \frac{K}{V_{пр}^{заг}}, \quad (2.73)$$

$$T = \frac{8967000}{2746580} = 3,2647 \text{ (років)}.$$

Таблиця 2.4 - Результати модернізації ТЕЦ шляхом встановлення теплонасосної установки.

№	Назва параметрів
---	------------------

	Річні затрати на паливо, млн.грн	Капіталовкладення, млн.грн.	Вартість проданої електроенергії, млн.грн/рік	Вартість проданої теплової енергії, млн.грн/рік	Річна економія коштів, млн.грн.	Термін окупності капіталовкладень, років
До ТНУ	455,95	-	46	486,26	-	-
3 ТНУ в.1	455,95	4,48	42,09	491,28	1,37	3,259
3 ТНУ в.2	455,95	8,97	38,17	496,57	2,74	3,2647
3 ТНУ в.3	455,95	13,45	34,26	501,85	4,12	3,2668
3 ТНУ в.4	455,95	17,93	30,35	507,14	5,49	3,2676
3 ТНУ в.5	455,95	22,42	26,43	512,42	6,86	3,268
3 ТНУ в.6	455,95	26,9	22,52	517,71	8,23	3,2684
3 ТНУ в.7	455,95	31,38	18,6	522,99	9,6	3,2689
3 ТНУ в.8	455,95	35,87	14,69	528,28	10,97	3,2692
3 ТНУ в.9	455,95	40,35	10,77	533,56	12,34	3,2694
3 ТНУ в.10	455,95	44,83	6,86	538,85	13,71	3,2696
3 ТНУ в.11	455,95	49,3	2,95	544,13	15,08	3,2697

Проаналізувавши таблицю 2.3 і 2.4 бачимо, що найоптимальнішим варіантом є останній з найбільшою потужністю. Тому, що тепло-насосна установка з більшою потужністю майже не відрізняється по терміну окупності ніж з ТНУ меншої потужності, але має більш вагомий річний прибуток.

#### 2.4 Підвищення ККД парогенератора ТЕЦ 4 встановленням водяного теплообмінника

Якщо знизити температуру живильної води на вході в котел збільшиться відбір тепла від димових газів, зменшаться втрати з теплою димових газів та підвищиться ККД котла. Мінімальну температуру відхідних газів обмежує умова попередження конденсації вологи на хвостових поверхнях нагріву. При роботі котла на природному газі мінімально можлива температура відхідних газів складає 100-110° С.

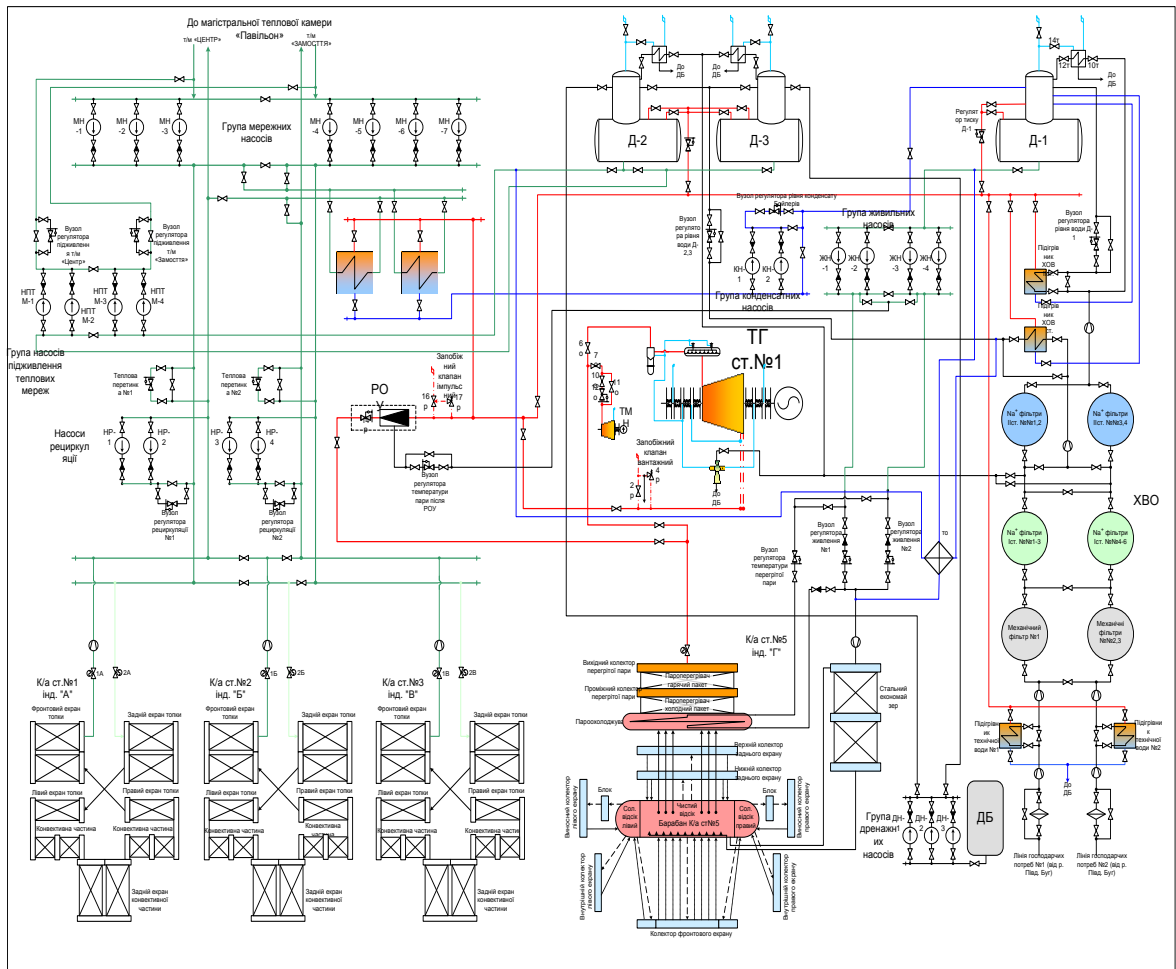


Рисунок 2.4 – модернізована схема ТЕЦ-4 з теплообмінником

Знизити температуру живильної води можна встановленням водо–водяного теплообмінника, в якому хімічищена вода гріється живильною водою. При зниженні температури живильної води з 104°C до 78°C ККД котла збільшується приблизно на 1,2%. Задачею розділу є визначення терміну окупності теплообмінника для зниження температури живильної води. Капітальні затрати на теплообмінник визначимо пропорційними його поверхні теплообміну. Поверхню теплообміну обчислимо за відомою методикою.

Модернізована схема котельні з теплообмінником наведена на рисунку 2.4.

Тип теплообмінника - пластинчастий

Початкові дані з розрахунку схеми:

1. Витрата води, яка нагрівається,  $G_{\text{ХОВ}} = 4,64 \text{ кг/с}$ ;

2. Початкова температура води, яка нагрівається,  $t'_{w1} = 18^{\circ}\text{C}$ ;
  3. Кінцева температура води, яка нагрівається,  $t''_{w1} = 70^{\circ}\text{C}$ ;
  4. Початкова температура грійної води,  $t'_{w2} = 104^{\circ}\text{C}$ ;
  5. Кінцева температура грійної води,  $t''_{w2} = 78^{\circ}\text{C}$ ;
  6. Робочий тиск в апараті,  $P = 500000 \text{ Па}$ ;
  7. Витрата грійної води (живильна вода)  $G_{\text{жв}} = 9,2$
- Конструктивні розміри теплообмінника

Теплообмінник комплектується з пластин з коефіцієнтом кута перетину вершин  $\beta = 120$ .

Геометричні розміри пластин і типи каналів

Площа теплообміну одної пластини  $F_1 = 0,5\text{м}^2$ . Еквівалентний діаметр міжпластинного каналу,  $d_e = 0,0083\text{м}$ . Площа поперечного перерізу одного каналу  $f_1 = f_2 = 0,00045 \text{ м}^2$ . Діаметр умовного проходу кутового отвору,

$D_y = 200 \text{ мм}$ . Довжина каналу (приведена)  $L_n = 1,01\text{м}$ .

Теплофізичні властивості води, яка нагрівається при

$$t'_{w1} = 0,5(t'_{w1} + t''_{w1}), \quad (2.74)$$

$$t'_{w1} = 0,5(18 + 78) = 48 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

густина  $\rho_{w1} = 988,1 \text{ кг/м}^3$ ;

питома теплоємність  $G_{w1} = 4,174 \text{ кДж/кг}\cdot^{\circ}\text{C}$ ;

коефіцієнт теплопровідності  $\lambda_{w1} = 0,648 \text{ Вт/(м}\cdot^{\circ}\text{C)}$ ;

кінематична в'язкість  $\nu_{w1} = 0,556 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

Теплофізичні властивості грійної води з довідника при:

$$t'_{w2} = 0,5(t'_{w2} + t''_{w2}), \quad (2.75)$$

$$t'_{w2} = 0,5(104 + 70) = 87 \text{ (}^{\circ}\text{C)}$$

густина  $\rho_{w2} = 967,3 \text{ кг/м}^3$ ;

питома теплоємність  $C_{w2} = 4,204 \text{ кДж/кг}\cdot^{\circ}\text{C}$ ;

коефіцієнт теплопровідності  $\lambda_{w2} = 0,678 \text{ Вт/(м}\cdot^{\circ}\text{C)}$ ;



кінематична в'язкість  $\nu_{w2} = 0,338 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

Тепловий розрахунок:

Кількість тепла, що передається за одиницю часу:

$$Q_{w1} = C_{w1} \cdot C_{w1}(t''_{w1} - t'_{w1}) \cdot \eta_{\text{ТО}} \quad (2.76)$$

$$Q_{w1} = 9,276 \cdot 4,174(70-18) \cdot 0,98 = 1973 \text{ (кВт)}.$$

$\eta_{\text{ТО}} = 0,98$  – ККД теплообмінника.

Витрата грійної води:

$$G_{w2} = Q_{w1} / (C_{w2}(t''_{w2} - t'_{w2})) \quad (2.77)$$

$$G_{w2} = 1973 / (4,204(104-78)) = 9,03 \text{ (кг/с)}.$$

Об'ємна витрата води, що нагрівається :

$$V_{w1} = C_{w1} / \rho_{w1}, \quad (2.78)$$

$$V_{w1} = 4,64 / 988,1 = 0,0047 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

Середній температурний напір:

схема потоків для протитоку

$$t'_{w1} = 18^\circ\text{C} \rightarrow t'_{w1} = 86^\circ\text{C},$$

$$t''_{w2} = 70^\circ\text{C} \leftarrow t'_{w2} = 104^\circ\text{C},$$

більша різниця температур:

$$\Delta t_{\text{б}} = t''_{w2} - t'_{w1}, \quad (2.79)$$

$$\Delta t_{\text{б}} = 70 - 18 = 52 \text{ (}^\circ\text{C)},$$

менша різниця температур:

$$\Delta t_{\text{м}} = t'_{w2} - t''_{w1}, \quad (2.80)$$

$$\Delta t_{\text{м}} = 104 - 70 = 34 \text{ (}^\circ\text{C)},$$

Середньологарифмічний температурний напір:

$$\Delta t_{\text{с.л.}} = (\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}) / \ln \Delta t_{\text{б}} / \Delta t_{\text{м}}, \quad (2.81)$$

$$\Delta t_{\text{с.л.}} = (52 - 34) / \ln 52 / 18 = 32 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Приймаємо швидкість руху води, яка нагрівається в каналах теплообмінника  $w_1=0,3$  м/с.

Площа поперечного перерізу одного пакету:

$$F_{1п} = V_{w1} / w_1, \quad (2.82)$$
$$F_{1п} = 0,0047/0,3 = 0,016 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Критерій Рейнольдса для води, яка нагрівається:

$$Re_1 = w_1 \cdot d_e / \gamma_{w1}, \quad (2.83)$$
$$Re_1 = 0,3 \cdot 0,0083 / 0,556 \cdot 10^{-6} = 4478.$$

Значення коефіцієнту загального гідравлічного опору:

$$\zeta_1 = 15 / Re_1^{0,25} \quad (2.84)$$
$$\zeta_1 = 15/4478^{0,25} = 1,83.$$

Значення критеріїв Прандтля:

при  $t_{w1} = 52^\circ\text{C}$ ,  $Pr_1=3,54$ ;

при  $t_{ст1} = 70^\circ\text{C}$   $Pr_{ст1}=2,55$ ;

$$t_{ст1} = 0,5(t_{w1} - t_{w2}), \quad (2.85)$$
$$t_{ст1} = 0,5(52 + 87) = 70 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Критерій Нусельта:

$$Nu_1 = 0,1355 \cdot Re_1^{0,73} \cdot Pr_1^{0,43} \cdot (Pr_1/Pr_{ст1})^{0,25} \quad (2.86)$$
$$Nu_1 = 0,1355 \cdot 4478^{0,73} \cdot 3,54^{0,43} \cdot (3,54/2,55)^{0,25} = 117,2.$$

Коефіцієнт тепловіддачі від стінки до води, яка нагрівається:

$$\alpha_1 = Nu_1 \cdot \lambda_{w1} / d_e, \quad (2.87)$$
$$\alpha_1 = 117,2 \cdot 0,648/0,0083 = 9150 \text{ (Вт/м}^2\text{ К)}.$$

Об'ємна витрата грійної води :

$$V_{w2} = G_{w2} / \rho_{w2}, \quad (2.88)$$
$$V_{w2} = 9,03 / 967,3 = 0,0093 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

Швидкість руху грійної води в каналах теплообмінника:

$$w_2 = V_{w2} / f_{1п} \quad (2.89)$$
$$w_2 = 0,0093 / 0,016 = 0,6 \text{ (м/с)}.$$

Критерій Рейнольдса для грійної води :

$$Re_2 = w_2 \cdot d_e / \gamma_{w2}, \quad (2.90)$$
$$Re_2 = 0,6 \cdot 0,0083 / 0,388 \cdot 10^{-6} = 14640.$$

Значення коефіцієнту загального гідравлічного опору:

$$\zeta_2 = 15 / Re_2^{0,25}, \quad (2.91)$$
$$\zeta_2 = 15 / 14640^{0,25} = 1,36.$$

Значення критеріїв Прандтля:

при  $t_{w2} = 87^\circ \text{C}$ ,  $Pr_2 = 2,03$ ;

при  $t_{ст2} = 70^\circ \text{C}$ ,  $Pr_{ст1} = 2,55$ .

$$t_{ст2} = 0,5(t_{w1} - t_{w2}), \quad (2.92)$$
$$t_{ст2} = 0,5(52 + 87) = 70^\circ \text{C}$$

Критерій Нусельта:

$$Nu_2 = 0,1355 \cdot Re_1^{0,73} \cdot Pr_1^{0,43} \cdot (Pr_1 / Pr_{ст1})^{0,25} \quad (2.93)$$
$$Nu_2 = 0,1355 \cdot 14640^{0,73} \cdot 2,03^{0,43} \cdot (3,54 / 2,55)^{0,25} = 117,2.$$

Коефіцієнти тепловіддачі від води, яка нагрівається до стінки:

$$\alpha_2 = Nu_2 \cdot \lambda_{w2} / d_e, \quad (2.94)$$
$$\alpha_2 = 190,7 \cdot 0,678 / 0,0083 = 15580 \text{ (Вт/м}^2 \text{ К)}.$$

Термічний опір стінки пластини і забруднень на ній :

- термічний опір забруднень на стінці зі сторони води, що нагріває:

$$R_{нак2} = \delta_{нак2} / \lambda_{нак2} \quad (2.95)$$
$$R_{нак2} = 0,0007 / 1,78 = 0,00039 \text{ (м}^2 \text{ К/ Вт)},$$

- термічний опір стінки ( із сталі марки 12x18Н10Т) при її товщині  $\delta_{ст}=1\text{мм}$ :

$$R_{ст} = \delta_{ст} / \lambda_{ст}, \quad (2.96)$$

$$R_{ст} = 0,001 / 18 = 0,000055 \text{ (м}^2 \text{ К/ Вт)},$$

- термічний опір забруднень на стінці зі сторони води, що нагрівається:

$$R_{накл} = \delta_{накл} / \lambda_{накл}, \quad (2.97)$$

$$R_{накл} = 0,0004 / 1,78 = 0,00022 \text{ (м}^2 \text{ К/ Вт)}.$$

Коефіцієнт теплопередачі:

$$K = ( 1/\alpha_1 + \delta_1 / \lambda_1 + \delta_{ст} / \lambda_{ст} + \delta_2 / \lambda_2 + 1/\alpha_2 )^{-1} \quad (2.98)$$

$$K = (1/9150 + 0,0022 + 0,000055 + 0,00039 + 1/15580)^{-1} = 1183 \text{ (Вт/м}^2 \text{ К)}.$$

Площа поверхні теплообміну апарата:

$$F_a = Q / K \cdot \Delta t_{с.л}, \quad (2.99)$$

$$F_a = 1291 \cdot 1000 / 1183 \cdot 32 = 34,1 \text{ (м}^2\text{)}$$

Приймаємо з урахуванням росту забруднення площу поверхні теплообміну  $F_a = 35 \text{ м}^2$ .

Конструктивний розрахунок:

Площа поперечного перерізу пакета по стороні хода грійної води:

$$f_{n2} = V_{w2} / w_2, \quad (2.100)$$

$$f_{n2} = 0,0093 / 0,6 = 0,016 \text{ (м}^2\text{)}.$$

по стороні хода води, яка нагрівається :

$$f_{n1} = V_{w1} / w_1, \quad (2.102)$$

$$f_{n1} = 0,0047 / 0,3 = 0,06 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Число каналів в одному пакеті для води, яка нагрівається:

$$m_2 = f_{n2} / f_2, \quad (2.103)$$

$$m_2 = 0,016 / 0,00045 = 34,8 \text{ (шт.)}$$

прийmemo  $m_2 = 35$  шт.,  
для води, яка нагрівається :

$$m_1 = f_{n1} / f_1, \quad (2.104)$$
$$m_1 = 0,016 / 0,00045 = 34,8 \text{ (шт.)}$$

прийmemo  $m_1 = 35$  шт.

Число пластин в одному пакеті для води, яка нагрівається :

$$n_1 = 2 \cdot m_1 \quad (2.105)$$
$$n_1 = 2 \cdot 35 = 70 \text{ (шт.)}$$

для грійної води:

$$n_2 = 2 \cdot m_2, \quad (2.106)$$
$$n_2 = 2 \cdot 35 = 70 \text{ (шт.)}$$

Площа теплообміну одного пакету для води, яка нагрівається :

$$F_{n1} = F_1 \cdot n_1, \quad (2.107)$$
$$F_{n1} = 0,5 \cdot 70 = 35 \text{ (м}^2\text{)}$$

для грійної води:

$$F_{n2} = F_2 \cdot n_1, \quad (2.108)$$
$$F_{n2} = 0,5 \cdot 70 = 35 \text{ (м}^2\text{)}$$

Фактична площа поперечного перерізу пакета по стороні хода води,  
яка нагрівається :

$$f_{n1} = f_1 \cdot m_1, \quad (2.109)$$
$$f_{n1} = 0,00045 \cdot 35 = 0,016 \text{ (м}^2\text{)}$$

по стороні хода грійної води:

$$f_{n2} = f_2 \cdot m_1, \quad (2.110)$$
$$f_{n2} = 0,00045 \cdot 35 = 0,016 \text{ (м}^2\text{)}$$

Фактична швидкість руху води, яка нагрівається в каналах теплообмінника:

$$w_1 = G_{w1} / (\rho_{w1} \cdot f_{1п}), \quad (2.111)$$
$$w_1 = 4,64 / (988,1 \cdot 0,016) = 0,30 \text{ (м\с)}.$$

Фактична швидкість руху грійної води:

$$w_2 = G_{w2} / (\rho_{w2} \cdot f_{2п}), \quad (2.112)$$
$$w_2 = 9,03 / (967,3 \cdot 0,016) = 0,59 \text{ (м\с)}.$$

Перевіримо величину вибраної площі поверхні теплообміну прифактичних швидкостях робочих середовищ.

Критерій Рейнольдса для грійної води :

$$Re_2 = w_2 \cdot d_e / \gamma_{w2}, \quad (2.113)$$
$$Re_2 = 0,59 \cdot 0,0083 / 0,388 \cdot 10^{-6} = 14550.$$

Критерій Рейнольдса для води, яка нагрівається:

$$Re_1 = w_1 \cdot d_e / \gamma_{w1}, \quad (2.114)$$
$$Re_1 = 0,3 \cdot 0,0083 / 0,556 \cdot 10^{-6} = 4451.$$

Критерій Нусельта для грійної води :

$$Nu_2 = 0,1355 \cdot Re_2^{0,73} \cdot Pr_2^{0,43} \cdot (Pr_2 / Pr_{ст2})^{0,25}, \quad (2.115)$$
$$Nu_2 = 0,1355 \cdot 14550^{0,73} \cdot 2,03^{0,43} (2,03/2,55)^{0,25} = 189,8.$$

Критерій Нусельта для води, яка нагрівається:

$$Nu_1 = 0,1355 \cdot Re_1^{0,73} \cdot Pr_1^{0,43} \cdot (Pr_1 / Pr_{ст1})^{0,25} \quad (2.116)$$
$$Nu_1 = 0,1355 \cdot 4451^{0,73} \cdot 3,54^{0,43} (3,54/2,55)^{0,25} = 116,7.$$

Коефіцієнт тепловіддачі від стінки до води, яка нагрівається:

$$\alpha_1 = Nu_1 \cdot \lambda_{w1} / d_e, \quad (2.117)$$
$$\alpha_1 = 116,7 \cdot 0,648 / 0,0083 = 9109 \text{ (Вт/м}^2 \text{ К)}.$$

Коефіцієнти тепловіддачі від води, яка нагрівається до стінки:

$$\alpha_2 = Nu_2 \cdot \lambda_{w2} / d_e, \quad (2.118)$$

$$\alpha_2 = 189,8 \cdot 0,678 / 0,0083 = 15510 \text{ (Вт/м}^2 \text{ К)}.$$

Коефіцієнт теплопередачі:

$$K = (1/\alpha_1 + \delta_1/\lambda_1 + \delta_{ст}/\lambda_{ст} + \delta_2/\lambda_2 + 1/\alpha_2)^{-1} \quad (2.119)$$

$$K = (1/9109 + 0,0022 + 0,00005 + 0,00039 + 1/15510)^{-1} = 1180 \text{ (Вт/м}^2 \text{ К)}.$$

Площа поверхні теплообміну апарата:

$$F_a = Q / K \cdot \Delta t_{с.л}, \quad (2.120)$$

$$F_a = 1291 \cdot 1180 / 1183 \cdot 32 = 34,1 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Приймаємо з урахуванням росту забруднення площу поверхні теплообміну  $F_a = 35 \text{ м}^2$ .

Число пакетів в апараті по стороні ходу води, яка нагрівається :

$$x_1 = F_a / F_{n1}, \quad (2.121)$$

$$x_1 = 35 / 35 = 1 \text{ (шт.)}.$$

приймаємо  $x_1 = 1$  (шт.).

по стороні ходу грійної води:

$$x_2 = F_a / F_{n2}, \quad (2.122)$$

$$x_2 = 35 / 35 = 1 \text{ (шт.)}.$$

приймаємо  $x_2 = 1$  (шт.).

Розрахункове число пластин в апараті:

$$n_a = F_a + 2 F_1 / F_1, \quad (2.123)$$

$$n_a = 35 + 2 \cdot 0,5 / 0,5 = 72 \text{ (шт.)}$$

Схема компоновки пластин в теплообмінному апараті при  $n_a = 72$  шт. і  $x_1 = x_2 = 1$  шт.  $C_x = 72 / 72$ .

Отже, площа поверхні теплообміну  $F_a = 35 \text{ м}^2$ .

Розрахунок техніко-економічних показників модернізованого варіанта ТЕЦ.

Вартість зекономленого газу, грн/рік :

$$C_{II} = B_{\text{пал}} \cdot 0,012 \quad (2.124)$$
$$C_{II} = 265176919 \cdot 0,012 = 3182123 \text{ (грн.)}$$

Витрати на ТО:

Капіталовкладення  $K_{\text{ТО}}$  на водо-водяний пластинчастий теплообмінник:

$$K_{\text{ТО}} = 280000 \text{ (грн.)} \quad (2.125)$$

Капітальні витрати на транспортування ТО:

$$K_{\text{ТО}}^{\text{ТР}} = K_{\text{ТР}} \cdot K_{\text{ТО}}, \quad (2.126)$$

де  $K_{\text{ТР}}$  - коефіцієнт, що враховує витрати на транспортування :

$$K_{\text{ТО}}^{\text{ТР}} = 0,12 \cdot 280000 = 33600 \text{ ( грн.)}$$

Капітальні витрати на монтаж теплообмінника:

$$K_{\text{ТО}}^{\text{М}} = K_{\text{М}} \cdot K_{\text{ТО}}, \quad (2.127)$$

$$K_{\text{ТО}}^{\text{М}} = 0,1 \cdot 280000 = 28000 \text{ (грн)}$$

Загальні капіталовкладення на теплообмінник:

$$K_{\text{ТО}}^{\text{ЗАГ}} = K_{\text{ТО}} + K_{\text{ТО}}^{\text{ТР}} + K_{\text{ТО}}^{\text{М}}, \quad (2.128)$$

$$K_{\text{ТО}}^{\text{ЗАГ}} = 280000 + 33600 + 28000 = 341600 \text{ (грн)}$$

Загальні капіталовкладення на встановлення ТО:

$$K_{\text{ТО}}^{\text{ЗАГ.В}} = K_{\text{ТО}}^{\text{ЗАГ}} + K_{\text{ТО}}^{\text{ДОП}}, \quad (2.129)$$

$K_{\text{ТО}}^{\text{ДОП}} = 50000$  - капіталовкладення на допоміжне устаткування, грн.

$$K_{\text{ТО}}^{\text{ЗАГ.В}} = 341000 + 50000 = 391600 \text{ (грн.)}$$



Норма амортизаційних відрахувань для третьої групи основних фондів складає  $K_{CA} = 0,15$

Тоді річна сума амортизаційних відрахувань:

$$S_A = K_{CA} \cdot K_{TO}^{3AG}, \quad (2.130)$$

$$S_A = 0,15 \cdot 391600 = 58740 \text{ (грн.)}$$

Річні витрати коштів на поточний ремонт устаткування:

$$S_{IP} = 0,2 \cdot S_A, \quad (2.131)$$

$$S_{IP} = 0,2 \cdot 58740 = 11748 \text{ (грн.)}$$

Інші витрати:

$$S_{ИШ} = 0,4 \cdot (S_A + S_{IP}), \quad (2.132)$$

$$S_{ИШ} = 0,4 \cdot (58740 + 11748) = 28195 \text{ (грн.)}$$

Сумарні капіталовкладення в ТО з урахуванням амортизаційних відрахувань, коштів на поточний ремонт та інших витрат:

$$K'_{СУМ} = K_{TO}^{3AG.B} + S_A + S_{IP} + S_{ИШ}, \quad (2.133)$$

$$K'_{СУМ} = 391600 + 58740 + 11748 + 28195 = 490283 \text{ (грн.)}$$

Термін окупності капіталовкладень на встановлення ТО:

$$T_{OK} = \frac{K'_{СУМ}}{\Delta B}, \quad (2.134)$$

$$T_{OK} = \frac{490283}{3182123} = 0,15 \text{ (року)}$$

Економічна ефективність від впровадження даного заходу:

$$C_{ЕК} = \Delta B - K'_{СУМ}, \quad (2.135)$$

$$C_{ЕК} = 3182123 - 490283 = 2691840 \text{ (грн.)}$$

Отже, після встановлення водо-водяного теплообмінника підприємство вже в перший рік зможе зекономити 2691840 грн.

## 2.5 Розрахунок техніко –економічних показників

В даному пункті зроблено розрахунок всіх техніко-економічні показників за одним методом. Це дасть змогу порівняти різні способи модернізації ТЕЦ. Початкові дані про капіталовкладення і економію розраховано в попередніх пунктах.

Таблиця 2.5 –Початкові дані

Показники	Позначення	Значення показника	
		з ТНУ	з ТО
1.Капіталовкладення, млн грн	К	49,3	0,28
Вартість економії енергії, млн.грн	ΔЕ	15,08	3,18
2.Річна норма амортизації основних засобів, %	Н <sub>А</sub>	12,5	12,5
3.Норма відрахувань на тепло обслуговування і ремонт	Н <sub>Р</sub>	7,0	7,0
4.Ставка податку на прибуток, %	С <sub>НП</sub>	30,0	30,0
5.Ставка податку на майно, %	С <sub>НИ</sub>	2,0	2,0
6.Норма дисконту, %	Е	10,0	10,0

Проведемо розрахунок для ТЕЦ з ТНУ

Амортизація основних засобів:

$$A = 0,01 \cdot N_A \cdot K, \quad (2.136)$$

$$A = 0,01 \cdot 12,5 \cdot 49,3 = 6,163 \text{ (млн грн.)}$$

Витрати на техобслуговування та ремонт:

$$P = 0,01 \cdot N_P \cdot K, \quad (2.137)$$

$$P = 0,01 \cdot 7,0 \cdot 49,3 = 3,451 \text{ (млн грн.)}$$

Економія поточних витрат ( приріст прибутку):

$$\Delta C = \Delta E - (A + P), \quad (2.138)$$

$$\Delta C = 15,08 - (6,163 + 3,451) = 5,466 \text{ (млн грн.)}$$

Приріст чистого прибутку підприємства:

$$\text{ЧП} = \Delta C (1 - 0,01C_{\text{НП}}), \quad (2.139)$$

$$\text{ЧП} = 5,466 \cdot (1 - 0,01 \cdot 30) = 3,826 \text{ (млн грн.)}$$

Річний дохід інвестиційного проекту:

$$D_t = \text{ЧП} + A, \quad (2.140)$$

$$D_t = 3,826 + 6,163 = 9,989 \text{ (млн грн.)}$$

Аналіз ефективності капіталовкладень в проект.

Розрахунковий період приймаємо рівним нормативному терміну служби енергозберігаючого обладнання:

$$T = \frac{100}{H_A}; \quad (2.141)$$

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

Знаходимо значення дисконтуючого множника з додатку 7.1.[17] за відомими значеннями  $E$  та  $T$ :

$$a_{8,10} = 5,335 \text{ (років)}$$

Чистий дисконтований дохід проекту визначається за формулою:

$$\text{ЧДД} = D_t \cdot a_{8,10} - K, \quad (2.142)$$

$$\text{ЧДД} = 9,989 \cdot 5,335 - 49,3 = 3,99 \text{ (млн грн.)}$$

Індекс прибутковості проекту визначаємо за формулою:

$$\text{ІД} = \text{ЧДД} / K + 1, \quad (2.143)$$

$$\text{ІД} = 3,99 / 49,3 + 1 = 1,081$$

Розрахунок внутрішньої норми доходу здійснюємо в два етапи.

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

$$a_{T(PP)} = K/D, \quad (2.144)$$

$$a_{T(PP)} = 49,3/9,989 = 4,93 \text{ (року)}$$

Із додатку 7.2[17] при  $T=8$  років і  $a_{T(PP)} = 4,93$  знаходимо, що шукане значення ставки ВНД приблизно 12% (0.12)

Розрахунок терміну окупності.

Статичний термін окупності визначаємо за формулою:

$$T_{o \text{ ст}} = K/D, \quad (2.145)$$

$$T_{o \text{ ст}} = 49,3/9,989 = 4,93 \text{ (року)}.$$

Динамічний термін окупності  $T_o$  знаходимо за  $a_{T(PP)} = 4,93$  року і нормі дисконту  $E=0,1$  з Додатку 7.1. [17] Шукане значення потрапляє в інтервал 5-6 роки і складає приблизно 5,1 року.

Граничні капіталовкладення в проект:

$$K_{гр} = K + ЧДД, \quad (2.146)$$

$$K_{гр} = 49,3 + 3,99 = 53,29 \text{ (млн грн.)}$$

Висновок по проекту. Всі розраховані критерії ефективності задовольняють умови доцільності інвестиційного проекту:

$ЧДД = 3,99$  млн грн більше 0;

$ІД = 1,081$  більше 1;

$ВНД = 12\%$  (0.12) більше  $10\%$  (0.1)

$T_o = 5,1$  року менше 8 років

Отже, проект доцільний та може бути рекомендований до впровадження.

Розрахунки для ТЕЦ з ТО отримуємо аналогічно та заносимо результати в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Початкові дані та порівняльні характеристики варіантів постачання підприємства тепловою та електричною енергією

Найменування	Існуючий	з ТНУ	ГК підв. ККД	з
Теплові навантаження, Мвт :				
Загальне $Q_{ЗАГ}$	145	145,008	145	
Опалення та ентиляції $Q_{ОПАЛ}$	92	92	92	
Гарячого водопостачання $Q_{ГВП}$	28	28	28	
Річні затрати на паливо, (котельню та печі), млн.грн	455,95	455,95	452,77	
Річний прибуток від продажу електроенергії , млн.грн.	46	2,95	46	
Річний прибуток від продажу теплової енергії , млн.грн.	486,26	544,13	486,26	
Економія річних затрат на паливо та електроенергію $\Delta E$ , млн.грн.	-	15,08	3,18	
Капіталовкладення, млн.грн.	-	49,32	0,28	
Приріст чистого прибутку ЧП, млн.грн.	-	3,826	2,187	
Річний дохід $D_t$ , млн.грн.	-	3,451	2,223	
Чистий дисконтований дохід ЧДД, млн.грн.	-	3,99	11,58	
Індекс прибутковості ІП	-	1.081	42,36	
Продовження таблиці 2.5				
Внутрішня норма доходу	-	0,18	Більше 1	
Статичний термін окупності $T_{ост}$ , років	-	4,93	0,13	
Динамічний термін окупності $T_{осд}$ , років	-	5,1	0,15	
Граничні капіталовкладення в проект $K_{гран}$ , млн.грн	-	53.29	11,86	

Висновки до розділу 2:

1. Вданому розділі була розроблена програма розрахунку теплової схеми ТЕЦ-4, що дозволяє здійснити оптимізацію роботи ТЕЦ, а також спрощує розрахунки при її модернізації. За допомогою даної програми була розрахована тепла схема ТЕЦ з трьома робочими котлоагрегатами марки: ПТВМ-30 і ТС-35 та турбіною Р-2,5-15/3. Розрахунок проводився на три періоди:

- максимально – опалювальний, витрата робочого палива на паровий

котел 0,76 кг/с, витрата робочого палива на водогрійний котел 1,29 кг/с, потужність споживача 55100,6 кВт, витрата мережної води 263,01 кг/с, потужність відпущена в електромережу 1403,75 кВт.

- середній опалювальний, витрата робочого палива на паровий котел 0,745 кг/с, витрата робочого палива на водогрійний котел 0,92 кг/с, потужність споживача 41226,7 кВт, витрата мережної води 252,24 кг/с, потужність відпущена в електромережу 1665,41 кВт.
- літній, витрата робочого палива на паровий котел 0,63 кг/с, витрата робочого палива на водогрійний котел - кг/с, потужність споживача 13763 кВт, витрата мережної води 86,44 кг/с, потужність відпущена в електромережу 2131,07 кВт.

2. Здійснено модернізацію існуючої ТЕЦ шляхом встановлення теплонасосної установки.

Для оцінки економічної ефективності здійснення реконструкції використаний комплекс вартісних техніко-економічних показників, основним з яких є капіталовкладення і експлуатаційні витрати. Після проведення техніко-економічних розрахунків теплонасосної установки визначено, сумарні експлуатаційні затрати на ТНУ складають 56,9 (млн.грн/рік), прибуток від продажу теплової енергії складе 58,13 (млн.грн/рік), але прибуток від відпуску електроенергії зменшиться до 2,9 (млн.грн/рік), Результати модернізації ТЕЦ шляхом встановлення теплонасосноустановки наведені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Результати модернізації ТЕЦ шляхом встановлення теплонасосної установки.

№	Назва параметрів	Варіант існуючий	З ТНУ
1	Річні затрати на паливо, млн.грн	455,95	455,95
2	Капіталовкладення, млн.грн.	-	4,93
3	Вартість проданої електроенергії, млн.грн/рік	46	2,9
4	Вартість проданої теплової енергії, млн.грн/рік	486,26	544,4
5	Річна економія коштів, млн.грн.	-	58,136

6	Термін окупності капіталовкладень, років	-	3,27
---	--	---	------

3. Ще одним способом модернізації теплової схеми ТЕЦ стала розробка пластинчастого теплообмінника, для відбору теплової енергії з мережної води, що дає приріст ККД котлів. Були розраховані конструкторські розміри та основні технічні характеристики теплообмінника для заданих умов. Розраховано головні економічні показники та на їх основі обгрунтовано доцільність встановлення теплобіного апарату. Термін окупності складе менше 2 місяців, а вже за перший рік користування економія коштів складе близько 2,69 мільона гривень.

### РОЗДІЛ 3

#### АНАЛІЗ ПОТЕНЦІЙНИХ ШЛЯХІВ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ЧАСТОТНО-РЕГУЛЬОВАНОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДУ НА ТЕЦ-4

Одним з основних енергетичних ресурсів, що мають значну частку в собівартості виробленої теплової енергії на ТЕЦ, є електрична енергія. Найбільшими споживачами електричної енергії ТЕЦ являються відцентрові насоси, які мають великий потенціал для енергозбереження.

Процес регулювання ускладнюється невідповідністю характеристик відцентрових насосів і трубопроводів. Щоб забезпечити більшу витрата води по трубопроводу, натиск насоса потрібно збільшувати, а характеристики відцентрових насосів є такими, що при збільшенні подачі води напір, який забезпечує насос, падає. У той же час, при зменшенні подачі води натиск насоса потрібно теж зменшити, а він збільшується. Тому в періоди зниження витрати води в тепломережі насоси працюють з надлишковим тиском, який гаситься в

запірній арматурі. При цьому енергія, споживана насосами, нерационально витрачається на створення надлишкових тисків, під впливом яких відбувається збільшення витоків і непродуктивні витрати теплоносія, виникають підвищені механічні напруги в стінках труб.

Одними з основних напрямків підвищення енергоефективності ТЕЦ-4 є впровадження сучасного високотехнологічного обладнання, оптимізація технологічного процесу виробництва теплової енергії. По-перше, це підбір і заміна існуючих або впровадження нових насосів, оптимальних існуючим навантаженням котельні, а також до навантажень в найближчій перспективі. З моменту введення в експлуатацію котельні пройшло більше 100 років. Витрати мережевої води і гідравлічні режими мереж значно змінилися. Для оптимізації витрат необхідне впровадження насосів, які задовольняють існуючі режими експлуатації теплових мереж.

По-друге, це автоматизація процесів, пов'язана з впровадженням станцій управління двигунами на базі ЧРП для оптимізації споживання електроенергії при змінних сезонних і добових теплових навантаженнях. Використовуючи датчик тиску, частотно-регульований привід буде забезпечувати заданий тиск незалежно від витрати води в даний момент. Зниження витрати призведе до зменшення потужності, споживаної насосом.

На ТЕЦ встановлено 4 мережні насоси марки 8МС-7Х4, характеристики занесені до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики насоса 8МС-7Х4

Насос					Електродвигун	
Марка	Продуктивність м <sup>3</sup> /ГОД	Повний натиск м.	Кількість обертів, хв.	Потужність на валу насоса, кВт	Марка	Потужність, кВт
8МС-7Х4	290	240	1500	-	А-114-4	320



Насоси качають воду у напірний колектор, регулювання тиску у напірному колекторі здійснюється шляхом закривання (відкривання) напірних засувок обслуговуючим персоналом. Мінусами даного способу регулювання є недозавантаженість одного чи кількох насосів, залежно від витрати води в мережі, і дроселювання тиску мережної води через перемичку.

Для оптимізації затрат електроспоживання мережними насосами, пропонується чотири варіанти модернізації системи водопостачання частотно-регульованим електроприводом:

1. Блочна схема (рис.3.1): один насос – один ЧРП

Даний варіант потребує великих капіталовкладень, але в той же час є надійною і спрощує електричну схему. Також при виводі насоса в ремонт, ЧРП буде простоювати, що також знижує окупність даного варіанту. Капіталовкладення складуть  $K_1 = 17000000$  грн.

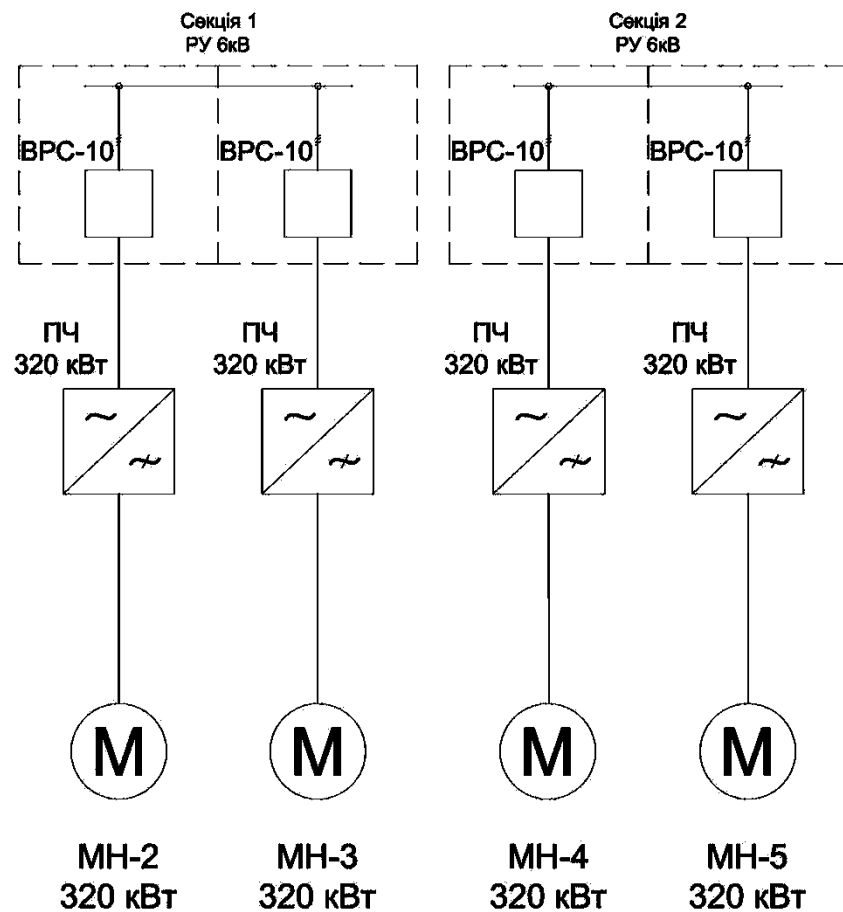


Рисунок 3.1 – Блочна схема підключення ЧРП

2. Групова (або каскадна) схема (рис. 3.2): така схема є дешевшою і дає можливість переведення любого з насосів на ЧРП. А випадку відмови ЧРП дозволяє перевести двигун в спільну мережу живлення. Капіталовкладення складуть  $K_2 = 9000000$  грн.

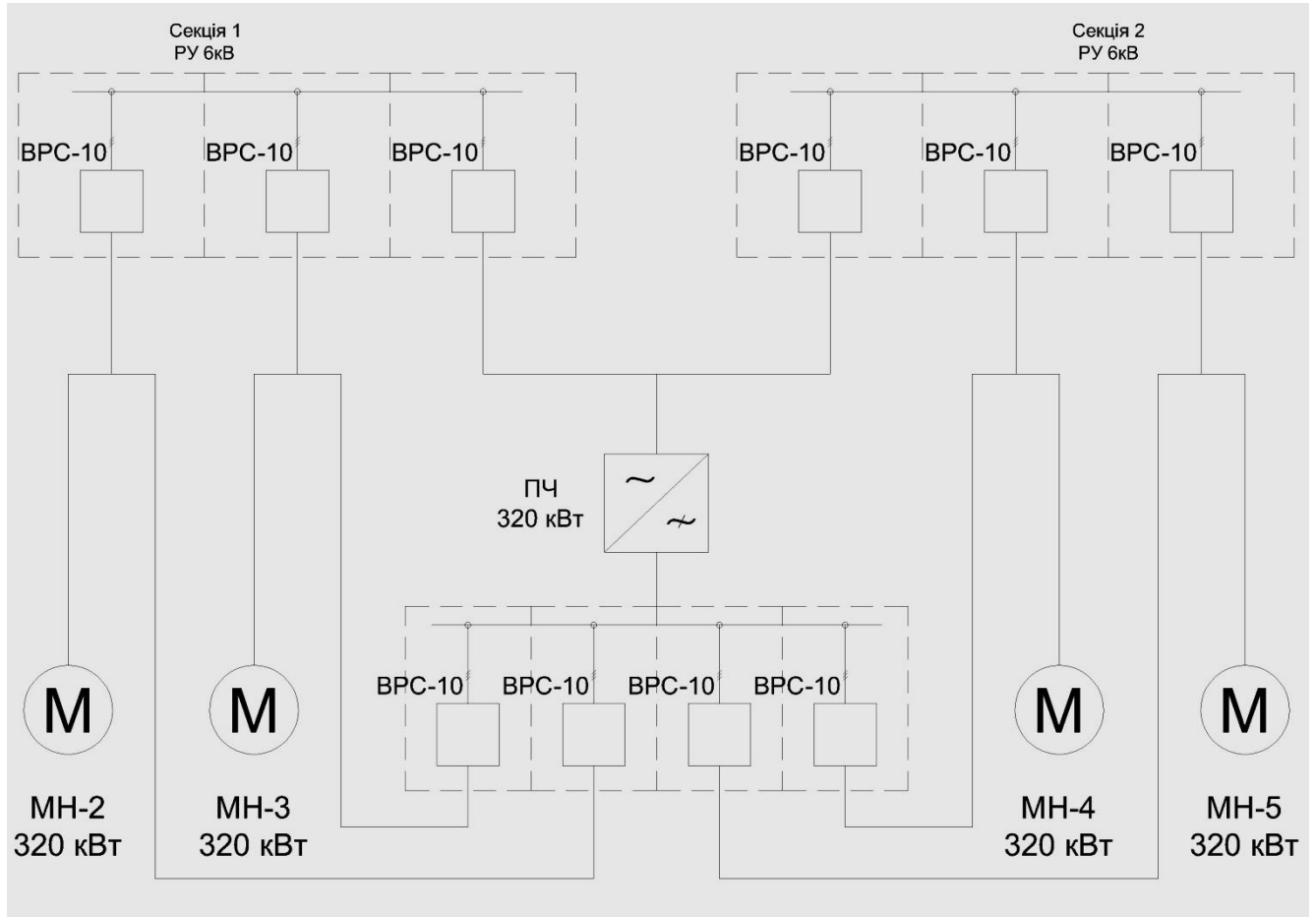


Рисунок 3.2 – Групова (каскадна) схема підключення ЧРП

3. Третій варіант повторює перший – це блочна схема, але з заміною насосів з системою живлення 6 кВ на насоси марки ЦНС 300-240 (див. табл.3.2) з системою живлення 0,4 кВ. Капіталовкладення складуть  $K_3 = 11000000$  грн.

Таблиця 3.2 – Технічні характеристики насоса ЦНС 300-240

Насос					Електродвигун	
Марка	Продуктив-	Повний	Кількість	Потужність	Марка	Потужність,

	ність м <sup>3</sup> /ГОД	натиск м.	обертів, хв.	на валу насоса, кВт		кВт
ЦНС 300-240	300	240	1500	-	АИР 355М4	315

4. Четвертий варіант повторює другий – це групова (або каскадна) схема, але з заміною насосів з системою живлення 6 кВ на насоси марки ЦНС 300-240 (див. табл.3.2) з системою живлення 0,4 кВ. Капіталовкладення складуть  $K_4 = 4800000$  грн.

Розрахук терміну окупності від впровадження ЧРП для 2 варіанту:

Кількість зекономленої електроенергії від впровадження ЧРП складе:

$$E_{\text{ел.ен.}} = P_{\text{ел.дв.}} \cdot t \cdot \kappa_v \cdot \kappa_e \quad (3.1)$$

де  $P_{\text{ел.дв.}}$  – потужність електричного двигуна;

$t$  – число годин роботи насоса;

$\kappa_e$  – коефіцієнт економії електричної енергії.

$$E_{\text{ел.ен.}} = 320 \cdot 4368 \cdot 0,35 = 489216 (\text{кВт/год})$$

Вартість зекономленої електричної енергії складе:

$$E = E_{\text{ел.ен.}} \cdot C; \quad (3.2)$$

де  $C$  – вартість 1кВт електроенергії.

$$E = 489216 \cdot 2,8 = 1369804,8 (\text{грн./рік})$$

Термін окупності складе:

$$T = \frac{K}{E}; \quad (3.3)$$

де  $K$  – капіталовкладення в модернізацію;

$$T = \frac{9000000}{1369804,8} = 6,57 \text{ (року)}$$

Розрахунок для інших варіантів занесено до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Техніко-економічне обґрунтування різних варіантів ЧРП

	Варіанти			
	1	2	3	4
К (грн)	17000000	6500000	3100000	1800000
$E_{\text{ел.ен.}}$ (кВт/рік)	489216	489216	489216	489216
Е (грн/рік)	1369804,8	1369804,8	1369804,8	1369804,8
Т (років)	12,41	6,57	8,03	3,5

Отже, із розрахунків ми бачимо що, 4 варіант є найбільш економічно вигіднішим.

Висновки до розділу 3:

В даному розділі було представлено 4 варіанти модернізації ТЕЦ-4 шляхом впровадження частотно-регульованого електроприводу. Дані варіанти представляють дві схеми підключення ЧРП блочну та групову, а також переведення високовольтного обладнання на систему електроживлення 0,4 кВ, шляхом його заміни.

Термін окупності використання частотного регулювання для асинхронних двигунів насосів з їх заміною зіставляє 3,5 роки, що переконливо доказує економічну ефективність використання частотного регулятора на даному об'єкті.

Окрім економічного ефекту від економії електроенергії застосування ЧРП додатково забезпечує наступне:

- зниження зносу запірної арматури, так як більшу частину часу засувки повністю відкриті;
- більшу частину часу насоси працюють при понижених тисках, що знижує втрати в системі водопостачання;
- зниження зносу комутаційної апаратури, так як переключення відбуваються при відсутності струму;
- зниження зносу підшипників двигуна і насосу, а також крильчатки за рахунок плавної зміни числа обертів, відсутності великих пускових струмів;
- зменшення небезпеки аварій за рахунок виключення гідравлічних ударів; забезпечується одночасний захист двигуна від струмів короткого замикання, замикання на землю, струмів перевантаження, неповнофазного режиму, недопустимих напруг.

Впровадження частотно-регульованого електроприводу робить виробництво більш «екологічним» - економить природні ресурси, знижує експлуатаційні затрати і являється ефективним кроком на шляху модернізації виробництва.

## РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 4.1 Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Мета розрахунків та характеристика вихідних даних

Відповідно до схеми електричної мережі підприємства, показаної на рис. 4.1, та вихідних даних, 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-2500	2	2084
ТП 2	ТМ-1000	2	1328
ТП 3	ТМ-400	2	452

Таблиця 4.2 – Відомості про кабельні лінії

Найменування ліній	Довжина лінії від ТП до ГПП, м	Марка кабелю	К-сть
--------------------	--------------------------------	--------------	-------

ЗРУ10 ПС«Ц» – ЗРУ10/6	120	АСБ 3x70	2
ЗРУ10/6 – ТП1	20	АСБ 3x70	2
ТП1 – ЗРУ10/6	20	АСБ 3x150	2
ЗРУ10/6 – ТП2	70	АСБ 3x50	2
ЗРУ10/6 – ТП3	70	АСБ 3x10	2

Продовження таблиці 4.2

ЗРУ10/6 – МН2	70	АСБ 3x10	1
ЗРУ10/6 – МН3	80	АСБ 3x10	1
ЗРУ10/6 – МН4	90	АСБ 3x10	1
ЗРУ10/6 – МН5	100	АСБ 3x10	1
ЗРУ10/6 – ТГ	100	АСБ 3x120	1

Таблиця 4.3 – Потужність цехів підприємства

Найменування цеху	Кількість змін	Розр. потужність, кВА
Головний корпус ТЕЦ-4	3	1328
Закритий розподільчий пристрій	1	7,18
Насосна	1	141,3
Мазутонасосна	1	54,01
Лабораторія ХВО	1	3,4
Адмінбудинок з майстернями	1	225,2
Відділ матеріально-технічного забезпечення	1	17,9
Газовий розподільчий пункт	1	1,62
Контрольно-пропускний пункт	3	1,7

Рекомендації до виконання:

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 вартість вимикача 10 кВ прийняти рівною 20–25 тис. грн., а вимикача 110 кВ – 50–60 тис. грн.



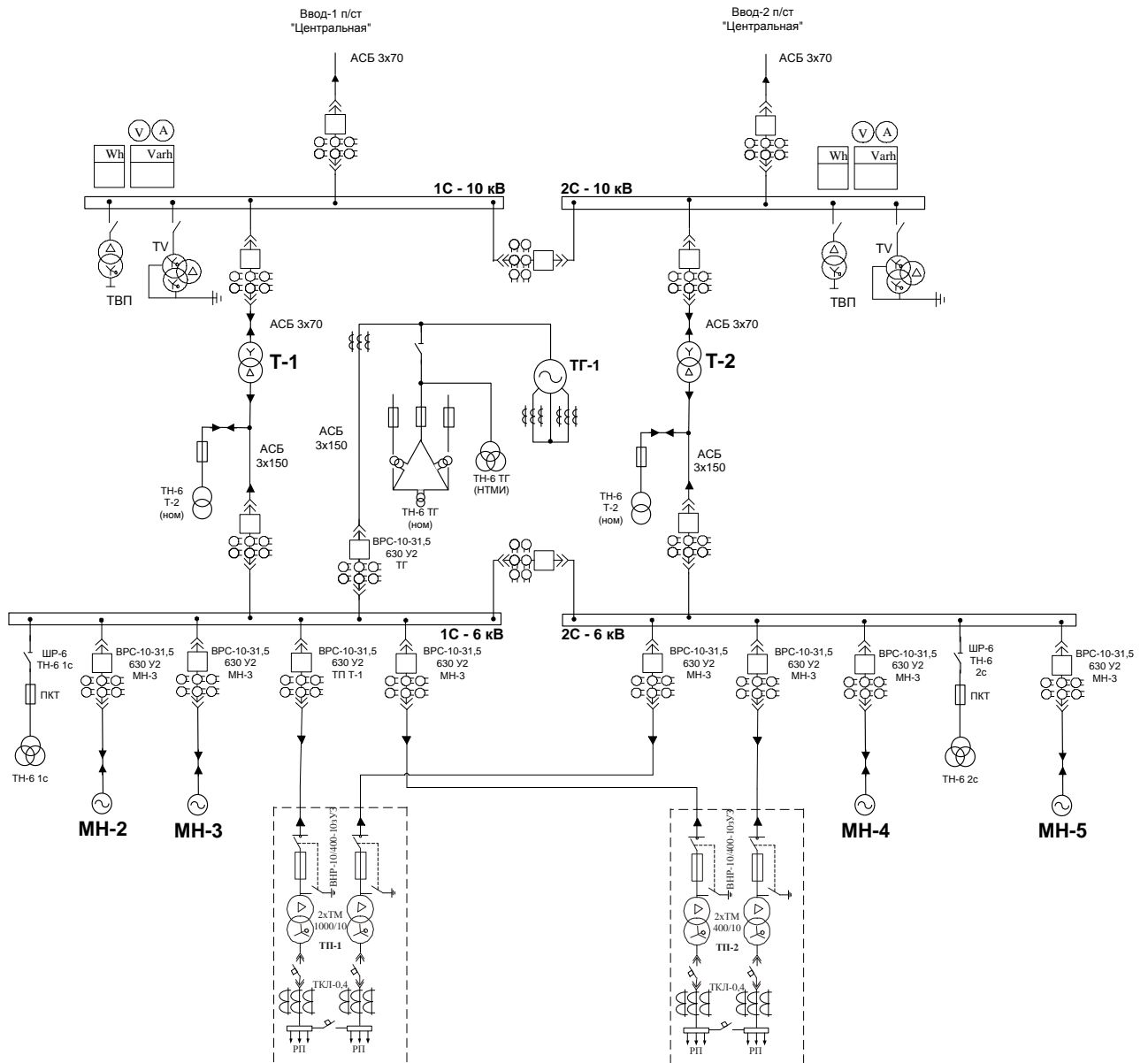


Рисунок 4.1 – Схема електропостачання підприємства

Розрахунок капіталовкладень в систему електропостачання

Розрахунок капіталовкладень в лінії електропередач виконуємо за вартістю кабелів та їх прокладання, які наведені в табл. 2.4 і табл. 2.5 [34].

Капітальні вкладення для ліній електропередач:

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

де  $K_{пит}$  - питома вартість на 1 км лінії, тис. грн./км [33];

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

$L$  - довжина лінії електропередачі, км.

$n$  – кількість кабелів в траншеї, шт.

Визначимо вартість прокладання кабельної лінії ЗРУ10кВ ПС«Центральна» до ЗРУ10/6кВ:

$$K_{\text{л}} = (70,48 \cdot 2 + 2,73) \cdot 0,46 = 45,25 \text{ тис.грн.}$$

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	Кількість	Довжина, км	$K_{\text{пит}}$ , тис.грн	$K_{\text{прок}}$ , тис.грн	$K_{\text{л}}$ , тис.грн
ЗРУ10 ПС«Ц» – ЗРУ10/6	АСБ-10 3x70	2	0,12	70,48	2,73	17,2428
ЗРУ10/6 – ТП1	АСБ-10 3x70	2	0,02	70,48	2,73	2,8738
ТП1 – ЗРУ10/6	АСБ-6 3x150	2	0,02	95,96	2,73	3,893
ЗРУ10/6 – ТП2	АСБ-6 3x70	2	0,07	70,48	2,73	10,0583
ЗРУ10/6 – ТП3	АСБ-6 3x10	2	0,07	35,44	2,73	5,1527
ЗРУ10/6 – МН2	АСБ-6 3x10	1	0,07	35,44	2,22	2,6362
ЗРУ10/6 – МН2	АСБ-6 3x10	1	0,08	35,44	2,22	3,0128
ЗРУ10/6 – МН2	АСБ-6 3x10	1	0,09	35,44	2,22	3,3894

Продовження таблиці 4.4

ЗРУ10/6 – МН2	АСБ-6 3x10	1	0,1	35,44	2,22	3,766
ЗРУ10/6 – ТГ	АСБ-6 3x120	1	0,1	83,04	2,22	8,526
Всього						60,551

Капітальні вкладення для електричних підстанцій будуть:

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

де  $K_{псі}$  – вартість однієї трансформаторної підстанції, тис. грн. (табл. 2.7 і табл. 2.8 [33]);

$K_{пост}$  - 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 [34] визначаємо величину капіталовкладень для трансформаторних підстанцій, наприклад, для ТП–1:

$$K_{псі} = 1080 + 216 = 1296 \text{ (тис.грн.)}$$

Результати розрахунків заносимо в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок капіталовкладень для електричних підстанцій

№	Тип тр-ра	Кількість т-рів	$K_{од}$ , тис.грн	$K_{пост}$ , тис.грн	$K_{пс}$ , тис.грн
КТП-1	ТМ-2500	2	1080	216	1296
КТП-2	ТМ-1000	2	560	112	672
КТП-3	ТМ-400	2	190	38	228
Всього					2196

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми, зображеної на рис.1, кількість вимикачів 10 кВ – 5 шт. і вимикачів 6 кВ –12 шт. Відповідно до рекомендацій приймаємо вартість вимикача 10 кВ і 6 кВ рівною 20–25 тис. грн..

Сумарна вартість вимикачів:

$$K_B = 12 \cdot 25 + 5 \cdot 25 = 425 \text{ (тис. грн.)}$$

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{\text{пс}} = 2196 + 425 = 2621 \text{ (тис. грн.)}$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K = 60,551 + 2621 = 2681,551 \text{ (тис. грн.)}$$

## 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.

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

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

де  $\Pi$  – кількість ремонтів даного виду за рік, на одиницю обладнання;

$t_{\text{норм}}$  – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. (табл.2.12 [34]);

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

Для схеми, представленої на рис.1 трудомісткість ремонту вимикачів 10кВ, люд.-год./рік:

$$T = 1 \cdot 16 \cdot 5 = 80.$$

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

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  $K_{зм}=2$ . При іншій змінності вводиться поправочний коефіцієнт  $\beta_p$ , який знаходимо за табл. 2.15 [34].

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

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

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{пр}$  – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год. (табл. 2.13 [34]);

$K_{сп}$  – 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,  $K_{сп} = 0,1$ .

$h$  – кількість обладнання в групі.

Для вимикачів 10 кВ, люд-год/рік:

$$T_{то} = 12 \cdot 16 \cdot 0,1 \cdot 5 \cdot 3 = 288.$$

Проводимо розрахунки трудомісткості технічного обслуговування іншого електрообладнання та заносимо їх результати до табл. 4.7.

Таблиця 4.6 – Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	К-ть	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю облад. рем/рік	Норма трудомісткості люд.год.	Заг. трудомісткість люд.год.	К-сть на одиницю облад. огл/рік	Норма трудомісткості люд.год.	Заг. трудомісткість люд.год.
Вимикач 10кВ	5	1	16	80	12	1	60
ТМ-2500 10/6 кВ	2	0,33	180	118,8	12	14	336
Вимикач 6кВ	12	1	16	192	12	1	144
ТМ-1000 6/0,4 кВ	2	0,33	120	79,2	12	9	216
ТМ-400 6/0,4 кВ	2	0,33	90	59,4	12	7	168
Кабельна лінія 10 мм <sup>2</sup> , км	0,34	1	36	12,24	1	9	3,06
Кабельна лінія 10 мм <sup>2</sup> , км	0,14	1	30	4,2	1	7,5	1,05
Кабельна лінія 70 мм <sup>2</sup> , км	0,42	1	60	25,2	1	15	6,3
Кабельна лінія 120 мм <sup>2</sup> , км	0,1	1	70	7	1	17,5	1,75
Кабельна лінія 150 мм <sup>2</sup> , км	0,04	1	90	3,6	1	22,5	0,9
Разом				581,64			937,06

Таблиця 4.7 – 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	5	3	0,1	12	288	348
ТМ-2500 10/6 кВ	2	3	0,1	12	1296	1632

Вимикач 6кВ	12	3	0,1	12	864	1008
ТМ-1000 6/0,4 кВ	2	3	0,1	12	864	1080
ТМ-400 6/0,4 кВ	2	3	0,1	12	648	816
Кабельна лінія 10 мм <sup>2</sup> , км	0,34	3	0,1	12	44,064	47,124
Кабельна лінія 10 мм <sup>2</sup> , км	0,14	3	0,1	12	15,12	16,17
Кабельна лінія 70 мм <sup>2</sup> , км	0,42	3	0,1	12	90,72	97,02
Кабельна лінія 120 мм <sup>2</sup> , км	0,1	3	0,1	12	25,2	26,95
Кабельна лінія 150 мм <sup>2</sup> , км	0,04	3	0,1	12	12,96	13,86
Разом					4220,064	5157,124

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;

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

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

Знаходимо кількість експлуатаційних робітників, чол.:

$$N_{\text{обс}} = \frac{5157,124}{1900 \cdot 1,05} = 2,58,$$

та персоналу для ремонтних робіт, чол.:

$$N_{\text{тр}} = \frac{581,64}{1900 \cdot 1,1} = 0,28.$$

Приймаємо  $N_{\text{тр}} = 2$  чол.,  $N_{\text{обс}} = 3$  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.

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:

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

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) [34];



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

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

де  $Z_{\min}$  – мінімальний розмір заробітної плати;

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

$\Phi_H$  – 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:

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

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 3 \cdot 0,9 \cdot 24,353 \cdot 1900 = 124930,9 \text{ (грн./рік)}$$

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) [34].

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

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

$$\Phi_p = 581,64 \cdot 26,14 = 15204,07 \text{ (грн./рік)}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

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

де  $\Phi$  – тарифний фонд  $\Phi_e$  експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати  $\Phi_p$  ремонтного персоналу, грн./рік;

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

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

$\alpha$  – частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{oe} = 124930,9 \cdot (1+0,05+0,01+0,2) = 157412,9 \text{ (грн./рік)},$$

і для ремонтних:

$$\Phi_{op} = 15204,07 \cdot (1+0,05+0,01+0,25) = 19917,3 \text{ (грн./рік)}.$$

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:

$$\Phi_{од} = \Phi_o \cdot 1,15; \quad (4.13)$$

$$\Phi_{оед} = 157412,9 \cdot 1,15 = 181024,85 \text{ грн./рік};$$

$$\Phi_{орд} = 19917,3 \cdot 1,15 = 22904,9 \text{ грн./рік}.$$

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.

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

$$C_{ЗП} = \Phi_{об} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{п} + \beta_{з} + \beta_{с}}{100}\right), \quad (4.14)$$

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

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

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

Відповідно розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{зпе} = 181024,85 \cdot \left(1 + \frac{32 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 244383,5 \text{ (грн./рік);}$$

і ремонтному персоналу:

$$C_{зпр} = 22904,9 \cdot \left(1 + \frac{32 + 1,5 + 1,5}{100}\right) = 30921,65 \text{ (грн./рік.).}$$

Таблиця 4.8 – Розрахунок витрат по заробітній платі

Показник		Заробітна плата
$\Phi_e$	Заробітна плата експлуатаційного персоналу	124930,9 грн.
$\Phi_p$	Заробітна плата ремонтного персоналу	15204,07 грн.
$\Phi_{ое}$	Величина основної ЗП експлуатаційного персоналу	157412,9 грн.
$\Phi_{ор}$	Величина основної ЗП ремонтного персоналу	19917,3 грн.
$\Phi_{оед}$	Основний фонд ЗП експлуатаційного персоналу	181024,85 грн.

Ф <sub>орд</sub>	Основний фонд ЗП ремонтного персоналу	22904,9	грн.
С <sub>зпе</sub>	Витрати по ЗП експлуатаційного персоналу	244383,5	грн.
С <sub>зпр</sub>	Витрати по ЗП ремонтного персоналу	30921,65	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) [34]. 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.

Необхідні дані для розрахунку беремо з табл. 2.19 та 2.20 [34], результати розрахунків заносимо до таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – 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.		
		400	1000	2500	400	1000	2500
Силові трансформатори							
Сталь сортова, кг	13,38	5	6	7	66,9	80,28	93,66
Провід установлюваний, м	5,55	1	0,5	0,5	5,55	2,775	2,775
Мідь-алюміній (гола), кг	124,6	36	62	73	4485,6	7725,2	9095,8
Картон електроізоляційний, кг	60,08	1,2	1,4	1,6	72,096	84,112	96,128
Лакотканина (ширина 700мм), м	166,6	0,15	0,2	0,21	24,99	33,32	34,986
Кабельний папір, кг	49,1	0,5	0,6	0,6	24,55	29,46	29,46
Стрічка кіперна, кг	600,8	25	40	41	15020	24032	24632,8
Стрічка тафтяна, кг	446,3	12	18	24	5355,6	8033,4	10711,2
Стрічка азбестова, м	13,1	0,04	0,05	0,08	0,524	0,655	1,048
Лаки ізоляційні, кг	71,8	0,8	1,5	1,6	57,44	107,7	114,88

Емалі ґрунтові, кг	78,8	2	2,5	3,1	157,6	197	244,28
Масло трансформаторне, кг	24,3	0,3	0,58	1,2	7,29	14,094	29,16
Бензин, кг	12,3	0,6	0,7	0,9	7,38	8,61	11,07
Розчиники кг	34,8	0,7	0,8	1	24,36	27,84	34,8
Маслостійка гума, кг	89,3	0,3	0,4	0,5	26,79	35,72	44,65
Гума профільна, кг	89,3	0,12	0,13	0,09	10,716	11,609	8,037
Припій олов'яно-свинцевий, кг	850,6	0,02	0,02	0,02	17,012	17,012	17,012
Припій мідно-фосфорний, кг	158,1	0,02	0,03	-	3,162	4,743	0
Електроди, кг	29,3	0,1	0,15	0,2	2,93	4,395	5,86
Засоби кріплення, кг	37,4	1,5	2	2,5	56,1	74,8	93,5
Дріт кручений,	4,8	0,12	0,3	0,35	0,576	1,44	1,68
Матеріали обтиску, кг	48,7	0,3	0,4	0,5	14,61	19,48	24,35
	Разом:				25441,776	40545,645	45327,136
	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:

$$C_m = 0,01 \times \left( \sum_{i=1}^n C_{0i} \cdot T_i + L \cdot C_{л0} \right) \quad (4.15)$$

де  $C_{0i}$  – питома вартість витратних матеріалів на обслуговування  $i$ -го виду трансформаторів,

$T_i$  – трудомісткість обслуговування  $i$ -го виду трансформаторів,

$L$  – сумарна довжина кабелів,

$C_{л0}$  – питома вартість матеріалів на обслуговування кабелів.

Отже, вартість матеріалів, потрібних на ремонт:

$$C_{mr} = 0,01 \cdot (59,4 \cdot 25441,776 + 79,2 \cdot 40545,645 + 192 \cdot 45327,136 + 1,04 \cdot 52,24) = 134253,2102 \text{ грн/рік};$$

$i$  вартість матеріалів, потрібних на технічне обслуговування:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \cdot (816 \cdot 25441,08 + 1080 \cdot 40551,08 + 1632 \cdot 45327,136 + 1,04 \cdot 201,124) = 1385238,81 \text{ грн/рік.}$$

Отже, можна розрахувати:

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

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зпе}} + C_{\text{мто}}, \quad (4.16)$$

$$C_{\text{обс}} = 244383,5 + 1385238,8 = 1519492 \text{ грн/рік;}$$

та витрати на їх поточний ремонт, грн/рік:

$$C_{\text{пр}} = C_{\text{зпр}} + C_{\text{мпр}}, \quad (4.17)$$

$$C_{\text{пр}} = 30921,65 + 134253,2 = 165174,85 \text{ грн/рік.}$$

#### 4.2.3 Визначення амортизаційних відрахувань і інших витрат

Знаходимо амортизаційні відрахування за формулою:

$$C_a = a \cdot K, \quad (4.18)$$

де  $a$  – норма амортизації, %

$K$  – капіталовкладення, грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 2681551 = 160893,06 \text{ грн/рік.}$$

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:

$$C_{ip} = \beta_{ip} (C_{обс} + C_{пр} + C_a); \quad (4.19)$$

де  $\beta_{ip}$  – коефіцієнт відрхувань на інші витрати.

$$C_{ip} = 0,25 \cdot (1519492 + 165174,85 + 160893,06) = 461390 \text{ грн/рік.}$$

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	1519492	65,86
Витрати на поточний ремонт	165174,85	7,16
Витрати на амортизацію	160893,06	6,29
Інші витрати	461390	20
Разом	2306949,91	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 установленної (номінальної) потужності усіх електроприймачів, коефіцієнта попиту і кількості годин використання максимуму навантаження, тис. кВт·год./рік:

$$E_{ai} = P_p \cdot T_{mi}, = K_{п} \cdot P_{ном} \cdot T_{mi}, \quad (4.20)$$

де  $P_p$  – розрахункова потужність  $i$ -го цеху, кВт;

$T_{mi}$  – річна тривалість використання максимуму активного навантаження  $i$ -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:

$$E_{a1} = 1327,56 \cdot 6000 = 7965360 \text{ кВт}\cdot\text{год./рік.}$$

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	$S_p$ , кВА	$T_m$ , год.	$\cos \varphi$	$P_p$ , кВт	$E_a$ , кВт·год./рік
Головний корпус ТЕЦ-4	3	1328+(1024)	6000	0,8	1060,5+819,2	11278200
Закритий розподільчий пристрій	1	7,18	1700	0,8	6,34	12206
Насосна	1	141,3	1700	0,8	113	192100
Мазутонасосна	1	54,01	1700	0,8	43,28	73576
Лабораторія ХВО	1	3,4	1700	0,7	2,4	4080
Адмінбудинок з	1	225,2	1700	0,7	157,6	267920



майстернями						
Відділ матеріально-технічного забезпечення	1	17,9	1700	0,7	12,53	21301
Газовий розподільчий пункт	1	1,62	1500	0,8	1,41	2115
Контрольно-пропускний пункт	3	1,7	6000	0,8	1,36	8160
Разом					2166,6	11771761

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

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

$$\Delta E_{\text{л}} = 3 \cdot n \cdot I_{\text{м}}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (4.21)$$

де  $I_{\text{м}}$  – максимальний струм у лінії, А;

$\tau$  – час максимальних втрат, год./рік.

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

$n$  – кількість кабелів в лінії.

$$R = r_0 \cdot L, \quad (4.22)$$

де  $r_0$  – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км (див. табл. 2.25 [33]),

Величина  $\tau$  визначається за часом використання максимального навантаження  $T_{\text{м}}$ :

$$\tau_{\text{м}} = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760; \quad (4.23)$$

$$\tau_{\text{м}} = \left( 0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4591,78 \text{ (год)}$$

Для лінії ГПП –ТП1:

Активний опір однієї фази кабелю від ГПП до ТП1.:

$$R = 0,12 \cdot 0,549 = 0,07 \text{ (Ом.)}.$$

Відповідно втрати електроенергії в лінії ГПП-ТП1:

$$\Delta E_{л} = 3 \cdot 2 \cdot 161,8^2 \cdot 0,07 \cdot 4591,78 \cdot 10^{-3} = 47516,35 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)}.$$

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	$\tau$ , год./рік	Rпит, Ом/км	$\Delta E_{л}$ , кВт·год.
ЗРУ10 ПС«Ц» – ЗРУ10/6	АСБ 3x70	2	0,12	161,8	0,07	4591,78	0,549	47516,35
ЗРУ10/6 – ТП1	АСБ 3x70	2	0,02	161,8	0,01	4591,78	0,549	7919,39
ТП1 – ЗРУ10/6	АСБ 3x150	2	0,02	269,8	0,01	4591,78	0,256	10268,01

Продовження таблиці 4.12

ЗРУ10/6 – ТП2	АСБ 3x50	2	0,07	127,56	0,05	4591,78	0,769	24131,59
ЗРУ10/6 – ТП3	АСБ 3x10	2	0,07	43,5	0,05	757,18	0,769	462,76
ЗРУ10/6 – МН2	АСБ 3x10	1	0,07	24,6	0,27	4591,78	3,840	2240,79
ЗРУ10/6 – МН2	АСБ 3x10	1	0,08	24,6	0,31	4591,78	3,840	2560,91
ЗРУ10/6 – МН2	АСБ 3x10	1	0,09	24,6	0,35	4591,78	3,840	2881,02
ЗРУ10/6 – МН5	АСБ 3x10	1	0,09	24,6	0,35	4591,78	3,840	2881,02
ЗРУ10/6 – ТГ	АСБ 3x120	1	0,1	240	0,03	4591,78	0,320	25390,72
Разом								126252,56

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

$$\Delta E_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_p + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_\phi}{S_H} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.24)$$

де  $n$  - кількість трансформаторів;

$\Delta P_{кз}$  і  $\Delta P_{xx}$  – 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);

$S_\phi$  - фактична потужність, яка передається через трансформатори, кВА;

$S_H$  - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах КТП-1:

$$\Delta E_T = 2 \cdot 4,2 \cdot 8760 + (1/2) \cdot 24 \cdot \left( \frac{2803,8}{2500} \right)^2 \cdot 4591,78 = 135382 \text{ (Вт} \cdot \text{год./рік.)}$$

Для інших КТП проводимо аналогічні розрахунки і їх результати зводимо у табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Втрати енергії в трансформаторах

№	Тип т-ра	К-сть	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$S_p$ , кВА	$S_H$ , кВА	$\Delta E_T$ , кВт·год./рік
КТП-1	ТМ-2500	2	4,2	24	2803,8	2500	135382
КТП-2	ТМ-1000	2	2,4	12	1327,6	1000	78624,4
КТП-3	ТМ-400	2	0,61	4,6	452,28	400	12656,4
Разом							226662

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

$$E = E_a + \Delta E_{л} + \Delta E_T; \quad (4.25)$$

$$E = 11771761 + 126252,56 + 226662 = 12124675,56 \text{ кВт} \cdot \text{год./рік.}$$

Оплата за електроенергію при одноставковому тарифі визначається як:

$$П_1 = v \cdot E / 100, \text{ грн.}, \quad (4.26)$$

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

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

$$П_1 = 2,5 \cdot 12124675,56 = 30311688,9 \text{ тис.грн.}$$

#### 4.3.2 Розрахунок собівартості електроенергії

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

$$S = \frac{C_{\text{сум}} \cdot 100}{E_a}, \quad (4.27)$$

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. Отже, загальні (сумарні) витрати підприємства на електроенергію за рік будуть складати, тис. грн./рік:

$$C_{\text{сум}} = П + C_{\text{п}}, \quad (4.28)$$

де П – оплата за спожиту електроенергію;

$C_{п}$  – річні витрати підприємства при передаванні електроенергії.

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

$$C_{п} = C_{обс} + C_{пр} + C_{а} + C_{ір}, \quad (4.29)$$

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

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

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

$$C_{п} = 1519492 + 165174,85 + 160893,06 + 461390 = 2306949,91 \text{ грн/рік.}$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{сум} = 30311688,9 + 2306949,91 = 32618638,81 \text{ грн/рік.}$$

Отже, собівартість електроенергії

$$S = \frac{32618638,81 \cdot 100}{11771761} = 277,1 \text{ коп./кВт}\cdot\text{год.}$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 4.14.

Таблиця 4.14 – Результати розрахунків

Показники	Позначення	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисно спожитої	Еа	11771761	кВт·год.

електроенергії			
Річне споживання електроенергії із втратами	$E$	14124675,56	кВт·год.
Плата за електроенергію	$П_1$	30311688,9	грн.
Витрати на передачу і розподіл електроенергії	$C_{п}$	2306949,91	грн.
Сумарні витрати підприємства	$C_{сум}$	3261838,81	грн.
Собівартість електроенергії	$S$	277,1	коп/кВт·год.

Висновки до розділу 4:

В даному розділі було здійснено розрахунок собівартості електроенергії на промисловому підприємстві.

В першому підрозділі було проаналізовано вихідні дані та розраховано розмір капіталовкладень в систему електропостачання. Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства для даного варіанту склала 2681,55 тис. грн.

Другий підрозділ являє собою розрахунок поточних витрат підприємства. В ньому 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 склала 244383,5 грн. Витрати по заробітній платі ремонтного персоналу – 30921,65 грн.

В третьому підрозділі, на основі розрахунків проведених в попередніх розділах, проведено розрахунок річного споживання і втрат електроенергії, а також визначено плату за електроенергію. Величина собівартості електроенергії склала 277,1 коп./кВт·год. Тобто, кожна витрачена кВт·год коштує підприємству 277,1 коп.

## РОЗДІЛ 5

### ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

В розділі охорони праці розглядаються умови охорони праці КП ВМР „Вінницьяміськтеплоенерго“ (ТЕЦ - 4).

В ході модернізації було запропоновано встановлення теплонасосної установки, яка буде розташована в котлотурбінному залі на першому поверсі перед турбіною.

Згідно з ГОСТ 12.0.003-74 на оперативно-ремонтний персонал котельні, діють наступні небезпечні та шкідливі фактори:

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;
- підвищений рівень шуму;
- небезпечний рівень напруги електричної мережі;
- виробнича вібрація.

б) хімічні:

по характеру дії на організм людини:

- загальнотоксичні ( вуглекислий газ  $\text{CO}_2$ , оксиди сірки  $\text{SO}_2$ ,  $\text{SO}_3$ , оксиди азоту  $\text{NO}_2$ ,  $\text{NO}_3$  );

по шляху проникання в організм людини:

- діючі через органи дихання;

в) психофізіологічні:

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

## 5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

### 5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочого місця

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

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

Монітор встановлюється таким чином, щоб верхній край екрана

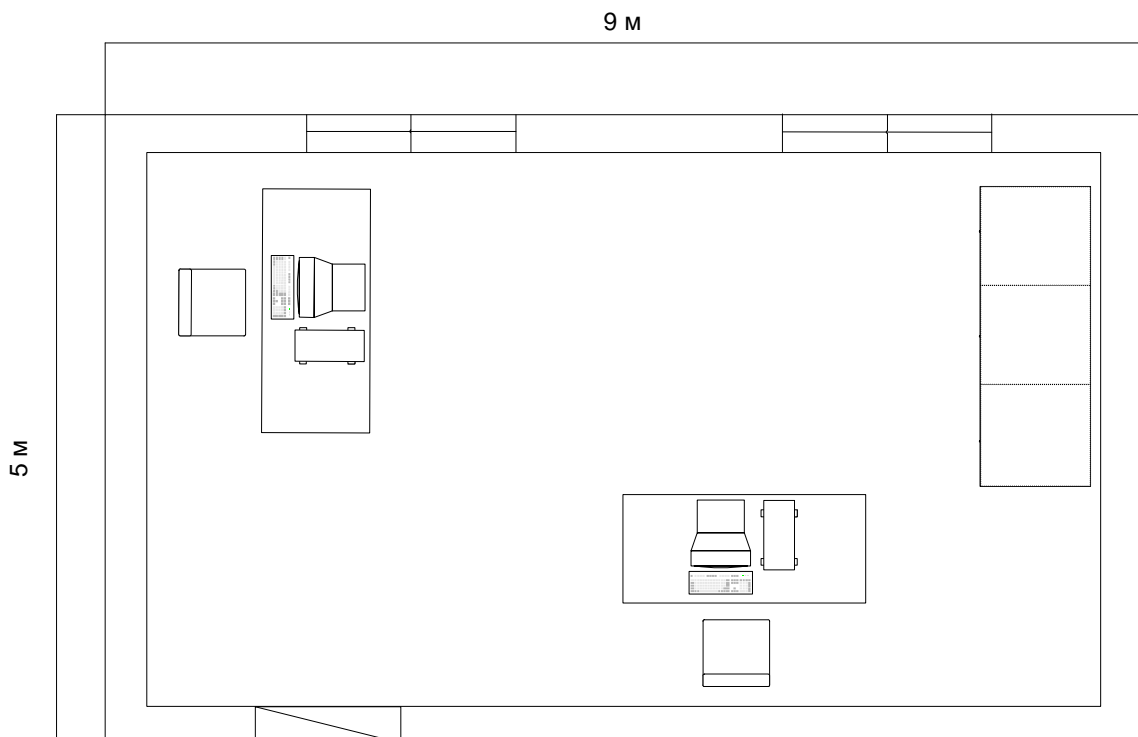


знаходився на рівні очей. Розташування монітора ПК має забезпечувати безпеку роботи в цілому, зручність та ефективність зорової роботи з екраном у вертикальній площині під кутом  $\pm 30^{\circ}$  від лінії зору, площа екрана при цьому має бути перпендикулярною нормальній лінії зору користувача.

При оперативному обслуговуванні пристроїв РЗтаА потрібно дотримуватися наступних правил безпеки:

- оператор повинен візуально обстежити обладнання 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 оливами руками;
- всі роботи з наладки та експлуатації РЗтаА здійснюються справними і сертифікованим інструментом).

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



Рисонок 5.1 – План приміщення опиративно чергового персоналу

### 5.1.2 Електробезпека

Підприємство відноситься до II категорії надійності електропостачання. Живлення здійснюється від п/ст 35/10 кВ «Центральна» кабельними лініями 10 кВ, що прокладені в траншеях. У приміщенні котлотурбінного залу використовується трифазна чотирипровідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною. Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується занулення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг.

Технічні рішення щодо запобігання електротравмам [23]:

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

- розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;

- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;

- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

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

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

### 3) Електрозахисні засоби захисту

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

Особи, що обслуговують електро-установки повинні користуватися ЗІЗ – спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

В установках напругою до 1 кВ огороження роблять суцільними, а вище 1 кВ - сітчастими. Безпечні відстані між огороженнями і не ізолюваними струмоведучими частинами регламентується ПУЕ і в установках до 1 кВ із суцільними огороженнями - 5 см.

Висота розміщення не огорожених струмоведучих частин залежить від значення напруги і рівня підготовки людей, що працюють з електроустановками. Струмоведучі частини напругою до 1 кВ у місцях, де працюють люди, висота розміщення повинна бути не менше 3,5 м.

Потрібно виконувати постійний контроль за ізоляцією, тому що з часом відбувається старіння ізоляції, що може привести до пробоя і створити небезпеку при дотику людини до ізолюваних проводів. Використовують наступні кольори для маркування ізоляції: чорна - для силових ланцюгів; червона - для ланцюгів керування. Обов'язкова установка захисного заземлення і занулення та захисного відключення.

При роботі з електроустановками існують основні і додаткові електрозахисні засоби. До основних відносяться: ізолюючі штанги; ізолюючі і струмовимірювальні кліщі; слюсарно-монтажні інструменти з ізолюючим руків'ям. До додаткових відносяться: діелектричні рукавички; переносне заземлення; огорожуючі пристосування; плакати та знаки безпеки.

В ГОСТ 12.2.003-74 визначені загальні вимоги до виробничого обладнання, а саме вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію будь-якого виробничого обладнання. На ключах керування і приводах роз'єднувачів віддільників і вимикачах навантаження, а також на підставках запобіжників, за допомогою яких може бути подана напруга до місця робіт, вивішують плакат: "Не включати - працюють люди". На вентилях, що закривають доступ повітря в пневматичні приводи таких апаратів, вивішується плакат: "Не відкривати - працюють люди".

## 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). Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 5.1.

У приміщенні котлотурбінного залу повинні підтримуватись допустимі параметри мікроклімату.

Таблиця 5.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні виробничого приміщення

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху кисню, м/с
-------------	-----------------	-----------------	--------------------	---------------------------

		Допустима на робочих місцях		Допустима на постійних та непостійних робочих місцях	Допустима на постійних та непостійних робочих місцях
		Постійних	Непостійних		
Холодний	Середньої важкості: II а	17-23	15-24	75	не більше 0,3
Теплий	Середньої важкості: II а	18-27	17-29	65 при 26 °С	0,2-0,4

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачені такі рішення: необхідно забезпечувати допустимі температури повітря для різної пори року (зима, літо). Для цього встановлюються пристрої для кондиціонування повітря в літку та нагріву-зимою. Також важливо визначити температуру навколишнього повітря.

В теплий період року допускається підвищення температури повітря на постійних і непостійних робочих місцях до 30-31 °С.

#### 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 котельного залу не повинна перевищувати ГДК (відповідно до [17] наведено в табл. 5.2), згідно із ГОСТ 12.1.005-88.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери в робочій зоні щоклової дробарки

Назва речовини	ГДК, мг/м <sup>3</sup>	Клас
----------------	------------------------	------

	Максимально	Середньо добова	небезпечності
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Вуглець (окис) CO	3	1	4
Оксид Вушлецю CO <sub>2</sub>	5	3	4
Азоту двоксид NO <sub>2</sub>	0,085	0,085	2

Для забезпечення складу повітря робочої зони у приміщенні котельного залу застосовується загальнообмінна приточно-витяжна вентиляція. За допомогою вентиляції зменшується та ліквідується запиленість і загазованість повітря; забезпечується збереження будівельних конструкцій та устаткування, які при значному вмісті пилу, газів, парів та вологи в повітрі передчасно руйнуються й виходять з ладу. 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.

Контроль ГДК шкідливих речовин у приміщенні котельного 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.

Періодичність контролю встановлюється в залежності від класу небезпеки шкідливої речовини: для 1 класу - не рідше одного разу в десять днів, 2 класу - не рідше одного разу в місяць, 3 і 4 класів - не рідше одного разу в квартал.

### 5.2.3 Виробниче освітлення

За нормативними вимогами ДБН В.2.5-28.2006 в приміщенні котлотурбінного залу використовується комбіноване освітлення.

Постійне спостереження ведуть працюючі котлотурбінного залу за ходом технологічного процесу, слідкують за показаннями приладів (термометри, манометри, гігрографи та інші прилади). Характеристика зорової роботи - середньої точності. Контраст об'єкту розпізнавання з фоном - середній, фон - світлий. Відповідно до ДБН В.2.5-28.2006 розряд зорової роботи IV, підрозряд «г». При штучному загальному освітленні освітленість - 150 лк, при комбінованому освітленні - освітленість - 300 лк. Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення відіграє важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне 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.

Для освітлення котлотурбінного залу вибираємо світильники із люмінесцентними лампами. Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 3,5 метра.

Природне освітлення одностороннє і здійснюється через вікна, які орієнтовані на південь.

Норми по штучному освітленні наведені в таблиці 5.3

Таблиця 5.3 – Норми освітленості при штучному освітленні та КЕО (для III пояса світлового клімату СНГ) при природньому та сумісному освітленні

тип а зор	розмір об'єкту зору	тип зору	та розрізнєн	Характеристики ка	Освітленість, лк	КЕО, $\alpha_i$ , %
-----------	---------------------	----------	--------------	-------------------	------------------	---------------------

						Штучне освітлення		Природне освітлення	Сумісне освітлення
						Комбіноване	Загальне	Бокове	Бокове
Середньої точності	Вище 0,5 до 1	IV	г	Великий	Світлий	300	150	1,5	0,9

#### 5.2.4 Виробничий шум

В приміщенні котлотурбінного залу основним джерелом шуму та вібрації є димососи, вентилятори, насоси, пальники котлоагрегатів [27].

Дія шуму на людину шкідлива. Нормування шуму проводиться за граничним спектром шуму і за рівнем звуку. За характером спектру шум - широкопasmовий з безперервний спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням - гідродинамічний. Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами ДСН 3.3.6.037-99 і наведені в таблиці 5.4

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні звукового тиску

Робоче місце	Рівні звукового тиску в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц									Рівні звукового тиску, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Виробниче приміщення	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено:



1. Для зменшення рівня шуму до допустимого застосовують малошумні вентилятори, насоси виконуються в металевому кожусі. Внутрішні поверхні обшивки вентиляторів облицьовують звукопоглинаючими матеріалами.

2. Вентиляційні установки, які є основними джерелами шуму встановлені на віброізолюючих амортизаторах і окремих фундаментах

3. Для виключення випадків перевищення допустимого рівня шуму необхідно регулярно здійснювати контроль роботи обладнання і своєчасно усувати недоліки, що викликають підвищення рівня шуму під час роботи обладнання.

#### 5.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16...20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну. Загальна вібрація передається через опорні поверхні на тіло сидячої або стоячої людини і викликає струс всього організму, локальна (місцева) – коливальні рухи лише окремих частин тіла (руки, ноги). Основними гігієнічними характеристиками вібрації, що визначають її дію на людину, є середньоквадратичні значення віброшвидкості  $V$ , м/с або логарифмічні рівні, дБ в октавних смугах частот.

Користуючись [28], наведемо в таблицю 5.5 допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях.

Таблиця 5.5. – Допустимі рівні локальної вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні смуги зі середньо геометричними частотами, Гц
--------------	---

	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Локальна вібрація	-	-	2,8/115	1,4/109	1,4/109	1,4/109	1,4/109	1,4/109	1,4/109	1,4/109

Систематична дія вібрації призводить до різноманітних порушень здоров'я людини і може стати причиною вібраційної хвороби. Локальна вібрація викликає різні ступені судинних, нервово – м'язових, кістково – суглобних та інших порушень. Джерелами вібрацій в котлотурбінному залі є двигуни, насоси, компресори.

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

1. Створення амортизаторів в яких використовують пружини, резину та інші пружні матеріали.
2. Розміщення двигунів та компресорів на масивних фундаментах.

### 5.2.6 Психофізіологічні фактори

Оцінка важкості праці здійснюється на підставі обліку всіх наведених в таблиці 5.6 [23] показників. При цьому, спочатку встановлюється клас кожного із вимірюваних показників, а кінцева оцінка важкості праці встановлюється за показником, який має найвищий ступінь важкості.

Важкість праці оперативного-ремонтного персоналу характеризується фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальним числом стереотипних робочих рухів, розміром статичного навантаження, робочою позою, ступенем нахилу корпусу, переміщенням в просторі.

Таблиця 5.6 – Класи умов праці за показниками важкості трудового процесу

№ п/п	Клас умов праці	
	Показники важкості трудового процесу	Допустимий (середнє фізичне навантаження)

1.	Фізичне динамічне навантаження	
1.1	При регіональному навантаженні (з переважною участю м'язів рук та плечового поясу) при переміщенні вантажу на відстань до 1 м:	
	- для чоловіків	До 5000
	- для жінок	До 3000
1.2	При переміщенні вантажу на відстань від 1 до 5 м:	
	- для чоловіків	До 25000
	- для жінок	До 15000
2.	Стереотипні робочі рухи (кількість за зміну)	
2.1	При локальному навантаженні (за участю м'язів кистей та пальців рук)	До 40000
2.2	При регіональному навантаженні (при роботі з переважною участю м'язів рук та плечового поясу)	До 20000
3.	Робоча поза	Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни. Знаходження в позі стоячи до 60% часу зміни.

Продовження таблиці 5.6

4.	Нахили корпуса, кількість за зміну	51-100
5.	Переміщення у просторі, км	
5.1	По горизонталі	До 8
5.2	По вертикалі	До 4

Напруженість праці відображає навантаження переважно на центральну нервову систему, органи чуттів, емоційну сферу працівника.

Оцінка напруженості праці здійснюється на підставі обліку всіх наявних значущих показників, які можуть перевищувати нормативні рівні згідно з таблицею 5.7. Спочатку встановлюється клас кожного з показників, що визначались. Кінцева

оцінка напруженості праці встановлюється за показником, який має найвищу напруженість.

Таблиця 5.7 – Класи умов праці за показниками напруженості трудового процесу

№ п/п	Клас умов праці	
	Показники напруженості трудового процесу	Допустимий (напруженість праці середнього ступеня)
1.	Інтелектуальні навантаження	Рішення простих альтернативних завдань згідно з інструкцією
2.	Зміст роботи	
2.1	Сприймання сигналів (інформації) та їх оцінка	Сприймання сигналів з наступною корекцією дій та операцій
2.2	Розподіл функцій за ступенем складності завдання	Обробка виконання завдання та його перевірка
2.3	Характер виконуваної роботи	Робота за встановленим графіком з можливим його коректуванням в ході діяльності
3.	Сенсорні навантаження	25-50
4.	Емоційне навантаження	
4.1	Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності. Значущість помилки	Несе відповідальність за функціональну якість допоміжних робіт (завдань). Вимагає додаткових зусиль з боку керівництва (бригадира, майстра)
4.2	Монотонність навантаження	9-6

Продовження таблиці 5.7

4.3	Тривалість виконання простих виробничих завдань чи операцій, що повторюються (сек.)	100-25 19-10
4.4	Час активних дій (в % до тривалості зміни). Решту часу – спостереження за технологічним процесом	76-80
4.5	Монотонність виробничої обстановки (час пасивного спостереження за технологічним процесом в % від часу зміни)	20-24
5.	Режим праці	
5.1	Фактична тривалість робочого дня	8-9

	(год.)	
5.2	Змінність роботи	Двозмінна робота (без нічної зміни)
5.3	Наявність регламентованих перерв та їх тривалість	Перерви регламентовані, недостатньої тривалості: від 3% до 7% часу зміни

5.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи ТЕЦ-4 з системою управління частотно-регульованим електроприводом в мовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Дана ТЕЦ-4 може отримати впливи від надзвичайних ситуацій техногенного, природного, військового походження, яких в країні виникає тисячі. Вони наносять непоправну шкоду на об'єкти енергетичного господарства. Серед НС можна виділити найбільш небезпечні: наявність в довкіллі шкідливих речовин понад ГДК, аварії зі загрозою викиду ХНР і біологічних небезпечних засобів забруднення, вплив ЕМІ.

Головну небезпеку для ТЕЦ становлять землетрус, буревій, ударна хвиля, вторинні вражаючі фактори і радіоактивне зараження місцевості. Проте іноді доводиться враховувати і вплив проникаючої радіації та електромагнітного імпульсу.

На ТЕЦ-4 в технологічному процесі використовуються елементи, до складу яких входять: лінії електропередач, управління, конденсаторні батареї, кабельні лінії, системи релейного захисту. Апаратура, яка оснащена спеціальним захистом може бути пошкоджена внаслідок ЕМІ.

Приймачами ЕМІ являються предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, конденсаторні батареї, кабельні лінії, системи релейного захисту. Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом може бути пошкоджена внаслідок ЕМІ.

Внаслідок проходження гамма-випромінювання через елементи електронної апаратури. Внаслідок переміщення вільних зарядів може виникнути імпульс який може призвести до хибного спрацювання пристроїв.

Також наслідком такого опромінення є підвищення провідності матеріалів, збільшення протікання струму і зменшення опору, в газорозрядних пристроях зменшується напруга запалення. Таким чином деякі частини ТЕЦ можуть втрати працездатність при певних рівнях радіації. Визначимо два фактори найнебезпечніших.

5.3.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ-4 з системою управління частотно-регульованим електроприводом в мовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РЕА можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 5.8

Таблиця 5.8 Дані експозиційних доз при яких в елементах РЕА можуть виникнути незворотні зміни

№	Блоки	Елементи РЕА електричної частини ТЕЦ-4	$D_{гр.i} (P)$	$D_{гр.} (P)$
1	МПК	Мікросхема PIC16F648A	$10^5$	$10^3$
		Контролер ПЛК110	$10^3$	
2	Блок управління	Транзистор STGB10NB37LZT4 (ST)	$10^6$	
		Транзистор AUIRGP50B60PD1	$10^4$	
		Транзистор ІКР08N65F5ХKSA1	$10^5$	

За мінімальним значенням  $D_{гр.i} (P)$  межа стійкості системи в цілому складає  $D_{гр} = 10^4 P$ .

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2P_1 (\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{пoc}} \quad (5.1)$$

де  $K_{пoc}$  – коефіцієнт послаблення, 1;

$t_K$  – максимальна тривалість опромінення, 5год;

$t_{\Pi}$  – час початку опромінення, 1 год;

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,91 (\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 4100,5 \text{ [P]}$$

Визначимо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{\text{доп}} = \left( \frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{посл}} + 2P_1 \sqrt{t_{\Pi}}}{2P_1} \right)^2 \quad (5.2)$$

$$t_{\text{доп}} = \left( \frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,91 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,91} \right)^2 = 10574,6 \text{ [год.]}$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{гр}} = 10^3 < D_M = 4100,5. \text{ [P]}$$

Отже, так як  $D_{\text{гр}} < D_M$ , то для забезпечення стійкості роботи  $K_{\text{посл}}$  потрібно збільшити в 2 рази. Робота буде стійкою протягом 10574,6 годин.

5.3.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ТЕЦ-4 з системою управління частотно-регульованим електроприводом в мовах дії ЕМІ

При оцінці впливу ЕМІ на струмопровідні елементи необхідно врахувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному  $K_B = 40$  дБ.

На об'єкті ТЕЦ є такі системи: система живлення, система керування, мікропроцесорна система.

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини:  $l_{B1} = 3,5\text{м}$ ,  $l_{B1} = 4\text{м}$ ,  $l_{B1} = 3\text{м}$ ,  $l_{Г1} = 10\text{м}$ ,  $l_{Г1} = 4\text{м}$ ,  $l_{Г1} = 6\text{м}$ .

Напруги наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{б(в,г)} = 20 \lg \frac{U_{\text{доп}}}{U_{(в,г)}} \geq 40 \text{ [дБ]} \quad (5.3)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$U_{B(Г)} = E_{Г(В)} \cdot l_{Г(В)} \quad (5.4)$$

$$E_{Г} = E_{В} \cdot 10^{-3} \quad (5.5)$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

$$U_{д} = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N \quad (5.6)$$

При  $U_{ж1} = 12 \text{ (В)}$ ,  $U_{д1} = 12,6 \text{ (В)}$ ,

При  $U_{ж2} = 380 \text{ (В)}$ ,  $U_{д1} = 399 \text{ (В)}$ ,

При  $U_{ж1} = 127 \text{ (В)}$ ,  $U_{д1} = 132 \text{ (В)}$ ,

Результати розрахунків заносимо в таблицю 5.9

Таблиця 5.9 – Результати розрахунків

№	Елементи системи	$l_{B,(м)}$	$l_{Г,(м)}$	$U_{B,(В)}$	$U_{Г,(В)}$	$K_{БВ,(дБ)}$	$K_{БГ,(дБ)}$	Результат дії
1	Система живлення	3,5	10	44,83	0,128	-25,4	91,7	Не стійка
2	Система	4	4	51,24	0,05	41	179,7	стійка



	керування							
3	Мікропроцесорна система	3	6	38,43	0,076	24,67	149,2	Не стійка

5.3.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ТЕЦ-4 з системою управління частотно-регульованим електроприводом

Для забезпечення якомога швидшого відновлення виробництва на випадок виходу із ладу основних джерел енергоживлення повинен бути створений резерв джерел енерго- і водопостачання (пересувні електростанції і насосні агрегати з автономними двигунами).

Стійкість систем електропостачання об'єкта підвищують, підключаючи його до декількох джерел живлення, віддалених одне від одного на відстань, що виключає можливість їх одночасного ураження одним ядерним вибухом.

Для забезпечення надійного управління діяльністю об'єкта у НС мирного і воєнного часу в одному із сховищ обладнується пункт управління. Диспетчерські пункти і радіовузли розміщують по можливості у найміцніших спорудах і підвальних приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно-кабельні. При розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокладати дротові, захищені захищені екранами від впливу ЕМІ.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки розрахунок товщини стінки екрану , для цього визначаємо прохідне значення затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран  $K_e = 5,2$ .

Система живлення:

$$t_i = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}} \quad (5.8)$$

Система живлення:

$$t_1 = \frac{91,7 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,08 \text{ [см]}$$

Система керування:

$$t_2 = \frac{179,2 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,22 \text{ [см]}$$

Мікропроцесорна система:

$$t_3 = \frac{149,2 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,17 \text{ [см]}$$

Таким чином при екрануванні системи живлення з використанням екрану 0,08 см з сталі система живлення стане стійкою в умовах дії ЕМП. При екрануванні системи керування з використанням екрану 0,22 см з сталі система живлення стане більш в умовах дії ЕМП. При екрануванні мікропроцесорної системи з використанням екрану 0,17 см з сталі система живлення стане більш в умовах дії ЕМП.

Висновки до розділу 5 :

В цехах ТЕЦ4 КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго» передбачено створення належного температурного режиму, який забезпечує необхідні санітарно-гігієнічні норми праці; належного освітлення цехів підприємства, насамперед з метою попередження травматизму на підприємстві.

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлено оптимальну та допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря.

В даному пункті бакалаврської дипломної роботи було розроблено норми з охорони праці, а саме технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту та з гігієни праці і виробничої санітарії.

Також в цьому розділі було визначено що, іонізуючі випромінювання та електромагнітний імпульс є факторами, які найбільше впливають на роботу елементів станції, тому було проведено оцінку стійкості роботи ТЕЦ-4 з системою управління частотно-регульованим електроприводом. Було визначено що, можлива доза опромінення складе 4100,5 [P], а час стійкої роботи буде рівним 10575 годинам.

Для безпечної роботи на ТЕЦ-4 в умовах електромагнітного імпульсу потрібно було провести розрахунок при коефіцієнті безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на здоров'я працюючих. Система живлення та мікропроцесорна система виявились не стійкими до ЕМП, тому були розроблені заходи по підвищенню стійкості роботи ТЕЦ-4 з системою управління частотно-регульованим електроприводом в умовах надзвичайних ситуацій. В системі живлення потрібно провести екранування, екраном 0,08 см, систему керування – 0,22 см, мікропроцесорну систему екраном – 0,17 см, за цих умов робота ТЕЦ буде стійкою, а виробничий процес не буде перериватись.

## ВИСНОВКИ

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи було проведено енергоаудит Теплоелектроцентралі №4 КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго». Проаналізовано шляхи підвищення енерговикористання на підприємстві, що направлені на забезпечення надійного та безперебійного електро- та тепло-постачання встановлених приймачів. Після поглибленого аналізу запропонованих заходів з енергозбереження було встановлено:

- Застосування КУ на підприємстві є ефективним заходом з економії електроенергії, що приведе до щорічної економії коштів підприємства.

- Використання інфрачервоних обігрівачів може бути ефективним і приводити до економії коштів підприємства більше ніж на 100 тис. гривень щороку.

- Заміна люмінесцентних ламп на світлодіодні приведе до річної економії коштів понад 1,9 тис. грн. при терміні окупності капіталовкладень менше 1,5 року.

В другому розділі розрахована теплова схема ТЕЦ з трьома робочими котлоагрегатами марки: ПТВМ-30 і ТС-35 та турбіною Р-2,5-15/3. Розрахунок проводився на три періоди: максимально – опалювальний, середній та літній режими при кожному режимі витрати, потужності та температури різні. Здійснено модернізацію існуючої ТЕЦ шляхом встановлення тепло-насосної установки. Були проведені теплові та конструктивні розрахунки тепло-насосної установки. Після проведення техніко-економічних розрахунків визначено, що економічна ефективність від впровадження даного установки склала 58,136 млн.грн. в рік. Термін окупності капіталовкладень на водододаний теплообмінник становить 11,66 роки. Було розроблено пластинчастий теплообмінник, для відбору теплової енергії з мережної води, що дає приріст ККД котлів. Термін окупності складе менше 2 місяців, а вже за перший рік користування економія коштів складе близько 2,69 мільона гривень.

В третьому розділі було представлено 4 варіанти модернізації ТЕЦ-4 шляхом впровадження частотно-регульованого електроприводу. Дані варіанти представляють дві схеми підключення ЧРП блочну та групову, а також переведення високовольтного обладнання на систему електроживлення 0,4 кВ, шляхом його заміни.

Термін окупності використання частотного регулювання для асинхронних двигунів насосів з їх заміною зіставляє 2,3 роки, що переконливо доказує економічну ефективність використання частотного регулятора на даному об'єкті.

В економічній частині магістерської кваліфікаційної роботи було проведено розрахунки по втіленню даного проекту у життя з матеріальної

сторони. Розраховано капітальні витрати в систему електропостачання; річні витрати і втрати електроенергії; сумарні витрати підприємства на електроенергію; собівартість річних поточних витрат. Собівартість електроенергії склала – 277,1 коп./кВтгод.

Було проведено оцінку умов безпечної роботи котельні після модернізації. Незважаючи, що умови роботи в котельні мають ряд небезпек – робочий процес, при дотриманні усіх правил безпечної роботи та регулярно проведених інструктажах з техніки безпеки, не буде становити загрозу для життя робітників.

Також в цьому розділі було визначено що, іонізуючі випромінювання та електромагнітний імпульс є факторами, які найбільше впливають на роботу елементів станції, тому було проведено оцінку стійкості роботи ТЕЦ-4 з системою управління частотно-регульованим електроприводом. Було визначено що, можлива доза опромінення складе 4100,5 [P], а час стійкої роботи буде рівним 10575 годинам.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Поліщук Р. В. ОЦІНКА ЗАТРАТ НА ЖИТТЄВИЙ ЦИКЛ НАСОСІВ ТА ВЕНТИЛЯТОРІВ В ЗАСТОСУВАННЯХ ОВК (ОПАЛЕННЯ, ВЕНТИЛЯЦІЯ, КОНДИЦІОНУВАННЯ) [Електронний ресурс] / Р. В. Поліщук, О. М. Кравець –м.Вінниця: ВНТУ, 2019. – Режим доступу до ресурсу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem/2019/paper/view/6780/5962>.

2. Поліщук Р. В. ЕФЕКТИВНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ ПЕРЕТВОРЮВАЧІВ ЧАСТОТИ [Електронний ресурс] / Р. В. Поліщук – м.Вінниця: ВНТУ, 2019. – Режим доступу до ресурсу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem/2019/paper/view/6780/5962>.
3. Енергетичний аудит : Курсове проектування / [Бабенко О.В.]. – Вінниця : ВНТУ, 2013. – 69 с.
4. Енергетичний аудит : Навчальний посібник / [Соловей О. І., Розен В. П., Лега Ю. Г. та ін.]. – Черкаси : ЧДТУ, 2005. – 299 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. Програма курсу: блок "Енергозбереження в промисловості" [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.is.svitonline.com/sukhodolya/students/galyz1.htm>
9. Бурбело М. Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків : навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. / М. Й. Бурбело. – Вінниця : ВНТУ, 2005. – 148 с.
10. Гольстрем В. А., Справочник по экономии топливно-энергетических ресурсов / В. А. Гольстрем, Ю. Л. Кузнецов. – К. : Техніка, 1985. – 383 с.
11. Справочник по проектированию электроснабжения ; под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
12. Методика розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії

між енергопостачальною організацією та її споживачами [Електронний ресурс].  
– Режим доступу до ресурсу: <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=z0619-97>

13. Методичні рекомендації «Санітарно-гігієнічні вимоги щодо використання систем променевого опалення в виробничих приміщеннях» [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://document.ua/prozatverdzhennja-metodichnih-rekomendacii-sanitarno-gigien-doc17891.html>

14. КУРСОВА РОБОТА з дисципліни «Енергозбереження в промисловості» на тему: «ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ» Студента 1 курсу ЕМ-18м групи напряму підготовки 6.050701

електротехніка та електротехнології спеціальності 8.05070108 енергетичний менеджмент Поліщука Р.В.-ВНТУ, 2018.

15. Головченко. О. М., Налбандян Д. Б. “Игровое проектирование энергетического оборудования” – К. : УМК ВО, 1988. – 236с.

16. Студинський, В. В. Математичне моделювання та дослідження теплової схеми міні-ТЕЦ на лушпинні. / В. В. Студинський, О. М. Головченко, І. В. Штуй. - // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. - 2009. - N 1. - С. 1-1

17. Данилова О. Л. Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов / О. Л. Данилова, П. А. Костюченко. – г.Москва: Технопромстрой, 2006. – 668 с.

18. Реконструкция промышленно-отопительных котельных / Л.Ф.Глущенко, Д.С. Шевцов, Н.Ф. Лисицкий, Е.Н. Оптимах.-К.: Техника, 1987. -150с., ил. - Библиогр. с. 146 - 148.

19. Б.Х. Драганов, А.А. Долінський, А.В. Міщенко, Є.М. Письменний . Теплотехніка: Підручник. – Київ; «ІНКОС», 2005. – 504с

20. Тепловой расчет котельных агрегатов: (Нормативный метод). - М.: Энергия, 1973.-286с.

21. Ткаченко С.Й., Чепурний М.М., Степанов Д.В. Розрахунок теплових схем і основи проектування джерел тепlopостачання. Навчальний посібник.- Вінниця: ВНТУ, 2005. -137 с.
22. Тарифи на електроенергію [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: [http://www.voe.com.ua/consumers/legal\\_entities/fees](http://www.voe.com.ua/consumers/legal_entities/fees)
23. Тарифи на природний газ [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.naftogaz.com/files/Information/Naftogaz-gaz-prices-ne-PSO-January-2019.pdf>
24. Тарифи на послуги з централізованого опалення [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: [http://vmte.vn.ua/price\\_population.html](http://vmte.vn.ua/price_population.html).
25. Тарифи на водопостачання та водовідведення [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://vinvk.com.ua/tarif-posluga/297-tarif-diuchiy>.
26. Грабко В. В. САПР електромеханічних систем автоматизації та електроприводів. Частина 1. Проектування систем автоматизованого електропривода [Текст]: навчальний посібник / В. В. Грабко, М. М. Мошноріз. – Вінниця: ВНТУ, 2016. – 104 с.
27. Грабко В. В. Автоматизований електропривод типових виробничих механізмів. Курсове та дипломне проектування. Самостійна та індивідуальна робота студентів [Текст] : навч. посіб. / В. В. Грабко, С. М. Бабій, М. М. Мошноріз – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 119 с.
28. Метод та засоби оптимізації роботи електроприводів насосної станції водопостачання [Електронний ресурс]: монографія / В. В. Грабко, М. М. Мошноріз. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 138 с. – Режим доступу до ресурсу: <http://moshnoriz.vk.vntu.edu.ua/file/08f262af11e11d3d9accab0d24865359.pdf>
29. Автономні перетворювачі та перетворювачі частоти [Електронний ресурс]: Навчальний посібник / М.М.Казачковський. -



Дніпропетровськ: НГА України, 2000. - 197 с. – Режим доступу до ресурсу:  
<http://elprivod.nmu.org.ua/ua/student/spae/acfc.pdf>

30. Афанасьев Н.А., Юсипов М.А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйств промышленных предприятий (Система ТОР ЕО).- М.: Энергоатомиздат, 1989.- 528 с.

31. Таряник Н.А. – Методичні вказівки до виконання курсової роботи по організації, плануванню і керуванню енергогосподарством. –ВПИ, 1983.

32. Економіка підприємства: Навч. посіб. / За ред. А.В. Шегди. – К.: Знання, 2005. – 431 с.

33. Плоткін Я.Д., Янушкевич О.К. Організація і планування виробництва на машинобудівному підприємстві: Навч. видання. – Львів: Світ, 1996. – 352 с.

34. Демов О. Д., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Розрахунок собівартості електроенергії на промисловому підприємстві. Навчальний посібник / О. Д. Демов, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 92 с.

35. Демов О.Д., Бурбело Л.М. Методичні вказівки до виконання курсової роботи з дисципліни “Менеджмент та маркетинг в системах електроспоживання”. – Вінниця, ВДТУ, 2002.

36. Мельник Л.Г., Карінцева О.І., Сотник І.М. Економіка енергетики: Навчальний посібник. – Суми: ВТД „Університетська книга”, 2006. – 238 с.

37. Кобилянський О. В. Методичні вказівки до виконання розділу «Охорона праці» в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей / О. В. Кобилянський, О. П. Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2004.–45 с.

38. Кобилянський О. В. Охорона праці при експлуатації електроустановок : [навч. посіб.] / О. В. Кобилянський. – Вінниця : ВДТУ, 2003.–125 с.

39. Кобилянський О. В. Охорона праці під час виконання спеціальних видів робіт в електроустановках : [навч. посіб.] / О. В. Кобилянський. – Вінниця : ВДГУ, 2003.–110 с.
40. Справочник по охране труда на промышленном предприятии /К.Н.Ткачук, Д.Ф.Иванчук, Р.В.Сабарно, А.Г.Степанов. – К.: Техника, 1991.- 285 с.
41. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Под ред. Г.М.Кноррина. - Л.: Энергия, 1976. – 346 с
42. Борьба с шумом на производстве : Справочник / Под ред. Е.Я.Юдина. – М.: Машиностроение, 1985. - 400 с.
43. Поліщук О. В. Цивільний захист. Навчальний посібник / О. В. Поліщук, О. В. Христич, М. А. Томчук. – Вінниця: ВНТУ, 2015. – 95 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 ПОТЕНЦІЙНИХ ШЛЯХІВ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ЗА  
РАХУНОК ЗАСОБІВ ЧАСТОТНО-РЕГУЛЬОВАНОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДУ  
НА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ-4 КОМУНАЛЬНОГО ПІДПРИЄМСТВА  
ВІННИЦЬКОЇ МІСЬКОЇ РАДИ «ВІННИЦЯМІСЬКТЕПЛОЕНЕРГО»  
08-17.МКР.006.00.000 ТЗ

Науковий керівник:

к. т. н, доцент Кравець О.М. \_\_\_\_\_  
(підпис)

Виконавець: студент гр. ЕСЕ- 18м

Поліщук Р.В. \_\_\_\_\_  
(підпис)

Вінниця 2019 р

## 1. ПІДСТАВА ДЛЯ ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ (МКР)

Робота виконується на підставі наказу ВНТУ за № 254 від 10 . 08 .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 ефективності впровадження частотно-регульованого електроприводу на комунальному підприємстві КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго ТЕЦ-4».;**

---

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., Нанак О. М., Праховник А. В., Денисенко М. А., Божко В. М. Концепція компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній // Энергетика 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

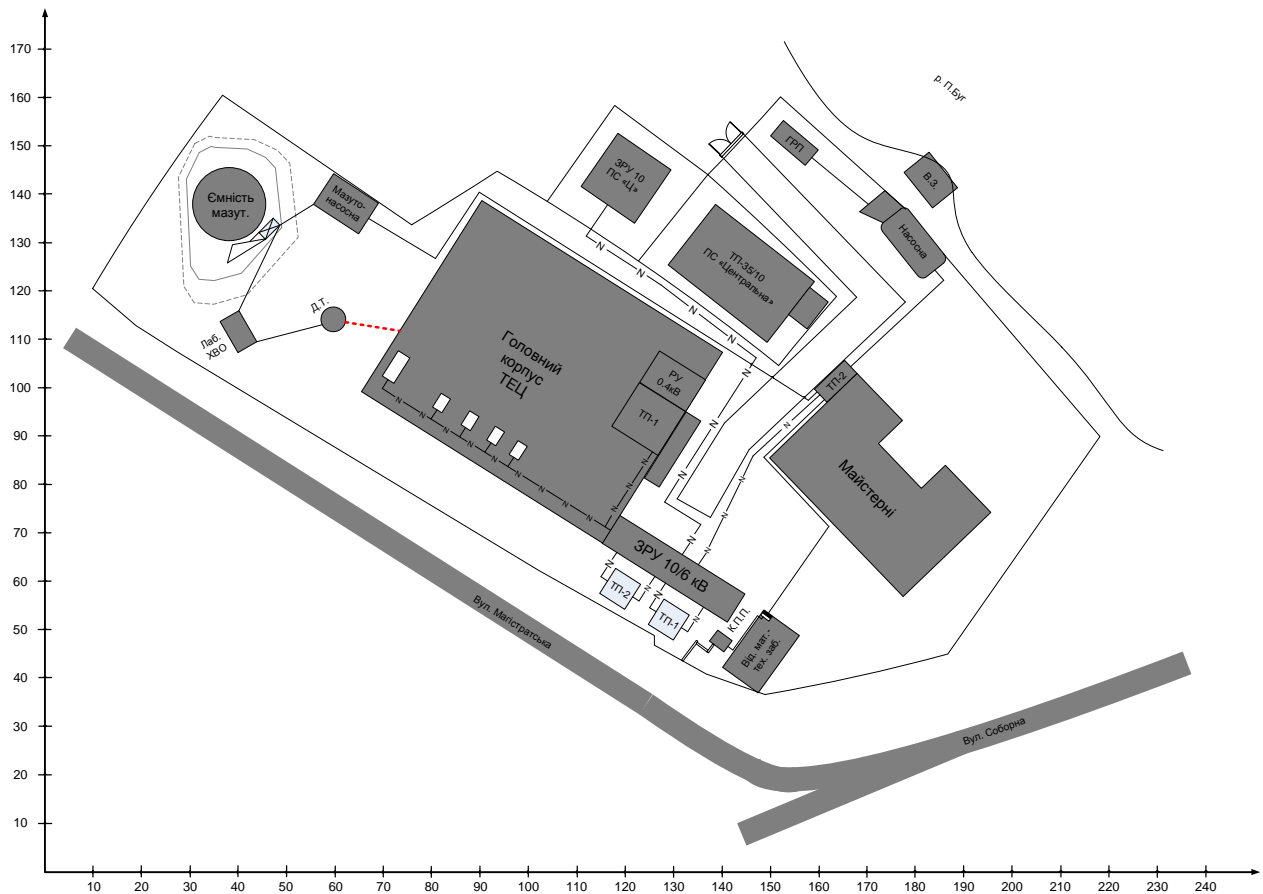


Рисунок Б1- Генплан підприємства з місцем розташування ЦРП та ТП

Таблиця Б1 - Вхідні дані про електричному навантаженні заводу

№	Найменування	Рн, кВт
1	Головний корпус ТЕЦ	1621
2	Закритий розподільчий пристрій	2
3	Насосна	150
4	Мазутонасосна	57
5	Лабораторія ХВО	2
6	Адмінбудинок з майстернями	223
7	Відділ матеріально-технічного забезпечення	8
8	Газовий розподільчий пристрій	0,5
9	Контрольно-пропускний пункт	2

### Додаток В

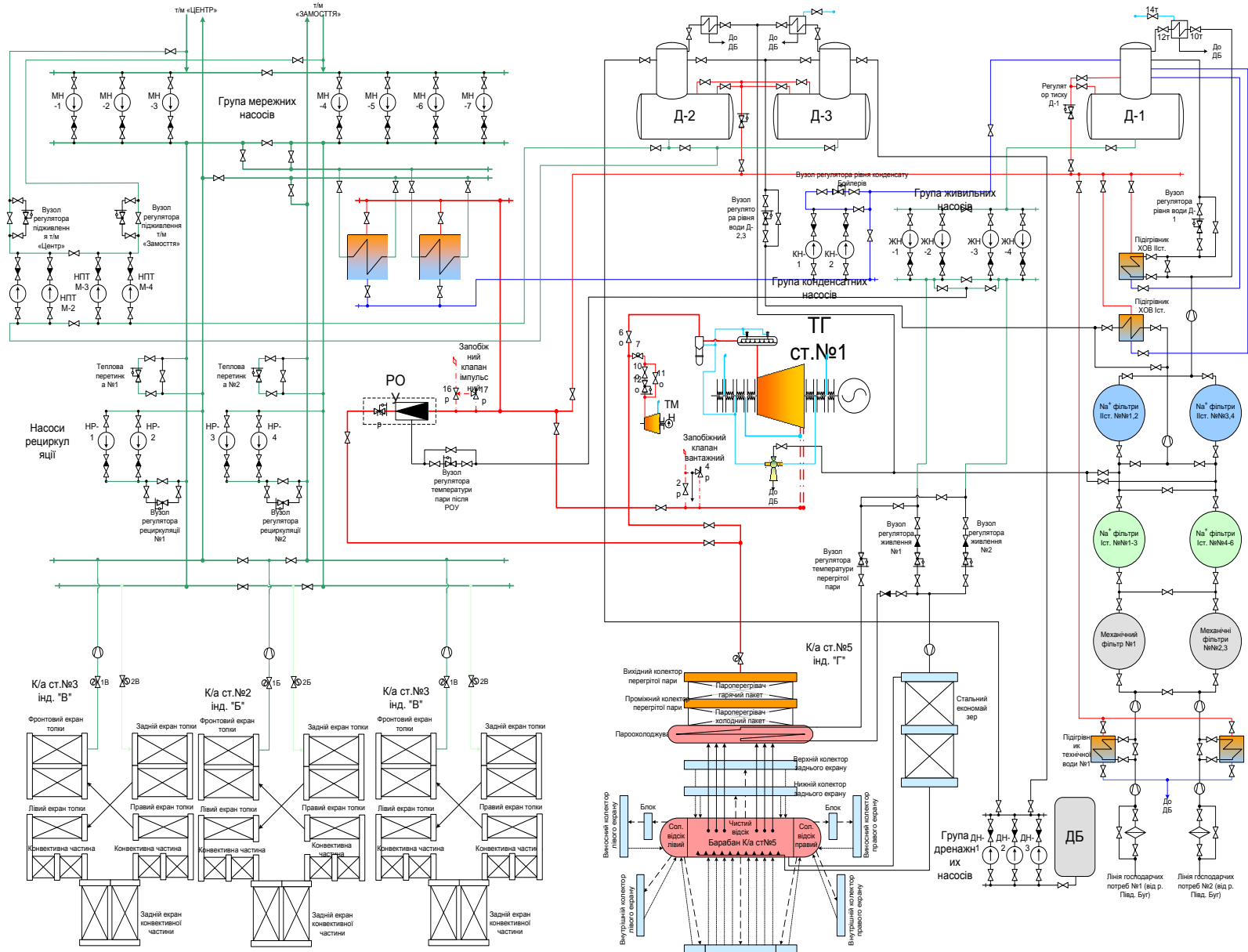
Схема електрозабезпечення КП ВМР «Вінницьяміськтеплоенерго ТЕЦ-4»



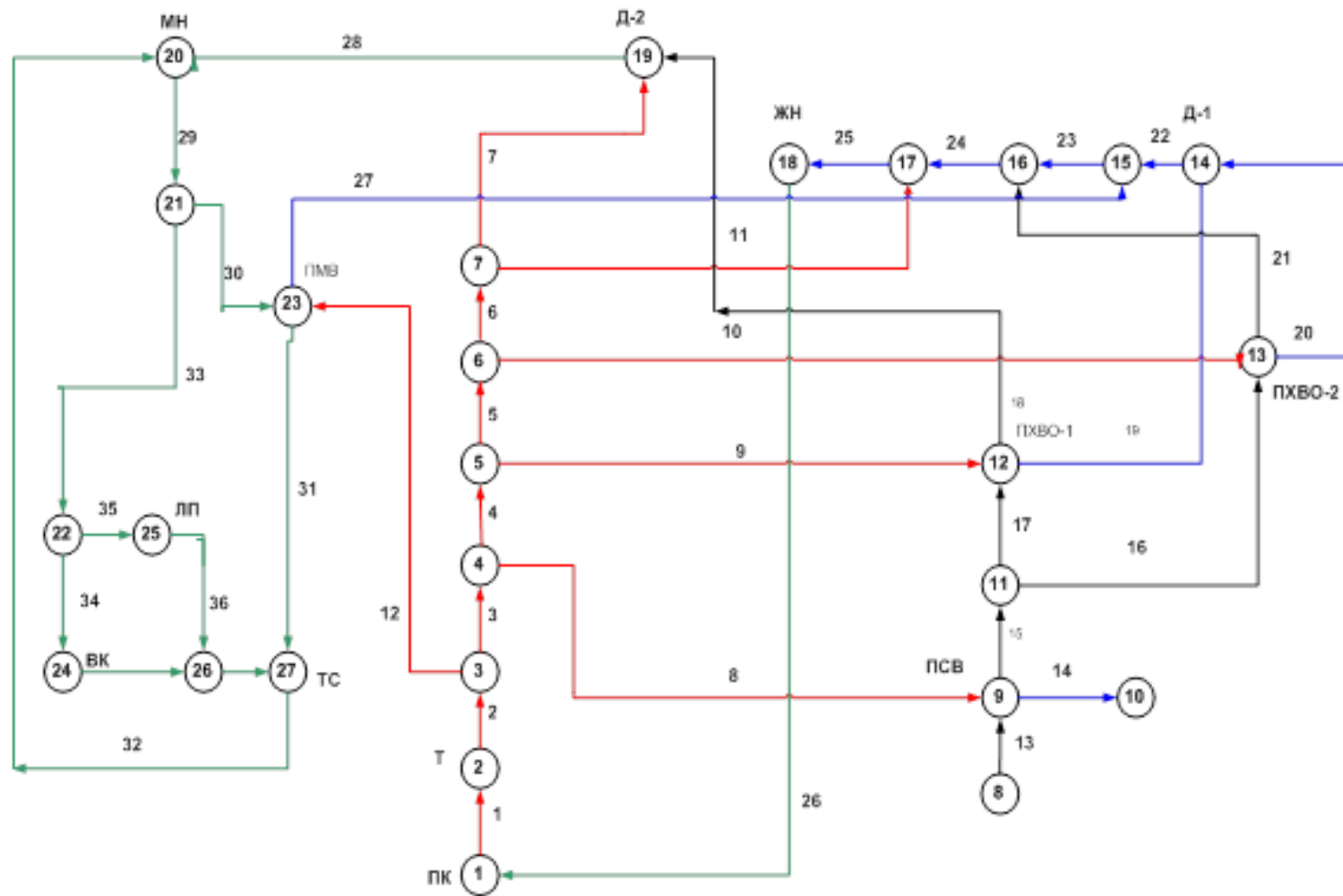


# Додаток Г

## Технологічна схема КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго ТЕЦ-4»



Додаток Д  
Граф теплової схеми ТЕЦ-4



## Додаток Е

### Програма розрахунку теплової схеми ТЕЦ-4 (1ст.)

$Q_k = 145$  Загальна теплова потужність  
 $Q_{оп} = 92$  Потужність опалення  
 $Q_{ГВ} = 28$  Потужність гарячого водопостачання  
 $D_0 = 35$   $D_0 = 9.7$  Паровидатність котла  
 $\eta_k = 0.96$  ККД котла  
 $P_0 = 18.5$  Тиск пари  
 $t_0 = 375$  Температура перегрітої пари  
 $t_{вхе} = 145$  Температура відхідних газів економайзера  
 $t_{зв} = 70$   $t_{вих} = t_{зв}$  Температура мережної води зворотньої  
 $t_{пр} = 150$   $t_{вх} = t_{пр}$   $t_{пп} = t_{пр}$  Температура плямої води  
 $t_{жв} = 104$   $t_{під} = 104$  Температура живильної води  
 $Q_{рн} = 35.9$   $Q_{рн} = 29300$  Паливо природний газ (МДж/м<sup>3</sup>)  
 $P_n = 3$  Протитиск  
 $N_e = 2500$  електрична потужність електрогенератора  
 $\eta_{ем} = 0.96$  Електромеханічне ККД  
 За допомогою таблиць властивостей води і водяної пари визначаємо ентальпії потоків пари і води, кДж/кг:  
 $h_0 = 3200$  ентальпія гострої пари на виході з котла;  
 $h_{25} = 104 \cdot 4.19 = 435.76$   $h'_{жв} = h_{25}$   $h_{28} = h_{25}$  ентальпія живильної води на виході з деаратора  
 $h_{13} = 5 \cdot 4.19 = 20.95$   $h'_{св} = h_{13}$  ентальпія сиріої води;  
 $h_{15} = 30 \cdot 4.19 = 125.7$   $h'_{хво} = h_{15}$   $h_{16} = h_{15}$   $h_{17} = h_{16}$  ентальпія на вході в ХВО-1;  
 $h_{18} = 85 \cdot 4.19 = 356.15$   $h'_{пхво1} = h_{18}$  ентальпія на виході з ХВО-1;  
 $h_{21} = 50 \cdot 4.19 = 209.5$   $h'_{пхво2} = h_{21}$  ентальпія на виході з ХВО-2;  
 $h_{31} = 130 \cdot 4.19 = 544.7$   $h'_{пмв} = h_{31}$  ентальпія на виході з мережного підігрівника;  
 $h_{30} = 70 \cdot 4.19 = 293.3$   $h_{пмв} = h_{30}$  ентальпія на вході в мережний підігрівник;  
 $h'_k = 289$   $h_{14} = h'_k$   $h_{19} = h_{14}$   $h_{20} = h_{19}$   $h_{27} = h_{20}$  ентальпія конденсату гріючої пари;  
 ентальпія пари на виході з турбіни –  $h''_T$   
 $h''_T = 2882$   $h''_{псв} = h''_T$   $h''_{д2} = h''_{псв}$   $h''_{пмв} = h''_{д2}$   $h''_{пхво1} = h''_{пмв}$   $h''_{д1} = h''_{пхво1}$   
 $h_7 = h''_T$   $h_8 = h''_{псв}$   $h_9 = h''_{д2}$   $h_{10} = h''_{пмв}$   $h_{11} = h''_{пхво1}$   $h_{12} = h''_{д1}$   
 Нульова ітерація  
 $D_1 = 9.7$   $D_2 = D_1$  кг/с або 35 т/год Паропродуктивність котла ТС-35

$G_{14} = 0.388 D_8 = G_{14}$   $D_{псв} = G_{14}$  .на ПСВ  
 $G_{19} = 0.388 D_9 = G_{19}$   $D_{пхво1} = G_{19}$  .на ПХВО-1  
 $G_{20} = 0.388 D_{10} = G_{20}$   $D_{пхво2} = G_{20}$  . на ПХВО-2  
 $D_{11} = 0.388$   $D_{д1} = D_{11}$  .- на деаератор Д-1  
 $D_7 = 0.388$   $D_{д2} = D_7$  .- на деаератор Д-2  
 $G_{27} = 7.76$   $D_{12} = G_{27}$   $D_{пмв} = G_{27}$  .- на ПМВ

.1.Розрахунок підігрівника мережної води:

.Витрата води на підігрівник мережної води, кг/с:

$Q_{пмв} = 14487$  кг/с .теплова потужність ПСВ-200

$C_p = 4.19$   $t_{вх.} = 130$   $t_{вих} = 70$

$G_{30} = \frac{Q_{пмв}}{C_p (t_{вх.} - t_{вих})} = 57.625$   $G_{31} = G_{30}$   $G_{тф} = G_{30}$

.2. Розрахунок ПХВО-1:

$G_{28} = 11.7$   $G_{під} = G_{28}$  .Витрата підживлювальної води

.Витрата води на ПХВО-1, кг/с :

$G_{17} = G_{під} - D_{д2} = 11.312$   $G_{18} = G_{17}$   $G_{пхво1} = G_{17}$

.3.Розрахунок ПХВО-2:

$G_{16} = 0.74$   $G_{21} = G_{16}$   $G_{пхво2} = G_{16}$  Приймаємо

.4.Розрахунок ПСВ:

.Витрата води на підігрівник сиріої води, кг/с:

$G_{13} = G_{16} + G_{17} = 12.052$   $G_{15} = G_{13}$   $G_{псв} = G_{13}$

.По розрахунковій схемі визначимо решта витрат пари та води у вітках, кг/с:

$D_3 = D_2 - D_{12} = 1.94$

$D_4 = D_3 - D_8 = 1.552$

$D_5 = D_4 - D_9 = 1.164$

$D_6 = D_5 - D_{10} = 0.776$

$G_{22} = G_{20} + G_{19} = 0.776$

$G_{23} = G_{22} + G_{27} = 8.536$

$G_{24} = G_{23} + G_{21} = 9.276$

$G_{25} = G_{24} + D_{11} = 9.664$   $G_{26} = G_{25}$

## Продовження додатку Е

.5. Розрахунок водоогрійної частини

$$Q_{\text{ТМ.max}} = 57 \cdot 1.16 \cdot 10^3 = 6.612 \times 10^4 \quad \text{.Потужність тепломережі}$$

$$t_k^* = 150 \quad t_k' = 70 \quad \text{.Температурний графік}$$

$$\Delta t = 60 \quad \text{.Температура води на виході з котла}$$

.Витрата води на теплові мережі, кг/с

$$G_{\text{ТМ}} = \frac{Q_{\text{ТМ.max}}}{C_p \cdot \Delta t} = 263.007 \quad G_{29} = G_{\text{ТМ}}$$

.Витрата зворотньої води з теплових мереж, кг/с

$$G_{\text{ЗВ}} = G_{\text{ТМ}} - G_{\text{Під}} = 251.307 \quad G_{32} = G_{\text{ЗВ}}$$

.Витрата мережної води за мережним насосом після відбору частини на мережний підігрівник, кг/с

$$G_{\text{МН}} = G_{\text{ЗВ}} + G_{\text{Під}} - G_{\text{ТФ}} = 205.382$$

$$G_{33} = G_{32} + G_{28} - G_{30} = 205.382 \quad G_{\text{МММ}} = G_{33}$$

Температура води перед мережним насосом, °C

$$t_{\text{МН}} = \frac{G_{\text{ЗВ}} \cdot t_{\text{ЗВ}} + G_{\text{Під}} \cdot t_{\text{Під}} - G_{\text{ТФ}} \cdot t_{\text{ЗВ}}}{G_{\text{МН}}} = 71.937$$

.Витрата мережної води в лінії перепустки, кг/с

$$t_{\text{пр.}} = 130$$

$$G_{\text{пер}} = \frac{G_{\text{МН}} \cdot (t_k^* - t_{\text{пр.}})}{(t_{\text{пр.}} - t_{\text{МН}})} = 70.744$$

$$G_{35} = G_{\text{пер}} \quad G_{36} = G_{\text{пер}}$$

.Витрати води в лінії рециркуляції, кг/с

$$G_{\text{рец}} = 0$$

.Витрата мережної води через котел, кг/с

$$G_k = G_{\text{МН}} - G_{\text{пер}} + G_{\text{рец}} = 134.638$$

$$G_{\text{КВ}} = G_{33} - G_{35} + 0 = 134.638 \quad G_{34} = G_k \quad G_{37} = G_k$$

$$G_{38} = G_{36} + G_{37} = 205.382$$

.Складемо теплові баланси елементів розрахункової схеми: перша ітерація

1.Рівняння теплового балансу ПСВ :

$$D_8 \cdot (h_8 - h_{14}) = G_{13} \cdot (h_{15} - h_{13})$$

$$D_8 = \frac{G_{13} \cdot (h_{15} - h_{13})}{(h_8 - h_{14})}$$

2.Рівняння теплового балансу ПСВ :

$$D_9 \cdot (h_9 - h_{19}) = G_{17} \cdot C_p \cdot \Delta t$$

$$D_9 = \frac{G_{17} \cdot C_p \cdot \Delta t}{h_9 - h_{19}} = 0$$

3.Рівняння теплового балансу ПХВО-2 :

$$D_{10} \cdot (h_{10} - h_{20}) = G_{16} \cdot C_p \cdot \Delta t$$

$$D_{10} = \frac{G_{16} \cdot C_p \cdot \Delta t}{(h_{10} - h_{20})}$$

4.Рівняння теплового балансу деаератора Д-1 :

$$D_{11} \cdot h_{11} + G_{27} \cdot h_{27} + G_{20} \cdot h_{20} + G_{19} \cdot h_{19} + G_{21} \cdot h_{21} = G_{25} \cdot h_{25}$$

$$D_{11} = \frac{G_{25} \cdot h_{25} - G_{27} \cdot h_{27} - G_{20} \cdot h_{20} - G_{19} \cdot h_{19} - G_{21} \cdot h_{21}}{h_{11}}$$

5. Рівняння теплового балансу деаератора Д-2 :

$$D_7 \cdot h_7 + G_{18} \cdot h_{18} = G_{28} \cdot h_{28}$$

$$D_7 = \frac{G_{28} \cdot h_{28} - G_{18} \cdot h_{18}}{h_7}$$

6. Рівняння теплового балансу ПМВ :

$$D_{12} \cdot [h_{12} + h_{27}] = G_{30} \cdot (h_{31} - h_{30})$$

$$D_{12} = \frac{G_{30} \cdot (h_{31} - h_{30})}{h_{12} - h_{27}}$$

Перша ітерація

Витрата пари на ПСВ, кг/с :

$$D_8 \cdot (h_8 - h_{14}) = G_{13} \cdot (h_{15} - h_{13})$$

$$D_8 = \frac{G_{13} \cdot (h_{15} - h_{13})}{(h_8 - h_{14})} = 0.487$$

## Продовження додатку Е

.Витрата пари на ПХВО-1, кг/с :

$$D_9 \cdot (h_9 - h_{19}) = G_{17} \cdot C_p \cdot \Delta t$$

$$D_9 = \frac{G_{13} \cdot C_p \cdot \Delta t}{(h_9 - h_{19})} = 1.168$$

.Витрата пари на ПХВО-2, кг/с :

$$D_{10} \cdot (h_{10} - h_{20}) = G_{16} \cdot C_p \cdot \Delta t$$

$$D_{10} = \frac{G_{16} \cdot C_p \cdot \Delta t}{(h_{10} - h_{20})} = 0.072$$

.Витрата пари на деаератор Д-1, кг/с :

$$D_{11} \cdot h_{11} + G_{27} \cdot h_{27} + G_{20} \cdot h_{20} + G_{19} \cdot h_{19} + G_{21} \cdot h_{21} = G_{25} \cdot h_{25}$$

$$D_{11} = \frac{G_{25} \cdot h_{25} - G_{27} \cdot h_{27} - G_{20} \cdot h_{20} - G_{19} \cdot h_{19} - G_{21} \cdot h_{21}}{h_{11}} = 0.551$$

.Витрата пари на деаератор Д-2, кг/с :

$$D_7 \cdot h_7 + G_{18} \cdot h_{18} = G_{28} \cdot h_{28}$$

$$D_7 = \frac{G_{28} \cdot h_{28} - G_{18} \cdot h_{18}}{h_7} = 0.371$$

.Витрата пари на ПМВ, кг/с :

$$D_{12} \cdot h_{12} + h_{27} = G_{30} \cdot (h_{31} - h_{30})$$

$$D_{12} = \frac{G_{30} \cdot (h_{31} - h_{30})}{h_{12} - h_{27}} = 5.587$$

.За результатами уточнюємо витрати води та пари у вітках, кг/с:

$$D_{1w} = D_7 + D_8 + D_9 + D_{10} + D_{11} + D_{12} = 8.13 \quad D_{2w} = D_1$$

$$D_{3w} = D_2 - D_{12} = 2.551$$

$$D_{4w} = D_3 - D_8 = 1.382$$

$$D_{5w} = D_4 - D_9 = 0.994$$

$$D_{6w} = D_5 - D_{10} = 0.923$$

$$G_{22} = G_{20} + G_{19} = 0.776$$

$$G_{23} = G_{22} + G_{27} = 8.536$$

$$G_{24} = G_{23} + G_{21} = 9.276$$

$$G_{25} = G_{24} + D_{11} = 9.827 \quad G_{26} = G_{25}$$

$$G_{12} = G_{28} - D_7 + G_{16} = 12.069 \quad G_{15} = G_{13}$$

$$G_{17} = G_{15} - G_{16} = 11.329 \quad G_{18} = G_{17}$$

Друга ітерація

.Витрата пари на ПСВ, кг/с :

$$D_8 \cdot (h_8 - h_{14}) = G_{13} \cdot (h_{15} - h_{13})$$

$$D_8 = \frac{G_{13} \cdot (h_{15} - h_{13})}{(h_8 - h_{14})} = 0.488$$

.Витрата пари на ПХВО-1, кг/с :

$$D_9 \cdot (h_9 - h_{19}) = G_{17} \cdot C_p \cdot \Delta t$$

$$D_9 = \frac{G_{13} \cdot C_p \cdot \Delta t}{(h_9 - h_{19})} = 1.17$$

.Витрата пари на ПХВО-2, кг/с :

$$D_{10} \cdot (h_{10} - h_{20}) = G_{16} \cdot C_p \cdot \Delta t$$

$$D_{10} = \frac{G_{16} \cdot C_p \cdot \Delta t}{(h_{10} - h_{20})} = 0.072$$

.Витрата пари на деаератор Д-1, кг/с :

$$D_{11} \cdot h_{11} + G_{27} \cdot h_{27} + G_{20} \cdot h_{20} + G_{19} \cdot h_{19} + G_{21} \cdot h_{21} = G_{25} \cdot h_{25}$$

$$D_{11} = \frac{G_{25} \cdot h_{25} - G_{27} \cdot h_{27} - G_{20} \cdot h_{20} - G_{19} \cdot h_{19} - G_{21} \cdot h_{21}}{h_{11}} = 0.576$$

.Витрата пари на деаератор Д-2, кг/с :

$$D_7 \cdot h_7 + G_{18} \cdot h_{18} = G_{28} \cdot h_{28}$$

$$D_7 = \frac{G_{28} \cdot h_{28} - G_{18} \cdot h_{18}}{h_7} = 0.369$$

.Витрата пари на ПМВ, кг/с :

$$D_{12} \cdot [h_{12} + h_{27}] = G_{30} \cdot (h_{31} - h_{30})$$

$$D_{12} = \frac{G_{30} \cdot (h_{31} - h_{30})}{h_{12} - h_{27}} = 5.587$$

.За результатами уточнюємо витрати води та пари у вітках, кг/с:

## Продовження додатку Е

$$\underline{D_{11v}} = D_7 + D_8 + D_9 + D_{10} + D_{11} + D_{12} = 8.162 \quad \underline{D_{2v}} = D_1$$

$$\underline{D_{2v}} = D_2 - D_{12} = 2.575$$

$$\underline{D_{4v}} = D_3 - D_8 = 1.405$$

$$\underline{D_{5v}} = D_4 - D_9 = 1.017$$

$$\underline{D_{6v}} = D_5 - D_{10} = 0.945$$

$$\underline{G_{22v}} = G_{20} + G_{19} = 0.776$$

$$\underline{G_{23v}} = G_{22} + G_{27} = 8.536$$

$$\underline{G_{24v}} = G_{23} + G_{21} = 9.276$$

$$\underline{G_{25v}} = G_{24} + D_{11} = 9.852 \quad \underline{G_{26v}} = G_{25}$$

$$\underline{G_{13v}} = G_{28} - D_7 + G_{16} = 12.071 \quad \underline{G_{15v}} = G_{13}$$

$$\underline{G_{17v}} = G_{15} - G_{16} = 11.33 \quad \underline{G_{18v}} = G_{17}$$

Третя ітерація

Витрата пари на ПСВ, кг/с :

$$D_8 \cdot (h_8 - h_{14}) = G_{13} \cdot (h_{15} - h_{13})$$

$$\underline{D_{8v}} = \frac{G_{13} \cdot (h_{15} - h_{13})}{(h_8 - h_{14})} = 0.488$$

.Витрата пари на ПХВО-1, кг/с :

$$D_9 \cdot (h_9 - h_{19}) = G_{17} \cdot C_p \cdot \Delta t$$

$$\underline{D_{9v}} = \frac{G_{17} \cdot C_p \cdot \Delta t}{(h_9 - h_{19})} = 1.17$$

.Витрата пари на ПХВО-2, кг/с :

$$D_{10} \cdot (h_{10} - h_{20}) = G_{16} \cdot C_p \cdot \Delta t$$

$$\underline{D_{10v}} = \frac{G_{16} \cdot C_p \cdot \Delta t}{(h_{10} - h_{20})} = 0.072$$

.Витрата пари на деаератор Д-1, кг/с :

$$D_{11} \cdot h_{11} + G_{27} \cdot h_{27} + G_{20} \cdot h_{20} + G_{19} \cdot h_{19} + G_{21} \cdot h_{21} = G_{25} \cdot h_{25}$$

$$\underline{D_{11v}} = \frac{G_{25} \cdot h_{25} - G_{27} \cdot h_{27} - G_{20} \cdot h_{20} - G_{19} \cdot h_{19} - G_{21} \cdot h_{21}}{h_{11}} = 0.58$$

.Витрата пари на деаератор Д-2, кг/с :

$$D_7 \cdot h_7 + G_{18} \cdot h_{18} = G_{28} \cdot h_{28}$$

$$\underline{D_{7v}} = \frac{G_{28} \cdot h_{28} - G_{18} \cdot h_{18}}{h_7} = 0.369$$

.Витрата пари на ПМВ, кг/с :

$$D_{12} \cdot h_{12} + h_{27} = G_{30} \cdot (h_{31} - h_{30})$$

$$\underline{D_{12v}} = \frac{G_{30} \cdot (h_{31} - h_{30})}{h_{12} - h_{27}} = 5.587$$

.За результатами уточнюємо витрати води та пари у вітках, кг/с:

$$\underline{D_{1v}} = D_7 + D_8 + D_9 + D_{10} + D_{11} + D_{12} = 8.166 \quad \underline{D_{2v}} = D_1$$

$$\underline{D_{2v}} = D_2 - D_{12} = 2.579$$

$$\underline{D_{4v}} = D_3 - D_8 = 1.408$$

$$\underline{D_{5v}} = D_4 - D_9 = 1.02$$

$$\underline{D_{6v}} = D_5 - D_{10} = 0.949$$

$$\underline{G_{22v}} = G_{20} + G_{19} = 0.776$$

$$\underline{G_{23v}} = G_{22} + G_{27} = 8.536$$

$$\underline{G_{24v}} = G_{23} + G_{21} = 9.276$$

$$\underline{G_{25v}} = G_{24} + D_{11} = 9.856 \quad \underline{G_{26v}} = G_{25}$$

$$\underline{G_{13v}} = G_{28} - D_7 + G_{16} = 12.071 \quad \underline{G_{15v}} = G_{13}$$

$$\underline{G_{17v}} = G_{15} - G_{16} = 11.331 \quad \underline{G_{18v}} = G_{17}$$

Четверта ітерація

Витрата пари на ПСВ, кг/с :

$$D_8 \cdot (h_8 - h_{14}) = G_{13} \cdot (h_{15} - h_{13})$$

$$\underline{D_{8v}} = \frac{G_{13} \cdot (h_{15} - h_{13})}{(h_8 - h_{14})} = 0.488$$

.Витрата пари на ПХВО-1, кг/с :

$$D_9 \cdot (h_9 - h_{19}) = G_{17} \cdot C_p \cdot \Delta t$$

$$\underline{D_{9w}} = \frac{G_{17} \cdot C_p \cdot \Delta t}{(h_9 - h_{19})} = 1.17$$

.Витрата пари на ПХВО-2, кг/с :

$$D_{10} \cdot (h_{10} - h_{20}) = G_{16} \cdot C_p \cdot \Delta t$$

$$\underline{D_{10w}} = \frac{G_{16} \cdot C_p \cdot \Delta t}{(h_{10} - h_{20})} = 0.072$$

.Витрата пари на деаератор Д-1, кг/с :

$$D_{11} \cdot h_{11} + G_{27} \cdot h_{27} + G_{20} \cdot h_{20} + G_{19} \cdot h_{19} + G_{21} \cdot h_{21} = G_{25} \cdot h_{25}$$

$$\underline{D_{11w}} = \frac{G_{25} \cdot h_{25} - G_{27} \cdot h_{27} - G_{20} \cdot h_{20} - G_{19} \cdot h_{19} - G_{21} \cdot h_{21}}{h_{11}} = 0.58$$

.Витрата пари на деаератор Д-2, кг/с :

$$D_7 \cdot h_7 + G_{18} \cdot h_{18} = G_{28} \cdot h_{28}$$

$$\underline{D_{7w}} = \frac{G_{28} \cdot h_{28} - G_{18} \cdot h_{18}}{h_7} = 0.369$$

.Витрата пари на ПМВ, кг/с :

$$D_{12} \cdot [h_{12} + h_{27}] = G_{30} \cdot (h_{31} - h_{30})$$

$$\underline{D_{12w}} = \frac{G_{30} \cdot (h_{31} - h_{30})}{h_{12} + h_{27}} = 5.587$$

.За результатами уточнюємо витрати води та пари у вітках, кг/с:

$$\underline{D_{1w}} = D_7 + D_8 + D_9 + D_{10} + D_{11} + D_{12} = 8.166 \quad \underline{D_{2w}} = D_1$$

$$\underline{D_{3w}} = D_2 - D_{12} = 2.579$$

$$\underline{D_{4w}} = D_3 - D_8 = 1.409$$

$$\underline{D_{5w}} = D_4 - D_9 = 1.021$$

$$\underline{D_{6w}} = D_5 - D_{10} = 0.949$$

$$\underline{G_{22w}} = G_{20} + G_{19} = 0.776$$

$$\underline{G_{23w}} = G_{22} + G_{27} = 8.536$$

$$\underline{G_{24w}} = G_{23} + G_{21} = 9.276$$

$$\underline{G_{25w}} = G_{24} + D_{11} = 9.856 \quad \underline{G_{26w}} = G_{25}$$

## Продовження додатку Е

$$\underline{G_{13w}} = G_{28} - D_7 + G_{16} = 12.071 \quad \underline{G_{15w}} = G_{13}$$

$$\underline{G_{17w}} = G_{15} - G_{16} = 11.331 \quad \underline{G_{18w}} = G_{17}$$

.Теплова потужність ПХВО-1, кВт:

$$Q_{\text{пхво1}} = G_{\text{пхво1}} \cdot (h'_{\text{пхво1}} - h'_{\text{хво}}) = 2.607 \times 10^3$$

.Теплова потужність ПХВО-2, кВт:

$$Q_{\text{пхво2}} = G_{\text{пхво2}} \cdot (h'_{\text{пхво2}} - h'_{\text{хво}}) = 62.012$$

.Теплова потужність підігрівника сирого води, кВт:

$$\text{продув } p = 0.02 \quad h'_{\text{кв}} = 890.6 \quad h_{\text{п0}} = 2800$$

$$Q_{\text{псв}} = G_{\text{пхво1}} \cdot (h'_{\text{хво}} - h'_{\text{св}}) = 1.185 \times 10^3$$

.Теплова потужність парового котла, кВт:

$$Q_{\text{пк}} = D_0 \cdot (h_0 - h'_{\text{жв}}) + D_0 \cdot p \cdot (h'_{\text{кв}} - h'_{\text{жв}}) = 2.69 \times 10^4$$

.Теоретичний теплоперепад в турбіні, кДж/кг:

$$H_0 = h_0 - h_{\text{п0}} = 400$$

.Теплова потужність турбіни, кВт:

$$D_T = D_0 = 9.7 \quad H_p = 318 \quad \eta_{\text{ем}} = 0.8$$

$$N_T = D_T \cdot H_p \cdot \eta_{\text{ем}} = 2.468 \times 10^3$$

.Теплова потужність водогрійних котлів, кВт:

$$Q_{\text{вк}} = C_p \cdot G_{\text{к}} \cdot (t''_{\text{к}} - t'_{\text{к}}) = 4.513 \times 10^4$$

.Теплова потужністю споживача, кВт:

$$Q_{\text{сп}} = C_p \cdot G_{\text{тм}} \cdot [(t_{\text{пр}} + \Delta t_{\text{ох}}) - (t_{\text{зв}} - \Delta t_{\text{ох}})] = 5.51 \times 10^4$$

.Витрата умовного палива на паровий та водогрійні котли м3/с:

$$V_{\text{упк}} = \frac{Q_{\text{пк}}}{Q_{\text{рн}} \cdot \eta_{\text{к}}} = 0.956$$

$$V_{\text{увк}} = \frac{Q_{\text{вк}}}{Q_{\text{рн}} \cdot \eta_{\text{к}}} = 1.604$$

.Витрата робочого палива на паровий та водогрійні котли м3/с:

$$V_{\text{рпк}} = \frac{Q_{\text{пк}}}{Q_{\text{рн}} \cdot \eta_{\text{к}}} = 0.781$$

$$V_{\text{рвк}} = \frac{Q_{\text{вк}}}{Q_{\text{рн}} \cdot \eta_{\text{к}}} = 1.309$$

.Загальна витрата робочого палива, кг/с:

$$V_p = V_{\text{рпк}} + V_{\text{рвк}} = 2.09$$

.Витрати палива на власні потреби, м3/с

$$V_{\text{вп}} = \frac{\sum N_{\text{вп}}}{\eta_{\text{ел}} \cdot Q_{\text{рн}} \cdot \eta_{\text{к}}} = 0.077$$

## Додаток Є Матеріали роботи

### АНАЛІЗ ПОТЕНЦІЙНИХ ШЛЯХІВ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ЗА РАХУНОК ЗАСОБІВ ЧАСТОТНО-РЕГУЛЬОВАНОГО ЕЛЕКТРОПРИВОДУ НА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ-4 КОМУНАЛЬНОГО ПІДПРИЄМСТВА ВІННИЦЬКОЇ МІСЬКОЇ РАДИ «ВІННИЦЯМІСЬКТЕПЛОЕНЕРГО»

Метою даної роботи є зменшення витрат електроенергії в насосних установках, та збільшення терміну їх експлуатації за рахунок впровадження частотно-регульованого електроприводу на комунальному підприємстві ТЕЦ-4.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі основні задачі:

- вивчити основні елементи частотно-регульованого електроприводу;
- вивчити різні способи підключення частотно-регульованого електроприводу;
- показати порівняльні характеристики різних способів підключення частотно-регульованого електроприводу;
- показати економічні вигоди.

Об'єктом дослідження магістерської кваліфікаційної роботи є теплоелектроцентральної №4 та яке технологічне обладнання, яке входить до нього.

Предметом дослідження є методи і засоби енергозбереження за допомогою частотно-регульованого електроприводу.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень вирішена наукова задача доцільності використання частотно-регульованого електроприводу.

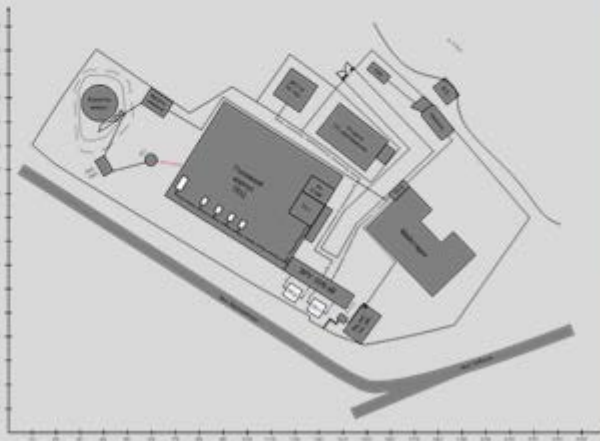
Продовження додатку Є



## Загальні відомості про підприємство

Основним продуктом (товаром) підприємства є теплова енергія у формі гарячої води теплових мереж та гарячого водопостачання. Вироблене тепло повністю продається місцевим споживачам, а саме, на потреби житлового сектору, підприємств та організацій державної та інших форм власності.

№	Найменування	Рік, кВт
1	Головний верстат ТЕЦ	1621
2	Електричний розподільний пристрій	2
3	Насоси	130
4	Машинна зала	57
5	Лабораторія ЛВО	2
6	Арматура зливо-зливостружковий	223
7	Відділ центрального-теплового району	8
8	Газовий розподільний пристрій	0,5
9	Контрольно-пусковий пункт	2



## Енергетичний аудит

Підприємство споживає такі основні енергоносії, електроенергія, природний газ, вода. Нижче наведено дані про річне споживання та витрати на енергоносії.

Енергоносії	Річне споживання	Річні витрати, грн.
Активна електроенергія	2646 тис. кВт·год.	6615000
Реактивна електроенергія	1957,7 квар·год.	104002,8
Природний газ	37,43 млн. м <sup>3</sup>	45594789,28
Вода	257965 м <sup>3</sup>	2138529,85

Тому було вирішено провести аналіз ефективності споживання енергоносів такими системами:

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

Продовження додатку Є

## Енергетичний аудит системи електропостачання

В системі електропостачання було вирішено впроваджувати засоби компенсації реактивної потужності, так як на підприємстві використовуються насосні установки з потужними асинхронними двигунами, які споживають велику кількість активної та реактивної електроенергії. З цією метою було проведено розрахунок зниження вартості втрат електроенергії в трансформаторах та кабельних лініях та за умови повної компенсації.

Капіталовкладення, грн	35000
Вартість зниження втрат в трансформаторах, грн	1278513
Вартість зниження втрат в трансформаторах, грн	287487,66
Вартість зниження втрат за умов повної завантаженості КУ, грн	727592
Загальна економія, грн	72116125
Термін окупності, року	0,165

## Енергетичний аудит системи освітлення

В системі освітлення було вирішено провести модернізацію шляхом заміни газорозрядних ламп на світлодіодні джерела світла, які є більш економічно вигіднішими ніж лампи ДРЛ. Світлова віддача світлодіодних ламп майже в два рази вища ніж у газорозрядних. Тому був проведений розрахунок заміни зовнішнього освітлення лампами ДРЛ на світлодіодне. Нижче наведено результати розрахунку.

Капіталовкладення, грн	30000
Вартість витрат на освітлення лампами ДРЛ, грн	205900
Вартість витрат на світлодіодне освітлення, грн	105000
Загальна економія, грн	12156
Термін окупності, року	2,47

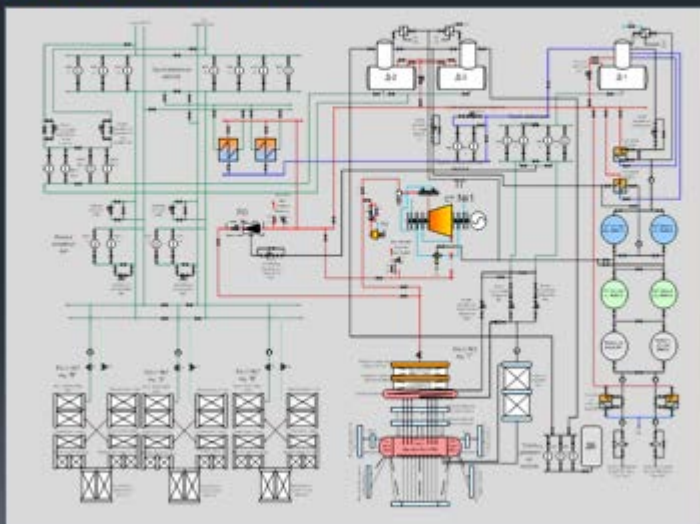
Продовження додатку Є

## Енергетичний аудит системи опалення

В системі опалення було вирішено провести модернізацію шляхом заміни старої водяної системи опалення на опалення інфрачервоними обігрівачами. ККД даних обігрівачів набагато вище, ніж у других опалювальних систем. Відносно невеликі витрати на монтаж і експлуатацію. В першу чергу обігрівають людину і предмети, при цьому обігрів відбувається глибоко і рівномірно. Був проведений розрахунок заміни зовнішнього освітлення лампами ДРЛ на світлодіодне.

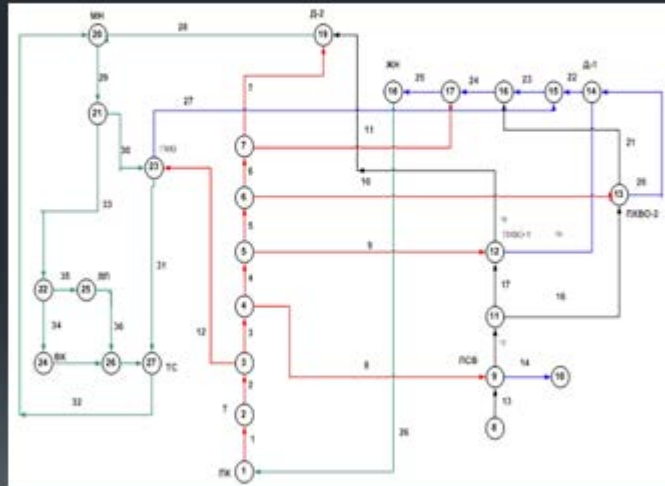
Капіталовкладення, грн	320000
Вартість витрат на опалення до модернізації, грн	990000
Вартість витрат на опалення після модернізації, грн	105000
Загальна економія, грн	12156
Термін окупності, року	2,47

## Теплова частина. Розрахунок теплової схеми

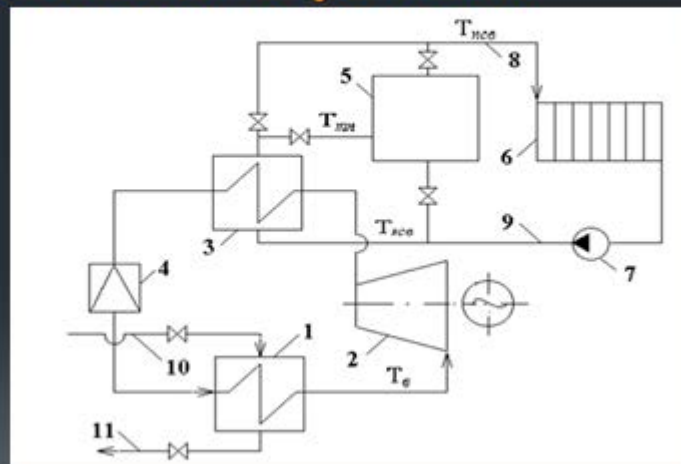


Продовження додатку Є

## Граф теплової схеми

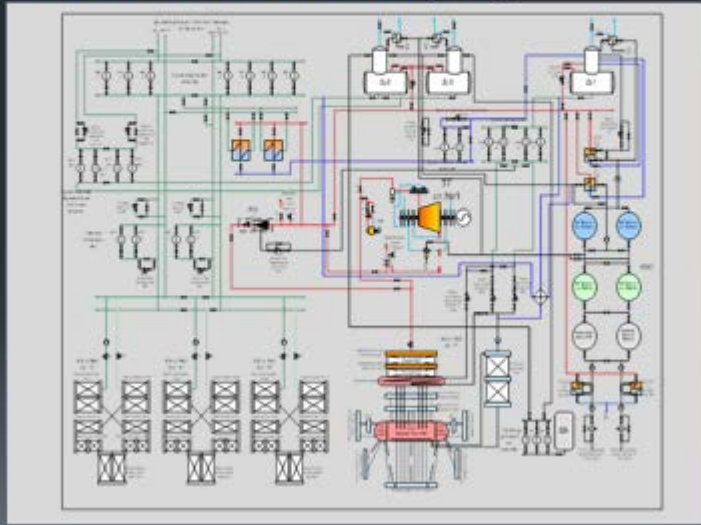


## Підвищення ефективності ТЕЦ-4 шляхом впровадження теплонасосної установки



Продовження додатку Є

## Підвищення ефективності ТЕЦ-4 шляхом впровадження теплообмінного апарату

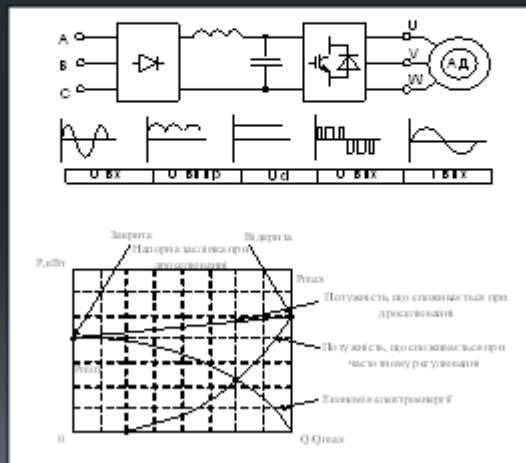


## Техніко-економічні обґрунтування шляхів модернізації ТЕЦ-4

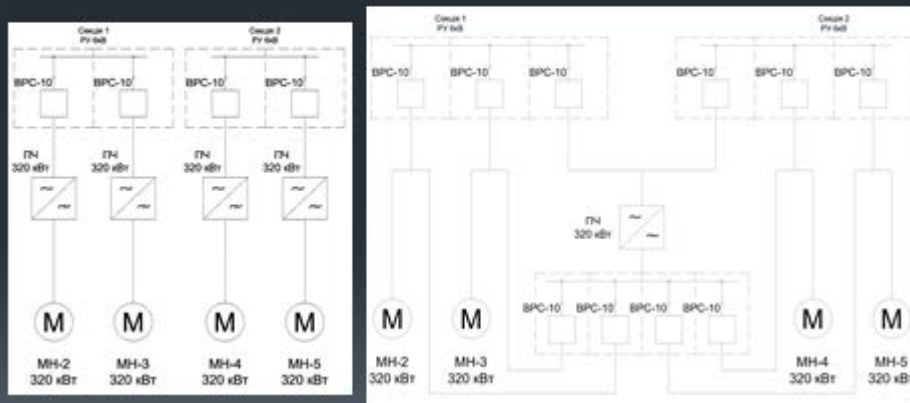
Найменування	Існуючий	з ТНУ	з ТО підв. ККД
Теплові навантаження, Мвт :			
Загальне $Q_{ТД}$	145	145,008	145
Опалення та ектиляції $Q_{ОП(ЕД)}$	92	92	92
Гарячого водопостачання $Q_{ВГП}$	28	28	28
Річні затрати на паливо, (котельню та печі), млн.грн	455,95	455,95	452,77
Річний прибуток від продажу електроенергії, млн.грн.	46	2,95	46
Річний прибуток від продажу теплової енергії, млн.грн.	486,26	544,13	486,26
Економія річних затрат на паливо та електроенергію $\Delta E$ , млн.грн.	-	15,08	3,18
Капіталовкладення, млн.грн.	-	49,32	0,28
Приріст чистого прибутку ЧП, млн.грн.	-	3,826	2,187
Річний дохід $D_c$ , млн.грн.	-	3,451	2,223
Чистий дисконтований дохід ЧДД, млн.грн.	-	3,99	11,58
Індекс прибутковості ІП	-	1,081	42,36

Продовження додатку Є

## Аналіз потенційних шляхів енергозбереження шляхом частотно-регульованого електроприводу



## Блочна та каскадна схеми підключення ЧРП



Продовження додатку Є

## Технікоеконімічне обґрування запропонованих варіантів

Марка	Насос				Електродвигун	
	Продуктивність м³/год	Повний натиск м.	Кількість обертів, хв.	Потужність на валу насоса, кВт	Марка	Потужність, кВт
ЗМС-7Х4	290	240	1500	-	A-114-4	320
ЦНС 300-240	300	240	1500	-	AIP 355M4	315

Назва	ЧРП блочна схема 6 кВ	ЧРП каскадна схема 6 кВ	ЧРП блочна схема 0,4 кВ	ЧРП каскадна схема 0,4 кВ
Капіталовкладення, грн	17000000	6500000	3100000	1800000
Кількість зекономленої електроенергії, грн	489216	489216	489216	489216
Вартість зекономленої електроенергії, грн	1369804,8	1369804,8	1369804,8	1369804,8
Термін окупності, року	12,41	6,57	8,03	3,5

## Висновки

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи було проведено енергоаудит Теплоелектроцентралі №4 КП ВМР «Вінницькийтеплоенерго». Проведено широкі підходи енергозбереження на підприємстві, що наведені на забезпеченні надійного та безперебійного електро- та теплопостачання встановлених приймачів. Після поглибленого аналізу запропонованих заходів з енергозбереження було встановлено:

- Застосування КУ на підприємстві є ефективним заходом з економії електроенергії, що приведе до щорічної економії коштів підприємства.

- Використання інфрачервоних обігрівачів може бути ефективним і приведе до економії коштів підприємства більше ніж на 100 тис. гривень щорічно.

- Заміна діаметральних газів на світлодіодні приведе до річної економії коштів понад 1,9 тис. грн. при терміні окупності капіталовкладень менше 1,5 року.

В другому розділі розроблена теплова схема ТЕЦ з трьома робочими котлоагрегатами марки ПТВМ-30 і ТО-35 та турбіною Р-2,5-15/3. Розрахунок проводиться на три періоди: максимальний – опалювальний, середній та літній режими при кожному режимі витрати, потужності та температури ріни. Здійснено модернізацію існуючої ТЕЦ шляхом встановлення тепловоюдоної установки. Були проведені теплові та конструктивні розрахунки тепловоюдоної установки. Після проведення техніко-економічних розрахунків встановлено, що економічна ефективність від впровадження даного установи складе 58,136 млн грн в рік. Термін окупності капіталовкладень на водовоюдоної теплообмінник становить 11,86 років. Було розроблено пластинчастий теплообмінник для відбору теплової енергії з мережної води, що дає приріст ККД котлів. Термін окупності складе менше 2 місяців, а вже за перший рік користування економія коштів складе близько 269 мільйонів гривень.

В третьому розділі було представлено 4 варіанти модернізації ТЕЦ-4 шляхом впровадження частотно-регульованого електродвигуну. Дані варіанти представляють дві схеми підключення ЧРП блочну та групову, а також переведення високотискотного обладнання на систему електроживлення 0,4 кВ шляхом його заміни.

Термін окупності використання частотного регулювання для франкських двигунів невдовзі з їх заміною становить 2,3 роки, що переконливо доводить економічну ефективність використання частотного регулятора на даному об'єкті.

В економічній частині магістерської кваліфікаційної роботи було проведено розрахунки по впливу даного проекту у житті з матеріальної сторони. Розраховано капітальні витрати в систему електропостачання, річні витрати і втрати електроенергії, сумарні витрати підприємства на електроенергію, обсяг вартості річних поточних витрат. Собівартість електроенергії складе – 277,1 копійки/кВт.

Було проведено оцінку умов безпеки роботи котельні після модернізації. Незважаючи, що умови роботи в котельні мають ряд небезпек – робочий процес, при дотриманні усіх правил безпеки роботи та регулярно проведених інструктажів з техніки безпеки, не буде становити загрозу для життя робітників.

Також в цьому розділі було встановлено, що іонізаційні випромінювання та електромагнітний імпульс є факторами, які найбільше впливають на роботу елементів станції, тому було проведено оцінку стійкості роботи ТЕЦ-4 з системою управління частотно-регульованими електродвигунами. Було встановлено, що, можлива доза опромінення складе 4100,5 (Р), а час стійкої роботи буде рівним 10375 годинам.

					08-17.МКР.006.00.000 ГЧ				
					Аналіз потенційних шляхів енергозбереження за рахунок засобів частотно-регульованого електроприводу на теплоелектроцентралі-4 Комунального підприємства Вінницької міської ради «Вінницяміськтеплоенерго»	Літер.		Маса	Маштаб
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата					
Розробив		Поліщук Р.В.							
Перевірив		Кравець О.М.				Аркуш		Аркушів	
Рецензент						ВНТУ гр. ЕМ-18м			
Н.контр		Войтюк Ю.П.							
Затвердив		Бурбело М.Й.							